

С.И. ЧИЧЁВ, В.Ф. КАЛИНИН, Е.И. ГЛИНКИН

**СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМ
ОБОРУДОВАНИЕМ ПОДСТАНЦИЙ**



Москва, 2011

УДК 621.332
ББК 327-02
Ч-72

Рецензенты:

Кандидат физико-математических наук,
профессор ФГБОУ ВПО «ТГТУ»

В.М. Иванов

Главный инспектор департамента технической инспекции
филиала ОАО «МРСК Центра», Москва

А.П. Перцев

Чичёв С.И., Калинин В.Ф., Глинкин Е.И.

Ч-72 Система контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций. – М.: Издательский дом «Спектр», 2011. – 140 с. – 400 экз. – ISBN 978-5-904270-85-8.

Показаны общая организация современной системы контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций в виде тенденции развития телемеханики в электросетевом комплексе, идеологии построения элементов автоматики на подстанциях 110 и 35 кВ, внедрения регламента бизнес-процесса «Диагностика» и системы диагностики в региональных сетевых компаниях, а также методология системы диагностики и методы частичных разрядов, частотная диагностика силовых кабелей из сшитого полиэтилена и тепловизионный контроль высоковольтного электрооборудования на современном этапе. Предложены эффективный расчет метрологических средств измерений изоляции электрооборудования методами калибровки и устройства оперативно-динамического анализа состояний многопараметрического объекта энергосбережения (подстанции).

Для инженеров и специалистов, занимающихся проектированием, разработкой и эксплуатацией в области автоматизации оперативно-технологического управления сетей, релейной защиты и автоматики, диагностики, измерений и метрологии, а также может быть полезна аспирантам и студентам вузов соответствующих специальностей.

УДК 621.332
ББК 327-02

ISBN 978-5-904270-85-8

© Чичёв С.И., Калинин В.Ф.,
Глинкин Е.И., 2011

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

АРМ – автоматизированное рабочее место

АЦП – аналого-цифровой преобразователь

БДЭ – бригада диагностики электрооборудования,

БЭВЛ – бригада электрооборудования и воздушных линий

БЭКЛ – бригада электрооборудования и кабельных линий

БЭТП и РП – бригада электрооборудования трансформаторных и распределительных пунктов

БП (Ф) – бизнес-процесс (филиала)

ВЛ – воздушная линия

ВЧ – высокочастотный

ДП – диспетчерский пункт

КД – комплекс диагностики

КЛ – кабельная линия

КП – контролируемый пункт

КПХ – ключевой показатель хода (БП)

КПР – ключевой показатель результативности (БП)

КПЭ – ключевой показатель эффективности (БП)

ЛЭП – линия электропередачи

МРСК – межрегиональная сетевая компания

МПТ – микропроцессорный терминал

ПО – программное обеспечение

ПС – подстанция

ПЗУ – постоянное запоминающее устройство

ПТК – программно-технический комплекс

ПТС – программно-технические средства

ПУ – пункт управления

РЗА – релейная защита и автоматика

РСК – региональная сетевая компания

РЭС – район электрических сетей

СКУЭТО – система контроля и управления электротехническим оборудованием

СД – служба диагностики

СНЧ – сверхнизкая частота (0,1 Гц)

СПЭ – сшитый полиэтилен

ТМ – телемеханика

ТС – телесигналы

УВС – управление высоковольтных сетей

УРС – управление распределительных сетей

ЦАП – цифроаналоговый преобразователь

ЭО – электрооборудование

ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях функционирование филиалов ОАО «МРСК Центра» и их электросетевых комплексов подчинено единой цели – обеспечению надежной и экономичной работы при рациональном расходовании энергоресурсов и бесперебойном снабжении всех ее потребителей электроэнергией требуемого качества.

Особую роль в эффективном управлении электросетевыми комплексами региональных сетевых компаний приобретает система контроля и управления электротехническим оборудованием (СКУЭТО) подстанций 110 и 35 кВ, объединяющая подсистемы нижнего уровня: контроля и учета электроэнергии – АСКУЭ, технологических процессов – АСУ ТП и сбора данных – ССД, рассмотренные авторами ранее [1 – 12].

В данной работе показана общая организация структуры СКУЭТО в региональных сетевых компаниях на основе телесистемы электросетевого комплекса и АСУ ТП подстанций; бизнес-процесса «Диагностика», системы диагностики и ее методологии; а также предложен расчет метрологических средств измерений изоляции высоковольтного электрооборудования и устройства анализа состояний объекта (подстанции).

Теоретические материалы по структуре СКУЭТО подстанций систематизируют многолетний опыт научно-методической, исследовательской и практической работы авторов в области автоматизации электросетевого комплекса и являются логическим продолжением темы, определенной авторами более десяти лет назад как «Информационно-измерительная система диспетчерского управления сетей электросетевой компании».

Монография предназначена для специалистов инженерного анализа и синтеза в области оперативно-технологического управления, релейной защиты и автоматики, диагностики, измерений и метрологии, а также может быть полезна аспирантам и студентам вузов соответствующих специальностей.

Авторы благодарят преподавателей кафедр «Электрооборудование и автоматизация» и «Биомедицинская техника» Тамбовского государственного технического университета, а также многих специалистов управлений, служб и отделов исполнительного аппарата филиала ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» за обсуждение и замечания, послужившие повышению качества изложенного материала. Отдельно хочется отметить рецензентов кандидата физико-математических наук, профессора ФГБОУ ВПО «ТГТУ» В.М. Иванова и главного инспектора департамента технической инспекции ОАО «МРСК Центра», Москва, А.П. Перцева за ценные советы методического характера, а также сотрудников Издательско-полиграфического центра ТГТУ за своевременную техническую помощь при подготовке и публикации работы.

1. ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ

Рассмотрены требования к организации телемеханики, показаны пример построения двухуровневой телесистемы на основе современных микропроцессорных средств и принцип проектирования конвертированных (корпоративных) сетей связи в электросетевом комплексе.

В нашей стране развитие телемеханики шло параллельно с развитием электроники и средств связи. Первые системы строили на релейных схемах. В 50-х гг. XX в. на смену реле пришли более надежные полупроводниковые элементы, а в конце 60-х гг. началось использование интегральных схем, и в схемотехнике систем телемеханики произошел качественный скачок. В дальнейшем вместо микросхем жесткой логики в контроллерах стали использовать микропроцессоры. Это позволило гибко адаптировать аппаратуру под решение конкретной задачи путем замены программного обеспечения. В 1992 г. в Беларуси был изготовлен первый комплекс телемеханики «Сириус», построенный на восьмиразрядных микропроцессорах. Часть программного обеспечения и конфигурация системы загружались в память контроллеров с ПЭВМ.

1.1. ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ

Современные программно-технические комплексы (ПТК) строят на основе микропроцессорных контроллеров 16- и 32-разрядных систем с высоким быстродействием и достаточным объемом памяти. Все большее значение имеет программное оснащение контроллеров. Для хранения программ и данных применяют FLASH-память, позволяющую легко менять программу и обеспечивать быстрый перезапуск системы в случае сбоя. В настоящее время телемеханика в электроэнергетике – область науки и техники, предметом которой является разработка методов и технических средств передачи и приема информации (сигналов) с целью управления и контроля на расстоянии технологических процессов на электрических станциях и подстанциях (ПС) электросетевого комплекса различного класса напряжения.

Применение телемеханизации в электросетевых комплексах позволяет объединить разобщенные или территориально рассредоточенные объекты управления в единый производственный комплекс [3]. Специфическими особенностями применения телемеханики в электросетевых комплексах являются:

- удаленность объектов контроля и управления;
- необходимость высокой точности передачи измеряемых величин;
- недопустимость большого запаздывания сигналов;
- высокая надежность передачи команд управления;
- высокая степень автоматизации процессов сбора информации.

Вместе с тем, внедрение телемеханических систем позволяет сократить численность обслуживающего персонала, уменьшает простои оборудования, освобождает человека от работы в опасных для здоровья условиях [2].

Особое значение телемеханика приобретает в связи с созданием автоматизированных систем управления (АСУ) в распределительных электросетевых комплексах 110...10 кВ [4]. Обработка данных, полученных по каналам телемеханики, на ЭВМ позволяет значительно улучшить контроль за технологическим процессом и упростить управление. Поэтому в настоящее время вместо понятия «телемеханика» все чаще используется сокращение АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом. Современная система телемеханики также немыслима без компьютера, поэтому можно сказать, что телемеханика и АСУ ТП – близнецы-братья. Разница между этими понятиями улавливается лишь по времени появления и по традиции использования. Например, в электроэнергетике предпочитают использовать слово «телемеханика», на промышленных предприятиях – АСУ ТП.

В англоязычных источниках аналогом понятия «телемеханика» является сокращение SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition – Диспетчерское управление и сбор данных, в которое вкладывается, по сути, тот же смысл. Компьютеры вместе с установленным на них специализированным программным обеспечением являются вершиной SCADA-пирамиды. Они обеспечивают сбор данных и их представление в удобном для человека виде, являются пультом управления системой SCADA. Основой этой пирамиды являются датчики и преобразователи, преобразующие физические параметры контролируемого объекта (температуру, давление, ток) в нормированные электрические сигналы. Середину составляют контроллеры, которые измеряют сигналы с датчиков и преобразуют их в цифровую форму, обеспечивают локальную обработку данных, передают данные по каналам связи в центральную ЭВМ.

Крупные SCADA-системы могут состоять из нескольких уровней. Каждый уровень обеспечивает наблюдение и управление за своей зоной ответственности. Данные, собранные нижестоящим уровнем, по-

ступают в систему вышестоящего уровня. С вышестоящего уровня поступают команды управления. Это так называемая классическая схема: восходящий поток данных и нисходящий поток команд. В современных системах встречаются более сложные схемы информационного взаимодействия уровней.

Однако в российской литературе аббревиатура SCADA чаще всего можно увидеть рядом с названием программы для ПЭВМ, которая выполняет конечные функции всей системы – получение данных и архивацию, контроль изменений и сигнализацию, отображение данных в удобном для восприятия виде, а также обеспечивает человеку возможность управления технологическим процессом. Можно сказать, что SCADA – это некая этикетка, которая предназначена, прежде всего, для выделения этого класса программ из общей массы программно-обеспечения.

В современной системе телемеханики большое внимание уделяется ее программному обеспечению и интеграции с действующими системами и программными комплексами. Стандартом стало графическое представление схем контролируемого процесса (мнемосхем) с «живым» отображением текущего состояния, управление объектом с кадров мнемосхем.

В программном обеспечении наблюдается тенденция к стандартизации программных интерфейсов систем сбора данных и обрабатывающих программ (технология OPC), возрастает потребность экспорта собранных данных в специализированные программы расчета режимов и планирования, аналитические и АРМ специалистов. В условиях усложнения систем повышается роль средств диагностики и отладки.

С технической стороны в системах все чаще используются современные скоростные каналы связи (оптоволокно, Ethernet) и беспроводные технологии (например, транкинговая и сотовая связь). Вместе с тем сохраняется потребность стыковки с морально (а иногда и физически) устаревшими «унаследованными» системами, с сохранением их протоколов связи. На контролируемых объектах все чаще возникает необходимость стыковки с локальными технологическими системами.

Следовательно, наряду с усложнением самих телесистем и их программного обеспечения наблюдается изменение требований к реализуемым функциям. К традиционным функциям телемеханики (теле-сигнализация – ТС, телеизмерение – ТИ, телеуправление – ТУ) добавляются функции энергоучета и транспорта данных с локальных автоматических приборов. К обычным функциям контроля за изменением состояния и превышения предельных значений добавляются возможности текущих расчетов и логического анализа внутри самой телесистемы.

1.2. ПОСТРОЕНИЕ ТЕЛЕСИСТЕМЫ

Двухуровневая система. Рассмотрим основные понятия, используемые в телемеханических системах, на примере так называемой *двухуровневой системы*, ставшей классической схемой (рис. 1.1) [1, 2].

Верхний уровень (ВУ) – часть комплекса телемеханики или АСУ ТП, устанавливаемая обычно на пункте управления (ПУ) и являющаяся верхней в иерархии комплекса по отношению к нижнему уровню. ВУ выполняет сбор и обработку данных с контроллеров нижнего уровня и транслирует на этот уровень команды управления.

Нижний уровень (НУ) – часть комплекса, устанавливаемая обычно на контролируемых пунктах (КП) и являющаяся нижней в иерархии комплекса по отношению к верхнему уровню. НУ выполняет непосредственный съем данных с контактных устройств и преобразователей физических величин, установленных на контролируемом объекте.

В многоуровневой системе нижним уровнем может называться полный комплекс телемеханики, стоящий ниже по иерархии построения системы. Контроль и управление системой осуществляют с ПУ, где находятся диспетчер, аппаратура телемеханики, ЭВМ и мнемонический щит.

Пункт управления – в телемеханике и АСУ ТП это место размещения диспетчерского персонала, аппаратуры для приема и обработки информации от контролируемых пунктов. Часто под термином ПУ

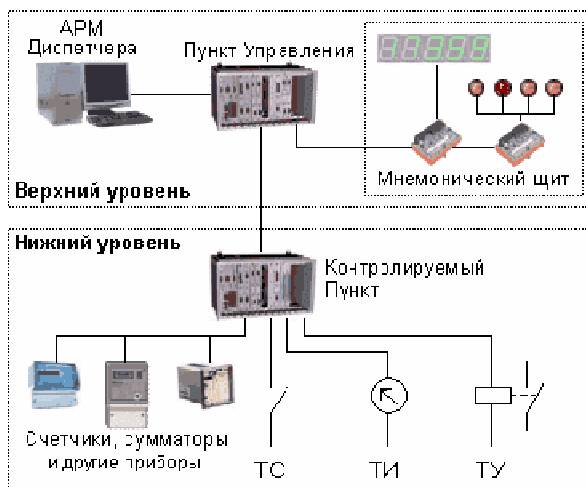


Рис. 1.1. Двухуровневая система телемеханики

подразумевают контроллеры, непосредственно выполняющие прием и первичную обработку данных от КП.

В задачи ПУ входят:

- прием данных с КП по каналам связи;
- организация опроса КП при использовании одного канала связи для подключения нескольких КП;
- передача на КП команд управления;
- передача данных и прием команд ЭВМ;
- переадресация, передача данных на верхний уровень и прием команд с верхнего уровня в многоуровневых системах;
- фильтрация, преобразование и передача данных при интеграции с системами других производителей.

Для реализации полного набора перечисленных функций контроллеры ПУ оснащают микропроцессорами и соответствующим программным обеспечением. Перенастройка программного обеспечения позволяет гибко изменять конфигурацию системы, протоколы обмена и алгоритмы обработки данных в процессе эксплуатации системы. Для настройки ПУ используют специальные программы-конфигураторы, функционирующие на ПЭВМ. В современных ПУ программы и настройки хранят во внутренней FLASH-памяти контроллеров, что обеспечивает быстрый запуск системы и восстановление в случае сбоя.

Объекты контроля и управления находятся на контролируемых пунктах (КП), одном или нескольких. Контролируемый пункт – в телемеханике и АСУ ТП это место размещения объектов контроля и управления, а также аппаратуры, выполняющей функции контроля и управления, обычно называемой контроллером КП. Часто под термином КП подразумевают один контроллер, установленный на контролируемом объекте.

Контроллер КП выполняет непосредственный сбор данных с объекта (посредством опроса датчиков и преобразователей) и передачу их на ПУ (реализуя функции ТС и ТИ), а также непосредственно выполняет команды ТУ. На крупных объектах (таких как большие электрические подстанции) могут находиться несколько контроллеров КП. Для точной идентификации каждый из контроллеров КП на объекте имеет свой логический номер, который называют *номером КП* или *адресом КП*.

В настоящее время практически все контроллеры КП оснащены микропроцессорами и работают по заданной программе. Программное обеспечение решает задачи сбора данных (фильтрует дребезг контактов ТС и ослабляет сетевые наводки на цепи ТИ), выполняет буферизацию событий перед выдачей в канал связи.

Современные контроллеры КП вместе с базовыми функциями (ТС, ТИ, ТУ) обеспечивают интеграцию в систему различных электронных устройств: приборов учета энергии, автоматических защит и т.п. Например, контроллеры КП снимают показания электронных счетчиков, расходомеров и передают их для обработки на ПУ по единому телемеханическому каналу связи.

Обычно взаимодействие между ПУ и КП происходит по *каналу связи* [4]. Это может быть простая физическая линия, оптоволокно, выделенный телефонный канал, радиоканал и т.п. При подключении к одному каналу связи нескольких КП каждый из них должен иметь уникальный номер. Часто под ПУ и КП подразумевают саму аппаратуру телемеханики.

Данные между ПУ и КП передают короткими массивами, которые называют *кадрами*, *фреймами* или *посылками*. Посылки вместе с данными содержат адресную часть и проверочный код для выявления искажений в процессе передачи. Адрес должен однозначно идентифицировать измеряемый параметр в рамках всей системы, например, номер контроллера ПУ – номер КП – номер группы в КП – номер параметра в группе. Для защиты данных обычно используют один из вариантов подсчета *контрольной суммы*.

Способ кодирования данных и порядок обмена посылками обычно называют *протоколом обмена*. Одним из основных требований при выборе протокола является его надежность, т.е. способность передавать данные без искажений и возможность повторной передачи в случае сбоя.

Аппаратура телемеханики (обычно называемая контроллером) на КП собирает информацию об объекте посредством датчиков и преобразователей. Датчиками могут быть простые двухпозиционные переключатели, состояние которых изменяется при изменении состояния объекта (включен/выключен, норма/авария и т.п.). Обычно контроллер КП следит за состоянием датчиков и при изменении хотя бы одного из них передает на ПУ посылку, которую и называют телесигналом. Контроллер ПУ, получив ТС, передает его на ЭВМ и контроллер щита. Программа на ЭВМ изменяет состояние изображения контролируемого объекта на схеме и предупреждает диспетчера звуковым сигналом. Контроллер щита зажигает на щите соответствующий индикатор.

Для количественной оценки состояния объекта на КП применяют преобразователи, которые преобразуют физические параметры (температура, давление, напряжение, ток) в нормированные электрические сигналы. Контроллер КП измеряет значения этих сигналов и передает их на ПУ в цифровом виде в посылках телеизмерений. Аналогично ТС,

ТИ поступают на ЭВМ и щит для отображения. Программа для ЭВМ может отслеживать уровни входящих измерений и сигнализировать, например, о превышении критического порога (уставки).

Телесигнализация (в англоязычных источниках DI – Digital Input). Используется для дистанционного контроля дискретных изменений состояния объекта, например, включен/выключен, движется/стоит, норма/авария и т.п. Для получения данных объект оснащают датчиками. В простейшем случае применяют двухпозиционные контактные переключатели, но могут использоваться и многопозиционные переключатели. Контроллер КП опрашивает состояние датчиков и при изменении состояния передает информацию о событии на ПУ в короткой посылке, обычно называемой *телесигналом*. Контроллер ПУ при получении ТС передает его для обработки в ЭВМ (и на контроллер щита) для оповещения диспетчера и отображения изменившегося состояния объекта.

Телеизмерения (AI – Analog Input). Используют для получения количественной оценки характеристик контролируемого процесса, например температуры, напряжения, тока, давления и пр. Для измерения на объекте используют преобразователи, которые преобразуют физические параметры в нормированные электрические сигналы. Контроллер КП измеряет значения этих сигналов и по запросам ПУ или спорадически передает их на ПУ в цифровом виде. ТИ поступают на ЭВМ и щит для отображения. ЭВМ следит за уровнями измерений и предупреждает оператора о превышении заданных пороговых значений (*уставок*).

Важным параметром телеизмерений является *точность*. В старых системах обычно использовались 8-разрядные аналого-цифровые преобразователи (АЦП), которые обеспечивали погрешность измерения более 0,8% для однополярных сигналов и более 1,6% для двуполярных. Современные системы оснащают 10...14-разрядными АЦП, что позволяет достичь точности измерений 0,25...0,1%. Дальнейшее повышение точности ограничивается наличием наводок на измерительные цепи. Для ослабления наводок от промышленной силовой сети с частотой 50 Гц в контроллерах КП применяют алгоритмы цифровой фильтрации.

Телеуправление (DO – Digital Output). При необходимости вмешательства в ход контролируемого процесса оператор посредством ЭВМ выдает в систему команду телеуправления, обеспечивает дистанционное управление объектом контроля. С ЭВМ команда ТУ поступает на контроллер ПУ, который передает ее нужному КП. Контроллер КП при получении команды проверяет ее достоверность, выдает электрический сигнал для включения исполнительного механизма (напри-

мер, запуск электродвигателя), передает на ПУ квитанцию о выполнении команды. Команды ТУ обычно двухпозиционные: ТУ «включить» и ТУ «отключить». Применяются также более сложные алгоритмы выдачи ТУ, например, с промежуточным контролем готовности исполнительных цепей. Для защиты команд ТУ от искажений при передаче применяют специальное кодирование, например, передают команду дважды, в прямом и инверсном виде и т.п. Обычно в одном цикле управляют только одним объектом.

Современные контроллеры КП могут получать информацию не только с датчиков и преобразователей, но и с различных микропроцессорных устройств, например приборов учета, токовых защит. Для стыковки с такими устройствами применяют один из локальных интерфейсов, например, RS-485. Информационный обмен идет с использованием одного из совместимых протоколов, например Modbus.

Телерегулирование (АО – Analog Output). Обеспечивает дистанционное задание уровня воздействия на объект управления. Управление начинается с задания оператором величины воздействия, а затем выдачей команды с ЭВМ. Команда ТР передается с пункта управления на контролируемый пункт по каналу связи. Контроллер КП, получив команду ТР, проверяет ее достоверность и выдает сигнал заданного уровня на исполнительное устройство (например, открывает вентиль на 56%). Кроме ручной выдачи управления применяется и автоматизированная выдача. В данном случае на ЭВМ устанавливают программу с алгоритмом вычисления величины управления. Для предотвращения «удара» при выдаче телерегулирования применяют плавное изменение выходного сигнала до достижения заданного уровня. Эту задачу обычно выполняет контроллер КП.

Достоверность телеизмерений и телесигнализации (отсутствие искажений данных при передаче по каналам связи) обеспечивается за счет введения в посылки кодов защиты. Обычно в посылке передают контрольную сумму данных. Наиболее надежными являются полиномиальные контрольные суммы, реализуемые на основе контроллеров или микроконтроллеров.

Контроллер (англ. Controller – регулятор, управляющее устройство) – электрический прибор, с помощью которого в телемеханике и системах управления измеряют токи, напряжения, температуру и другие физические параметры объекта, а также передают и принимают данные по каналам связи, передают на объект управляющие воздействия, используют в качестве локального автоматического регулятора.

В настоящее время контроллеры – достаточно малогабаритные устройства, поэтому часто встречается название *микроконтроллеры*. Как правило, контроллеры оснащены микропроцессорной начинкой,

позволяющей программировать контроллер на решение заданного круга задач, отсюда другие названия: *программируемые контроллеры* и *программируемые логические контроллеры* (ПЛК – в русских описаниях и PLC – в английских). Современный контроллер может обладать достаточно мощным процессором класса Pentium, обычно с небольшим энергопотреблением. Контроллеры могут быть специализированными, рассчитанными на эффективное решение определенной задачи (например, контроллер релейной защиты), или универсальными, которые могут решать разноплановые задачи в соответствии с установленным набором блоков и вариантом программного обеспечения – например, задачу съема показаний с приборов учета и вывод их на ПК или мнемонический щит.

Мнемонический щит – табло с пассивной схемой контролируемого объекта и активными элементами, отображающими текущее состояние объекта, является составной частью системы телемеханики или используется для наглядного отображения состояния крупных систем, содержащих до нескольких тысяч объектов контроля. Например, мнемонические щиты часто используют для оборудования диспетчерских пунктов крупных энергетических систем (рис. 1.2).

На лицевой стороне щита рисуют или выкладывают специальными мозаичными элементами схему контролируемой системы. Для отображения состояния объектов системы в щит вмонтированы *активные элементы* – единичные лампы, светодиоды или цифровые индикаторы.



Рис. 1.2. Мнемонический щит энергетической системы

Ими управляет щитовой контроллер (контроллеры). В основном на щит выводят информацию двух типов: телесигнализацию и телеизмерения. Для отображения состояния ТС используют лампы или более современные и долговечные светодиодные индикаторы. На больших щитах часто используют модель так называемого «темного щита»: индикатор начинает мигать при изменении состояния ТС, после квитирования индикатор остается гореть, после приведения щита в соответствие с изменившимся состоянием индикатор гаснет. Информация на щит может вводиться как по командам ручного ввода от диспетчера системы (через ПЭВМ), так поступать и в автоматическом режиме (с АСУ ТП или ПУ комплекса телемеханики).

1.2.1. ТЕЛЕМЕХАНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС КОМПАС 2.0

Один из крупнейших поставщиков телемеханических комплексов для электроэнергетической отрасли России Краснодарское предприятие ОАО «ЮГ-СИСТЕМА плюс» подготовило к серийному производству новый телемеханический комплекс КОМПАС ТМ 2.0 [40].

Предприятие ОАО «ЮГ-СИСТЕМА плюс» известно российским специалистам служб телемеханики как разработчик и серийный производитель оборудования телемеханики КОМПАС ТМ 1.1. В настоящее время на объектах электроэнергетики, в нефте- и газопроводах, коммунальных службах эксплуатируется свыше 500 комплексов КОМПАС ТМ 1.1. Новый комплекс вобрал в себя передовые решения в области построения распределенных информационно-управляющих систем и предназначен для комплексной телемеханизации территориально распределенных объектов и систем управления мнемоническими щитами для диспетчерских служб.

Новый телемеханический комплекс КОМПАС ТМ 2.0 разрабатывался по техническому заданию, согласованному с ведущими специалистами ВНИИЭ, Московского Энергосетьпроекта и ОАО «Системный Оператор – Центральное Диспетчерское Управление» ЕЭС России. Комплекс призван обеспечить оптимальные технико-экономические и функциональные характеристики оборудования телемеханики для объектов различной информационной емкости и предназначен для телемеханизации как малых подстанций с минимальным числом информационных каналов, так и больших станций со значительной площадью размещения оборудования. При разработке комплекса особое внимание уделено вопросу реконструкции действующих систем телемеханики с учетом необходимости постепенной замены действующего оборудования.

КОМПАС ТМ 2.0 – это семейство контроллеров и вспомогательных изделий, оптимизированных для комплексного решения задач по телемеханизации объектов. По функциональному назначению изделия семейства КОМПАС ТМ 2.0 разбиты на группы:

- контроллеры связи и согласователи интерфейсов;
- контроллеры ввода-вывода сигналов;
- контроллеры системы управления мимическим щитом;
- сервисное оборудование (инженерные панели, имитаторы и т.п.);
- коммутационное оборудование (вводные клеммники, устройства защиты от повреждающих помех, блоки реле-повторителей и т.п.);
- компоновочное оборудование (шкафы, панели и т.п.);
- программное обеспечение.

Контроллеры разработаны с использованием современной элементной базы ведущих мировых производителей и выполнены на высоком технологическом уровне. Для контроллеров используются следующие процессоры: 16-разрядные микроконтроллеры семейства C165 фирмы Infineon (Siemens), 8-разрядные микроконтроллеры семейства 51 фирм Philips, Atmel и AVR90 фирмы Atmel. Гарантийный срок на оборудование – 3 года со дня отгрузки потребителю. Системотехнические и схемотехнические решения комплекса и программное обеспечение контроллеров разработаны специалистами предприятия.

Из изделий семейства КОМПАС ТМ 2.0 методом агрегатирования создаются конечные изделия для оснащения диспетчерских и контролируемых пунктов. При проектировании устройств контролируемых пунктов поддерживаются концепции сосредоточенной и рассредоточенной компоновки оборудования. Сосредоточенная компоновка оборудования контролируемого пункта отражает традиционный подход, когда все измерительное и контрольное оборудование размещается в одном месте, обеспечивая возможность удобства обслуживания оборудования. Это связано с необходимостью прокладки на подстанции большого числа контрольных кабелей от силового оборудования к удаленным датчикам и преобразователям. Оборудование телемеханики для этого варианта с целью снижения удельной стоимости канала ввода-вывода целесообразно выполнять с большим числом входных выходов, сосредоточенным в одном конструктиве (шкафу).

Современный подход предполагает установку непосредственно у силового оборудования (в ячейках КРУ) интеллектуальных датчиков и управляющих контроллеров, объединенных линией связи с сервером устройства КП. Этим достигается существенная экономия кабельной продукции, а главное, – трудоемкости выполняемых работ по телеме-

ханизации новых или реконструируемых подстанций. Сегодня на рынке России имеется оборудование различных производителей, обеспечивающее функции первичных преобразователей с непосредственным подключением к измерительным трансформаторам тока и напряжения и предназначенное для установки непосредственно в ячейки КРУ, например: цифровые измерительные преобразователи типа ИПЦ6806 Воронежской фирмы «Электромеханика». В состав устройства КП, смонтированного на одной из подстанций 110/35/6, включены 28 измерительных преобразователя ИПЦ6806-08, через которые реализованы каналы ввода ТИТ (полный набор параметров на присоединении), каналы ввода ТС (положение выключателя и состояния защит), каналы вывода ТУ (управление выключателем).

Разнообразие контроллеров связи семейства КОМПАС ТМ 2.0 покрывает различные типы интерфейсов физического уровня и сред передачи информации: EIA RS-232/RS-485/RS-422, 2- и 4-проводные стыки для кабельных линий, 4-проводные стыки С1-ТЧ для подключения к аппаратуре связи, стыки для подключения к радиостанциям. По числу стыков (портов связи) контроллеры связи различаются на одно-, двух-, трех- и четырехпортовые. Наиболее мощный из контроллеров связи семейства, реализованный на базе DSP, обеспечивает частотное деление канала связи на речевую часть, используемую для служебной связи, и надтональную часть, используемую для передачи данных. На канальном уровне порты контроллеров связи, как правило, независимы и способны поддерживать различные протоколы обмена между КП и ПУ.

Например, для устройства КП выбор двухпортового контроллера связи может быть обусловлен необходимостью резервирования каналов связи в отношении одного ПУ, передачи данных на два или более ПУ в независимых протоколах, организации связи с подчиненными (спутниковыми) КП, связи с инородными устройствами на объекте. Ресурсы контроллеров связи семейства КОМПАС ТМ 2.0 позволяют интегрировать в состав устройств КП и ПУ инородные изделия с открытыми протоколами. Специалисты предприятия обрели практический опыт организации каналов телемеханической связи через транкинговую сеть Nokia Actionet (протоколы MPT-1327/1343, MAP-27).

В семействе КОМПАС ТМ 2.0 имеются однофункциональные контроллеры ввода-вывода с каналами одного типа и числом каналов: 8/16/32/64, а также многофункциональные контроллеры, имеющие входы-выходы разных типов и предназначенные для установки непосредственно в ячейки КРУ. Простые и относительно дешевые контроллеры ввода дискретных сигналов с процессором А8051 выполня-

ют элементарные функции по вводу сигналов и первичной обработке информации. Регистрация времени событий в этом случае осуществляется сервером устройства КП. Более развитые и, соответственно, более дорогие контроллеры ввода дискретных и аналоговых сигналов с процессором С165 или AVR90 оптимизированы для быстрой регистрации времени изменения состояний датчиков и периодической регистрации профиля параметров в реальном времени (функции регистраторов). В этом случае на сервер передается информация о зарегистрированных событиях и срезах профиля параметров. Для регистраторов характерно наличие энергонезависимых статической памяти событий/срезов и часов реального времени. Специальное исполнение регистратора аналоговых сигналов обеспечивает регистрацию аварийных процессов с максимальным временным разрешением – 36 выборок на период сети. Для каналов телеуправления сервером устройства КП осуществляется регистрация времени и инициатора команды, а также результата ее исполнения. Для исключения ложных команд предусмотрены многоуровневая аппаратная и программная защиты от несанкционированной выдачи управляющих команд и объективный контроль исполнения команд.

Устройство КП, реализованное на базе оборудования семейства КОМПАС ТМ 2.0, в общем виде состоит из контроллера-сервера и связанных с ним через магистраль RS-485 контроллеров ввода-вывода. Входы контроллеров ввода аналоговых сигналов ТИТ подключаются к измерительным преобразователям, входы контроллеров ввода дискретных сигналов ТС – к датчикам состояний объектов, а выходы управляющих контроллеров – к цепям исполнительных реле. Все внешние стыки контроллеров имеют, как правило, встроенную защиту от повреждающих помех. В качестве сервера устройства КП обычно используются контроллеры связи, обеспечивающие связь с ПУ.

Оборудование ПУ, реализованное на базе семейства КОМПАС ТМ 2.0, может быть следующим. Группа контроллеров связи, объединенных магистралью RS-485, подключается к серверу ПУ (ПЭВМ) через специальный контроллер-мультиплексор. Число контроллеров связи покрывает имеющееся на ПУ число каналов связи с устройствами КП. Контроллеры связи на уровне ПУ способны обеспечивать как простые функции программируемых канальных адаптеров, так и более развитые функции циклического опроса подчиненных устройств на присоединении. Через контроллеры связи осуществляется обмен сервера с устройствами КП и ретрансляция всей или части информации на верхний уровень представления данных. Число каналов связи устройства ПУ практически не ограничено, технических ограничений для реализации протоколов канального уровня также нет.

Важной особенностью контроллеров связи является возможность организации между ПУ и КП «прозрачных» каналов связи для функционирования независимой АСКУЭ. Для обеспечения требуемых показателей быстродействия комплекса большие пакеты данных коммерческого учета фрагментируются и передаются короткими посылками с низким приоритетом по отношению к оперативной информации. На приемном конце пакеты дефрагментируются и отправляются на внешнее оборудование: устройство сбора данных (УСД) или цифровой счетчик. Ответные сообщения УСД или счетчика передаются на уровень ПУ аналогично.

Для электропитания контроллеров предлагаются одноступенчатые блоки питания с дополнительным вводом резервного питания с номинальным напряжением 220 В постоянного тока, а также двухступенчатый блок бесперебойного питания с аккумуляторной батареей. Встроенный в блок питания микроконтроллер обеспечивает управление зарядом батареи, контроль напряжения и ограничение разряда.

Для реализации основных функций сервера ПУ производитель предлагает специальное приложение для ПЭВМ, реализованное на Delphi по компонентной архитектуре для платформы Win98/NT/2000 и обеспечивающее основные функции по конфигурированию оборудования комплекса и активизации информационных потоков между пунктами. Это приложение выполняет функции OPC-сервера и обеспечивает необходимый сервис для оперативно-информационного комплекса (ОИК) или SCADA. В качестве ОИК или SCADA потребитель комплекса может использовать продукты иных производителей. Производитель предлагает также собственный ОИК, разработанный на основе компонентной архитектуры для платформы Win98/NT/2000.

Для сервисного обслуживания комплекса предусмотрены аппаратные и программные средства, позволяющие параметризовать контроллеры и конфигурировать устройства.

Шкафы для устройств комплекса могут быть выбраны на основе предпочтений потребителя. Возможно также использование шкафов, высвобождаемых при замене устаревшего оборудования. Все контроллеры, блоки питания и клеммники устанавливаются на стандартные рейки DIN.

Основными достоинствами комплекса, выполненного на базе семейства КОМПАС ТМ 2.0, являются:

- масштабируемость устройств комплекса, позволяющая телемеханизировать как малые, так и большие подстанции. Это дает возможность потребителю использовать однородное оборудование для телемеханизации подстанций различного уровня;

- возможность последующего наращивания информационной емкости эксплуатируемого оборудования телемеханики при реконструкции объектов;
- высокая разрешающая возможность времени регистрации событий и периодических срезов профиля параметров;
- широкий набор контроллеров связи, оптимизированных под различные типы каналов связи;
- минимальная стартовая избыточность оборудования, определяющая его минимальную стоимость;
- распределенная компоновка оборудования на объекте, позволяющая интегрировать в состав оборудования изделия различных производителей;
- высокая надежность каналов телеуправления с многоуровневой защитой от ложных срабатываний;
- широкий диапазон рабочих температур для оборудования КП (от минус 40 до плюс 70 °С);
- возможность организации «прозрачных» каналов для независимых АСКУЭ;
- высокая надежность оборудования и длительный гарантийный срок (3 года).

Таким образом, современная телемеханика строится на базе телемеханических комплексов как единая и интегрированная, иерархическая и распределенная человеко-машинная система, работающая в темпе протекания технологического процесса, оснащенная средствами управления и сбора, обработки и хранения, регистрации, передачи и отображения информации на основе, например, современных корпоративных прикладных сетей связи.

1.3. КОНВЕРГИРОВАННЫЕ СЕТИ СВЯЗИ

Корпоративные прикладные сети связи в энергетике. Связь является неотъемлемой частью современного комплекса управления работой электрической системы и включает в себя как чисто корпоративные приложения (телефонию, межкомпьютерный обмен данными и системы автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии – АСКУЭ), так и технологические – диспетчерские переговоры и телемеханику, управление режимами и защиту, рассмотренные ранее авторами [1, 2, 6].

В условиях коммерциализации взаимоотношений энергетиков и пользователей на первое место выходят такие аспекты построения электрических сетей, как их функциональная наполненность, безопас-

ность и надежность функционирования, а также мониторинг состояния в режиме реального времени [40 – 45].

До недавнего времени сети связи энергетиков, как правило, строились по трем независимым функциональным критериям: передачи сигналов речи и телемеханики, защиты и автоматики, офисных приложений с использованием соответствующей аппаратуры.

В последние 3 – 7 лет (в том числе и в России) достаточно активно применяется совмещение функций передачи сигналов речи, телемеханики ТМ и защиты. В высокочастотной (ВЧ) технике для этого используется принцип частотного уплотнения с разделением по времени, в кабельных каналах – TDM мультиплексирования.

Для офисных приложений, в том числе для АСКУЭ и федерального оптового рынка электроэнергии и мощности (ФОРЭМ), для передачи послеаварийной информации, почты и Интернет обычно используются кабельные или радиоканалы, собственные или арендованные с использованием IP-технологий. Отдельное приложение образуют радио, спутниковые или транкинговые сети обслуживания передвижных бригад.

Технологические и конструкторские достижения последнего времени привели к созданию оборудования, сочетающего в себе технологическую и офисную составляющие функциональности корпоративной сети энергетиков, что позволяет говорить о новой философии прикладных сетей связи – конвергированных сетях CCNS (Converged Corporate Network Solutions).

Технология CCNS . Преимущества данной сети:

- снижение финансовой и функциональной зависимости от третьих лиц;
- возможность быстрого изменения конфигурации и закрепления сетевых ресурсов за критичными приложениями;
- единая среда управления, мониторинга и полный контроль устойчивости и надежности сети;
- безопасность технологических, коммерческих данных и предоставления сетевых ресурсов третьим лицам.

Например, согласно [4] в филиалах ОАО «МРСК Центра» – «Региональные сетевые компании» основной упор делается не на простую замену старого оборудования новым, а на изменение самих принципов проектирования технологических сетей и объединение разнородных сетевых трафиков. Теперь главным должно стать не обычное выполнение функциональных требований к каналам и, соответственно, к аппаратуре их образующей, а экономическая эффективность создаваемой сети, ее адаптируемость к новым задачам.

ВЧ-технологии. В существующие ВЧ-каналы/сети вложены огромные инвестиции, которые рано или поздно должны быть возвращены, и, следовательно, вопросы, связанные с ВЧ-связью в России еще долгое время будут достаточно актуальны.

К тому же, большое количество протяженных воздушных линий (ВЛ) в России делает повсеместное использование других технологий (кабельных и радио) экономически не эффективным.

По первоначальным затратам ВЧ-системы с числом подканалов от 1 до 6 и длине каналов выше 5...7 км более выгодны по сравнению с оптическими каналами связи.

Однако простейшие оптические системы могут быть более эффективными, чем ВЧ-каналы при длинах ВЛ до 100...130 км, а мощные полнофункциональные системы – практически всегда. Аналогичные рассуждения можно провести для медных кабелей и радиорелейных линий.

Из сказанного следует, что:

- при длинах ВЛ или канала менее 5...7 км более выгодны кабельные каналы с использованием простейших мультиплексоров;
- при больших длинах ВЛ или каналов и недостатке финансирования надо использовать ВЧ-каналы;
- при больших длинах ВЛ или каналов, если уж хватило денег на прокладку волокна или совершенно необходимо передавать большие объемы информации, то чем более мощный мультиплексор будет установлен, тем выше окажется эффективность системы и быстрее будет возврат инвестиций, особенно, если есть возможность сдать часть емкости системы в аренду.

Справедливости ради надо сказать, что короткие до 5...7 км каналы обычно используются либо как станционные, либо как промышленные, либо как городские, т.е. фактически представляют собой распрядсеть. Как правило, это кабельные каналы. Тогда более эффективным для построения сети может стать использование широкополосных ВЧ-технологий, основную проблему для которых представляет электромагнитная совместимость.

Предложенная Германией и практически повсеместно в Европе принятая норма на излучение NB30 привела к фактическому запрету на использование данных технологий в черте города, за исключением случаев, когда сеть представляет собой изолированную кабельную структуру. Что касается воздушных линий, то их протяженность даже в поселках или кампусах (низкоэтажная городская застройка) ограничена величинами 300 м. И дело не только в ограничении выходной мощности передатчиков. Слабые уровни входных сигналов делают такие системы подверженными внешним воздействиям – помехам.

Таким образом:

– при длинах ВЛ или канала менее 5...7 км и существующей кабельной инфраструктуре более выгодны каналы с широкополосными ВЧ-системами;

– при длинах ВЛ или канала менее 5...7 км и отсутствии кабельной инфраструктуры необходимо рассмотреть применимость радиоканалов типа «точка-многоточка»;

– при длинах ВЛ или канала менее 5...7 км и отсутствии кабельной инфраструктуры и проблемах с электромагнитной совместимостью более выгодны оптические или медные каналы с использованием простейших мультиплексоров.

Следует иметь в виду, что выше речь шла не о специализированных каналах, предназначенных, например, только для передачи данных АСКУЭ – здесь эффективными могут быть и другие каналы: GSM или спутниковые, а о конвергированных каналах, позволяющих решить большинство задач в корпоративных сетях энергетиков.

До настоящего времени наиболее востребованными и с точки зрения капитальных затрат, и с точки зрения больших протяженностей ВЛ, являются ВЧ-каналы связи. Перед оптическими они имеют преимущество и с точки зрения построения систем релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА): учитывая требования к временным параметрам передаваемых сигналов-команд, а также физические ограничения на время распространения сигналов в оптическом волокне, ВЧ-каналы могут иметь большую протяженность.

Цифровая конвергированная ВЧ-система ETL500. Ранее ETL500 применялась в основном для решения технологических задач энергетики. Возможность ее использования для корпоративных целей основывается на дооснащении ETL500 устройствами формирования скоростного цифрового канала типа AMX с различными абонентскими цифровыми интерфейсами.

Поскольку одним из основных требований к технологическим каналам является их независимость от корпоративных данных, то рекомендуется организовывать цифровой канал либо в независимом ВЧ-канале, либо в специально выделенной полосе частот ВЧ-канала.

Так как корпоративные каналы чаще всего являются каналами передачи данных, то в AMX не рекомендуется использовать возможности цифровой передачи речи. Исключение может быть сделано лишь для служебных речевых каналов типа «точка-точка» без включения их в коммутационное пространство корпоративной телефонной сети.

Универсальные решения. В сетях связи энергетиков существуют сервисы, недоступные в обычных корпоративных сетях. Для их

реализации требуются некоторые специализированные устройства, например удаленный программируемый низкочастотный (НЧ) терминал EVDT, особенностью которого является совместная работа с аппаратурой ВЧ-связи ETL500.

Комплексное использование ВЧ-каналов кроме известных преимуществ имеет и некоторые чисто организационные недостатки, связанные с традиционным разделением служб. Часто это выражается в административном размещении подразделений в различных помещениях. Это могут быть разные комнаты, этажи и даже здания, между которыми необходимо прокладывать сигнальные цепи. Устройство EVDT в первую очередь предназначено именно для уменьшения количества необходимых для этого кабелей. В то же время EVDT позволит использовать любые корпоративные 4-проводные каналы как комплексные (принято в энергетике для передачи телефонии и телемеханики ТЛФ + ТМ).

Использование принципа конвергенции не означает, что пользователь должен отказаться от установленного у него оборудования. Часто достаточно дооснастить его соответствующими узлами, например, передачи сигналов команд РЗ. Одним из таких устройств является цифровая система передачи сигналов команд релейной защиты NSD 570, допускающая работу через любые среды и каналы передачи.

Безусловным требованием к используемым каналам/средам является их пригодность к передаче сигналов команд релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА) как с точки зрения надежности и безопасности, так и с точки зрения времени передачи. В общем случае это практически любые проводные каналы, кабельные – PDH и SDH, радио – SDH, ВЧ – от мировых производителей. Но возможны и другие варианты, применимость которых зависит от тщательности системной проработки.

Вообще главной проблемой конвергенции является объединение функций защиты и автоматики со всеми остальными сервисами, в том числе технологическими. Так, если в корпоративную IP-сеть при соблюдении некоторых правил еще можно ввести технологические функции передачи диспетчерской речевой информации с большими ограничениями данных SCADA-систем и систем телемеханики, то функции защиты ввести практически невозможно.

Основной и резервный канал защиты. Даже относительно простой случай с передачей сигналов речи на практике оказывается не простым. Как показывает опыт эксплуатации таких каналов (построенных на оборудовании мирового IP-бренда) газовиками и нефтяниками, их качество не удовлетворяет требованиям оперативного диспет-

черского управления, и они ищут альтернативу давно устоявшимся концепциям. Главная причина: корпоративная IP-сеть изначально должна строиться не как телекоммуникационная, а как технологическая с использованием протоколов: RVSP (resource reservation protocol), RTP/RTCP (real time protocol/associated control protocol) и dynamic time-slot multiplexing (DTM).

Что касается SCADA-систем и систем телемеханики, рассмотренных в [1 – 4], то существующая Ethernet-сеть должна дооснащаться UCA (Utility Communications Architecture) или аналогичными системами. К сожалению, данная технология UCA, выполняя функцию привязки передаваемой информации к временной сетке, одновременно значительно сокращает число корпоративных пользователей.

Поэтому технологию UCA надо рассматривать как временное решение для небольших подстанций, и допускать контроль и наблюдение за системами релейной защиты, обмен служебной информацией между устройствами РЗ и ПА. Но передача сигналов защит в данной технологии запрещена (кроме сигналов состояния оборудования – телесигнализации).

Таким образом, методики введения технологических функций в уже работающую корпоративную IP-сеть не слишком удачны, хотя и имеют право на существование. Другое дело идеология CCNS, предполагающая введение офисных (IP) функций в технологическую сеть с полной изоляцией разнородных трафиков и обеспечивающая наилучшие условия транспортировки именно технологической информации.

Переход к принципам конвергенции неизбежно повлечет за собой изменение методик обслуживания технологических каналов, особенно каналов релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА). Прежде всего, контроль, обслуживание и наладка должны быть не нарушающими функционирование других сервисов, а во-вторых, распределенными в пространстве, т.е. уже не будет возможности собрать всю каналобразующую аппаратуру в одной лаборатории и оттестировать, как делается сейчас. Для этого нужны новые измерительные и тестовые приборы.

Кабельные технологии. Наиболее эффективными с точки зрения окупаемости капитальных вложений на информационный подканал являются высокоскоростные системы передачи. Причем практически неважно, как конкретно будет реализован агрегатный/транспортный канал (медь, волокно и т.д.).

Главное – обеспечить его оптимальную загрузку. Особенно актуально это для конвергированных корпоративных сетей энергетиков, призванных объединять разнородные типы трафиков. Выполнить это

могут только специализированные устройства доступа/мультиплексоры, в которых технологический и IP-трафики рассматриваются как независимые процессы. Такие устройства обычно снабжаются агрегатными модулями для электрических и волоконно-оптических кабелей.

Исторически сложилось так, что большинство оптических кабелей в энергетике являются собственностью третьих лиц. Энергетикам в качестве компенсации предлагается либо использовать каналы, построенные на телекоммуникационном оборудовании, либо самим осваивать «оптоволокно» [2].

В первом случае технологии приходится иметь дело с IP-каналами и уже описанными ранее проблемами. Функции защиты реализовать на них затруднительно. Особенно, если в качестве транспорта используется не SDH. Если же транспорт – SDH, то проблему с защитой могут решить устройства, имеющие непосредственный доступ к агрегатному каналу, аналогичные NSD 570. Тем не менее, поскольку телекоммуникационные мультиплексоры не имеют столь развитой технологически ориентированной системы кросс-коммутации, как специализированные технологические устройства доступа, то необходимо очень тщательно выполнять системные расчеты времени прохождения команд.

Во втором случае уже сами энергетики устанавливают на «оптоволокне» самые дешевые мультиплексоры, исходя из того, что в большинстве случаев их собственные нужды в пропускной способности офисной корпоративной сети не превышают 2 Мбит/с.

Такая точка зрения имеет право на существование. Однако требования технологии при этом не учитываются, поскольку устройства доступа опять же используются телекоммуникационные. Когда же спустя некоторое время обнаруживается неэффективность использования волокна, то зачастую предпринять что-либо уже поздно. Как ни странно, иногда может выручить то, что наиболее дешевые устройства – отечественные, реализующие PDH и SDH транспорт. В этом случае снова может выручить устройство типа NSD 570, но необходимо тщательно выполнять системные расчеты времени прохождения команд.

Избежать всех этих проблем можно, сразу сориентировавшись на мультиплексоры, специально разработанные для энергетики. Ранее это были устройства, учитывающие и реализующие только технологические требования и установки отрасли, некоторые – даже в части возможности передачи сигналов команд. Теперь же появились системы, в полном объеме реализующие принцип конвергенции CCNS, изначально ориентированные на передачу как технологического, так и офисного корпоративного трафика.

Эти платформы предназначены для использования как ведомственными сетями энергетических компаний, так и крупными телекоммуникационными провайдерами, что позволяет энергетическим компаниям, операторам трубопроводов, железнодорожным компаниям и другим самим предоставлять коммерческие услуги на рынке телекоммуникаций.

Отличительной особенностью этих платформ является их соответствие требованиям энергетики в части электромагнитной совместимости, надежности и готовности, что, безусловно, дает им преимущество перед обычным телекоммуникационным оборудованием в построении высоконадежных сетей общего пользования.

Из сказанного видно, что технология CCNS на самом деле представляет собой концепцию построения корпоративных сетей нового качества – конвергированных. Это идеология, охватывающая все этапы жизненного цикла сети, начиная с проектирования и кончая управлением.

Таким образом, основные принципы технологии CCNS:

1. Наиболее перспективная коммуникационная среда для построения корпоративных сетей энергетиков – волоконно-оптические линии, ВЧ – как резервная. При недостатке финансирования – ВЧ.

2. Наиболее подходящими сетевыми технологиями для конвергированных сетей являются: ВЧ связь, PDH и SDH (при выполнении ряда условий ATM).

3. Обеспечивается полная изоляция технологического и офисного трафиков. Наилучшие условия транспортировки выделяются для технологической информации.

4. Для технологических каналов должны устанавливаться «постоянные» внутрисетевые соединения «каждый-с-каждым» или «один-со-всеми», а для офисного трафика (телефония, видео, компьютеры и др.) действуют правила соединения общественных сетей (IP).

5. Для подключения чувствительных ко времени технологических трафиков – SCADA, защита и другие – должны использоваться принципы TDM / PCM / PDH / SDH.

6. Офисная составляющая конвергированной сети должна строиться на принципах общественных телекоммуникационных сетей, что позволит легко проводить их последующую модернизацию параллельно развитию общественных технологий. Для этого должны и могут использоваться технологии, обеспечивающие максимальную эффективность загрузки агрегатного канала: IP, Frame Relay, ATM и др.

7. Мониторинг и управление конвергированной сетью должны выполняться из одного места и поддерживать оба вида трафиков – технологический и общественный.

Конвергированные сети наилучшим образом обеспечивают функции сбора, передачи и приема информации и данных о технологических процессах подстанций, автоматизация которых рассмотрена в следующей главе.

ВЫВОДЫ

1. Организация телемеханизации электросетевого комплекса проводится на основе технических средств: датчиков и контроллеров, каналов связи и центральной ЭВМ со стандартным и специализированным программным обеспечением (ПО), а также возможностью текущих расчетов и логического анализа.

2. Современная телесистема строится на основе телемеханических комплексов как единая и интегрированная, иерархическая и распределенная человеко-машинная система, работающая в темпе протекания технологического процесса, оснащенная средствами управления и сбора, обработки и хранения, регистрации, передачи и отображения информации.

3. Конвергированные сети связи представляют собой новую и эффективную концепцию построения корпоративных сетей, объединяющую разнородные сетевые трафики, например технологические: телемеханики, релейной защиты и автоматики и офисных приложений, обеспечивающую наилучшие условия транспортировки технологической информации.

2. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Рассмотрены требования к организации структуры и идеология внедрения автоматизированной системы управления технологическими процессами, а также проектирование элементов автоматики и оперативных переключений на подстанциях региональной сетевой компании.

2.1. ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ СТРУКТУРЫ

Техническая политика ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра», разработанная в соответствии с [14] определяет основные требования к построению АСУ ТП в филиалах региональных сетевых компаний.

В настоящее время АСУ ТП в сетях строится на основе современных телемеханических комплексов, на базе микропроцессорных контроллеров, подключаемых непосредственно к вторичным цепям трансформаторов тока и напряжения с обеспечением следующих функций [6]:

- управление присоединениями с использованием устройств телеуправления и выполнение переключений при выделении поврежденных участков сети из работы;
- измерения и регистрация режимных и технологических параметров;
- мониторинг и диагностика состояния оборудования в нормальных и аварийных режимах;
- автоматизация технологических процессов основного и вспомогательного оборудования. АСУ ТП строится на основе АСУ технологических процессов ПС 35...110 кВ и телемеханизации сетевых объектов 6...20 кВ.

Основные задачи в области применения АСУ ТП:

- наблюдаемость режимов сетевых объектов средствами телемеханики и системами технологического управления, позволяющими эффективно отслеживать состояния сети в режиме реального времени;
- мониторинг текущего состояния и режимов работы оборудования;
- эффективное взаимодействие организаций, участвующих в управлении электрическими сетями, функционировании розничного (оптового) рынка электроэнергии (мощности) в едином информационном пространстве;
- интеграция в АСУ технологических процессов релейной защиты и автоматики (РЗА) и противоаварийной автоматики, средств контроля и диагностики состояния основного оборудования, сетевых объектов 6...20 кВ, систем измерения, контроля и учета электроэнергии.

Основные требования к построению АСУ ТП:

- модульный принцип построения технических и программных средств, прикладного и технологического программного обеспечения;
- открытость архитектуры комплекса технических средств и программного обеспечения;
- независимость выполнения функций контроля и управления сетевым объектом от состояния других компонентов системы.

Структура АСУ ТП в РСК построена на основе территориально-распределенной информационно-вычислительной системы, имеющей три ступени управления и обработки [1].

Первая (нижняя) ступень – это сеть программируемых микро-процессорных контроллеров, размещенных непосредственно около силового и измерительного оборудования, ведущих процесс сбора и предварительной обработки первичной информации и выполняющих задачи местного управления оборудованием. Так как концентратор-шлюз ведет процесс сбора, обработки и накопления цифровой информации от защит, одновременно обеспечивая сопряжение сетей, то кроме достаточно мощных вычислительных ресурсов, он должен обладать работоспособностью в непрерывном (круглосуточном) режиме, в необслуживаемых условиях. В некоторых случаях и при работе в жестких климатических факторах необходимы флеш-память, сторожевой таймер, привязка к единому времени и сохранность информации при пропадании питания. Такими возможностями обладают устанавливаемые на ПС-110кВ микропроцессорные контроллеры, например фирмы Octagon и др. С целью сокращения длины внешних кабельных связей, устройства нижней ступени размещаются в непосредственной близости от силового и измерительного оборудования, с которого производится съем информации.

Данный способ построения системы основывается на создании на территории ПС-110кВ и выше оперативных пунктов управления (ОПУ), которые будут включать комплекс технических средств защиты и управления, обработки и выдачи информации о состоянии силового оборудования, закрепленного за данным ОПУ. Например, на верхнюю ступень системы: центр управления сетей ЦУС РСК или диспетчерский пункт района электрических сетей (ДП РЭС).

Как правило, обмен информацией между контроллерами и цифровыми терминалами обычно выполняется по протоколам MODBUS, KBUS, IEC 60870-5-103. В качестве среды передачи используется кабель типа PiMF 600 МГц – кабель с индивидуально экранированными витыми парами в общем экране (фирмы AMP, Германия), подключаемый к портам RS-485 реле защит и контроллера. Контроллеры всех ОПУ объединены в единую локальную сеть передачи данных, в каче-

стве линий связи использованы волоконно-оптические линии связи Ethernet, которые обеспечивают защиту информации от помех на подстанции. Сеть нижней ступени необходимо интегрировать в локальную вычислительную сеть верхней ступени через оптический кабель роста оборудования сети связи.

Основой нижней ступени, как правило, является системный модуль распределительного устройства и представляет собой совокупность контроллера и цифровых защит, установленных в одном ОПУ. Контроллер выполняет функции концентратора-шлюза, который организует работу цифровых защит и обмен информацией с верхней ступенью системы. Обмен осуществляется только при необходимости информирования об изменении состояния оборудования или по инициативе верхней ступени.

Вторая ступень – управляющая ЭВМ – концентратор информации управляет сетью низовых контроллеров, ведет обработку информации в реальном времени, формирует и поддерживает базы данных в суточном интервале, выполняет автономные процессы управления. Обмен информацией между низовыми контроллерами и концентратором осуществляется по волоконно-оптическим линиям связи, что обеспечивает защиту информации от помеховой обстановки на подстанции.

Третья (верхняя) ступень – ПЭВМ с двумя мониторами, обеспечивает диспетчера подстанции всеми видами информации (схемы и таблицы, бланки и графики, ведомости, контрольно-диагностические, предупредительные и аварийные сообщения, рекомендации по действиям в нештатных ситуациях, справочные и архивные данные по функциональным задачам и т.д.), необходимой для сопровождения и контроля технологических процессов.

Технические средства верхней ступени АСУ ТП подстанции. Верхняя ступень системы необходима в первую очередь для подстанций с постоянным диспетчерским (эксплуатационным) персоналом. Основным элементом верхней ступени является АРМ диспетчера, выполненное на базе ПЭВМ. Существующие объемы информации, с которой оперирует диспетчер (на подстанциях класса 110 кВ и выше), требуют увеличения поля отображения сверх возможностей штатного монитора ПЭВМ и распределения потоков (видов) информации. Для этой цели АРМ диспетчера дополняется вторым монитором или графической станцией с экраном до 21". В основном второй экран используется для отображения схем подстанции или ее распределительных устройств с динамическим изменением аналоговой и дискретной информации.

Разделение и одновременное выполнение функций эксплуатационного персонала при использовании единой информационной базы

данных системы требуют наращивания количества АРМ и включения в состав верхней ступени сервера базы данных БД. Эволюция создания АСУ ТП подстанций показала, что вторым по необходимости является АРМ специалиста релейной защиты и автоматики. На крупных системообразующих подстанциях возможно включение в сеть верхней ступени АРМ системного специалиста (с функциями настройщика, конфигуратора и администратора БД), при необходимости совмещенного с АРМ начальника подстанции.

Все программно-технические средства верхней ступени объединяются быстродействующей локальной сетью Ethernet, к которой на правах автономных абонентов подключены также шлюзы системных модулей нижней ступени. Для обмена оперативной и технологической информацией с автоматизированной системой оперативно-технологического управления АСОТУ РСК и РЭС в состав комплекса верхней ступени включается отдельный сервер связи. При качественных каналах связи функции сервера связи может взять на себя сервер БД (что подтверждается расчетами информационной нагрузки).

Состав и структура комплекса технических средств АСУ ТП нижней ступени. В настоящее время определился ряд ведущих производителей цифровых защит в странах дальнего и ближнего зарубежья – ALSTOM (Франция), ABB-Реле Чебоксары (Россия), SIEMENS (Германия).

Следует отметить, что цифровые устройства релейной защиты и автоматики данных производителей в настоящее время становятся частью СКУЭТО подстанций [1, 2, 6, 8 – 10]. С позиций СКУЭТО цифровые устройства РЗА являются окончательными устройствами, т.е. релейными терминалами. Переход на цифровые способы обработки информации в устройствах РЗА не привел к появлению каких-либо новых принципов построения защиты электроустановок, но существенно расширил их функциональные возможности, упростил эксплуатацию и снизил стоимость. Именно по этим причинам цифровые реле быстро занимают место устаревших электромеханических и микроэлектронных устройств.

Вместе с этим, определилась оптимальная структура аппаратной части цифровых реле, многие технические решения стали типовыми. Поэтому современные цифровые реле, производимые разными фирмами, имеют много общего, а их характеристики очень близки. Минимальный объем выполняемых функций в части релейной защиты, автоматики и измерений (РЗАИ) определяется требованиями правил устройств электроустановок (ПУЭ) и правил технической эксплуатации (ПТЭ), а максимальный – функциональными возможностями используемых микропроцессорных устройств.

Основные функциональные характеристики современных цифровых устройств РЗАИ:

- аналого-цифровое преобразование входных аналоговых сигналов при наличии аналоговых и цифровых фильтров организуется на основе алгоритма Фурье;
- реализация функций РЗАИ осуществляется с помощью программного обеспечения, работающего в темпе реального времени;
- используются микроЭВМ с очень большой степенью интеграции;
- гальваническое разделение входных аналоговых сигналов (токов и напряжений) от электронной части схемы осуществляется с помощью разделительных трансформаторов, а дискретных сигналов – с помощью оптотранзисторов;
- применяются миниатюрные электромеханические реле с мощными контактами;
- имеется возможность питания от сети постоянного или переменного тока;
- возможность регистрации событий и параметров повреждений;
- реализация функций устройств резервирования отключения выключателей (УРОВ), автоматического повторного включения (АПВ) (однофазного – ОАПВ, трехфазного – ТАПВ) многократного действия;
- возможность определения места повреждения (короткого замыкания – КЗ);
- постоянная самодиагностика;
- обеспечение функций ускорения, блокировки защит по высокочастотным или оптоволоконным каналам;
- обеспечение функций защиты от перегрузки, качаний электросети, контроля синхронизма при включении;
- обеспечение логики ближнего и дальнего резервирования.

Большинство устройств имеют встроенную функцию автоматического цифрового осциллографирования, обнаружения мест повреждения. С помощью реле MODN, MICOM и MODULEX 3, подключенных к сети передачи информации, реализуется система автоматического ограничения нагрузки, т.е. одновременное отключение заданных присоединений по команде диспетчерского центра.

Устройства обеспечивают автоматическую непрерывную самодиагностику своей направленности (памяти, процессоров, входных преобразователей, программного обеспечения и т.д.) с выдачей информации на жидкокристаллический дисплей (ЖКД) по сети передачи информации и замыканием контакта выходного реле контроля исправности.

Наличие автодиагностики, съемная конструкция активной части, а также возможность дистанционного контроля значений уставок позволяют отказаться от периодического технического обслуживания

микропроцессорных реле. Это существенно снижает эксплуатационные расходы.

Для диагностики состояния выключателя большинство устройств имеют встроенную функцию числа их операций включения, а также фиксируют сумму квадратов токов КЗ отключения каждой его фазой. Включение выключателя блокируется при превышении заданных значений величин.

Дискретные входы используются, в том числе, и для контроля положения коммутационных аппаратов защищаемого присоединения и организации системы блокирования при дистанционном управлении через сеть передачи информации.

Все устройства обеспечивают индикацию на ЖКД значений входных аналоговых величин в первичных или вторичных значениях. Кроме того, обеспечивается индикация производных от измеренных величин (мощность, энергия, $\cos\phi$ и т.д.).

Все устройства оснащены интерфейсом RS-485 для организации дистанционной связи (подключение к компьютерной сети удаленной передачи данных). Для подключения к сети реле объединяются с помощью экранированной витой пары или оптоволоконного кабеля в группы до 32-х и подключаются к порту компьютера рабочей станции или шлюза через устройство конвертора-протокола.

Следовательно, все измеренные значения и зафиксированные сигналы качественно направляются на соответствующий уровень оперативному персоналу для отображения или организации базы данных. Дистанционное управление коммутационными аппаратами осуществляется оперативным персоналом по вычислительной сети путем управления срабатыванием соответствующих выходных реле микропроцессорных устройств.

Таким образом, комплексный подход к организации структуры АСУ ТП подстанций 110 кВ и выше в региональной сетевой компании обеспечивает надежный территориальный сбор дискретной и аналоговой информации о состоянии и работе силового и коммутационного оборудования. А также обеспечивает первичную обработку информации, контроль параметров, выявление и регистрацию событий нормального и аварийного режимов, накопление информации, формирование и выдачу управляющих воздействий на исполнительные механизмы при проведении процедур управления автономно или по командам с верхней ступени АСУ ТП.

2.2. РАЗРАБОТКА ПОДСИСТЕМ АСУ ТП

В современных условиях стратегия развития электрических сетей (ЭС) ОАО «МРСК Центра» согласно ее технической политике [14] выходит на качественно новый уровень – ЭС разрабатываются как не-

обслуживаемые объекты, а основным принципом их автоматизации становится переход от децентрализованных систем управления к иерархически централизованным. В таком случае ЭС становятся составной частью АСУ ТП распределения и потребления электроэнергии.

В 90-х гг. прошлого столетия в ОАО «Тамбовэнерго» подстанции 35...110 кВ стали частично необслуживаемыми. Для этого требовалась как минимум система телемеханики (ТМ) и обученный персонал оперативных выездных бригад (ОВБ). Релейная защита и автоматика этих подстанций выполнялась по типовым альбомам НИИ «Энергосетьпроект», предусматривающим наличие постоянного дежурного персонала и была недостаточно приспособлена для необслуживаемых подстанций. Без ТМ такие подстанции становились полностью неконтролируемыми и неуправляемыми.

С того времени возникло множество проблем, решение которых требовало обязательности исполнения. В настоящее время именно эти проблемы заставляют подготовить технический персонал филиала ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» к модернизации подстанций 35 и 110 кВ, разработка автоматизации которых рассмотрена ниже.

Задача разработки, построения и ввода в работу автоматизированной необслуживаемой подстанции нового поколения с современным первичным оборудованием и микропроцессорной (МП) подсистемой РЗА, связью и телемеханикой выполняется как нижний уровень (ступень) АСУ ТП региональной сетевой компании (РСК) [1, 2].

Опыт эксплуатации подстанций в РСК подсказывает выполнение системы управления необслуживаемой подстанцией нового поколения, т.е. с обязательным включением следующих подсистем:

- силового оборудования;
- оперативного тока;
- релейной защиты и автоматики;
- телемеханики и АСУ ТП.

Подсистема силового оборудования. *На стороне 110 кВ*, после анализа технических характеристик предлагаемого на российском рынке оборудования, выбрано следующее:

- элегазовые выключатели LTD 145 D1/B;
- управляемые разъединители и заземляющие ножи 110 кВ типа SGF 123nП-100У1 + 1(2)Е/2(3)МТ50;
- трансформаторы тока 110 кВ типа ИВМ-123 с пятью обмотками;
- трансформаторы напряжения типа СРВ-123.

На стороне 35 кВ:

- вакуумные выключатели ВР35НС с магнитной защелкой;
- управляемые разъединители и заземляющие ножи РГП-1(2)-35/1000 УХЛ1 с приводами ПД-14П-06(07);

- трансформаторы тока ТОЛ-35 кВ с тремя вторичными обмотками;

- трансформаторы напряжения НАМИ-35 кВ.

На стороне 10 кВ:

- вакуумные выключатели ВВ/TEL-10 с блоком управления ВU/TEL-220-12-03А на магнитной защелке;

- трансформаторы напряжения НАМИ 10 кВ;

- трансформаторы тока ТЛО-10 кВ, которые устанавливаются на каждом присоединении по два на каждую фазу.

На стороне 0,4 кВ:

- выключатели NA1 (0,4 кВ) (фирмы «СНІТ»);

- автоматы с двигательным приводом NM1 (0,4 кВ) (фирмы «СНІТ»).

Подсистема оперативного тока. Подсистема оперативного тока на необслуживаемой подстанции выбирается более надежной, чем на ПС с обслуживающим персоналом. Поэтому необходимо, чтобы на необслуживаемых ПС нового поколения использовался постоянный или выпрямленный оперативный ток, который дополнительно позволяет реализовать устройство резервирования отключения выключателей УРОВ 10...35 кВ, линейную защиту шин ЛЗШ 10...35 кВ и дуговую защиту комплектных распределительных устройств КРУ-10 кВ.

В данном случае принимается один из двух вариантов.

1. Постоянный оперативный ток на миниаккумуляторных батареях. Для увеличения надежности применяется схема «мини-АБ + ПВТ» (аккумуляторные батареи + панель выпрямленного тока), которые работают параллельно через силовые разделительные диоды.

2. Выпрямленный оперативный ток на ПВТ. Для увеличения надежности применяется схема «ПВТ + КБП» (комбинированные блоки питания).

Наилучший способ подключения ПВТ по цепям напряжения – подключение ПВТ к точкам, откуда на ПС подается напряжение. Использование КБП позволяет иметь полноценную МП РЗА всех присоединений 10 кВ, когда подстанция работает в режиме распределительного пункта, т.е. отключены оба ввода 10 кВ, а также «высокая» сторона ПС, а шины 10 кВ запитываются со смежной подстанции по транзитной ВЛ-10 кВ.

Подсистема РЗА. Главным принципом разработки подсистемы РЗА является ориентация на типовые схемы НИИ «Энергосетьпроект». Подсистема РЗА необслуживаемой подстанции нового поколения выполняется с высокой надежностью и поэтому организуется в двух уровнях [1, 2]:

– первый уровень (основной) выполняется на микропроцессорных устройствах РЗА, главным назначением которых является качественное выполнение функций релейной защиты. Вторым, но не менее важным – исполнение функций нижнего уровня АСУ ТП;

– второй уровень (дополнительный) основан на применении электромеханических устройств РЗА. Их главная задача – обеспечение надежности всей подсистемы РЗА ПС в различных экстремальных ситуациях (в режимах низких температур, при отказе МП-терминалов и т.д.).

Выполнение второго уровня обязательно из-за возможности полного отказа МП-терминалов на присоединениях 10 кВ при низких температурах (до -40 °С). Данный уровень позволяет при выходе из строя всех МП-терминалов ПС обеспечить все присоединения полноценной защитой и ручное включение любого выключателя. Таким образом, подстанция несет нагрузку с полноценными защитами и без МП-терминалов.

Следует отметить, что стоимость таких устройств составляет лишь 1% от стоимости ячейки, т.е. практически не влияет на стоимость всей подсистемы РЗА.

Второй уровень работает параллельно с первым, но имеет выдержку времени максимальной токовой защиты (МТЗ) на 0,1 с больше. Это необходимо для того, чтобы при коротком замыкании дать отработать МП-терминалу в штатном режиме, а МТЗ второго уровня полностью исправляет ситуацию, которая может возникнуть при отказе МП-терминала в режиме КЗ. Кроме этого, при отказе МП-терминала требуется до нескольких суток на устранение аварии. При наличии МТЗ второго уровня отключать присоединение, где отказал МП-терминал, согласно [5] не требуется.

Схема управления выключателями построена таким образом, чтобы ими мог управлять дежурный персонал ПС, персонал ОВБ или диспетчер РЭС с диспетчерского пункта по ТМ и (или) АСУ ТП.

В данном случае сохранены традиционные принципы сигнализации ПС и в первую очередь шинки. Панель центральной сигнализации выполняется на МП-блоках, например, БМЦС или Сириус-ЦС. Применяются только светодиодные блинкеры микропроцессоров, которыми можно управлять с ДП РЭС по ТМ или АСУ ТП. Блинкеры с ручным съемом для необслуживаемой ПС в данном случае непригодны. Схема сигнализации каждой панели РЗА идентична и имеет одинаковый интерфейс.

Телесигнализация выполняется по следующим принципам:

– с ПС на ДП РЭС выдаются два обобщенных сигнала: шинки аварийной (ШЗА) и предупредительной (ШЗП) сигнализации;

– с ПС с каждого присоединения (панели) выдаются наиболее важные индивидуальные сигналы;

– диспетчер РЭС, получив с подстанции обобщенные сигналы, просматривает положение выключателей на мнемосхеме и наличие индивидуальных сигналов. После этого он принимает решение, посылать ли на подстанцию ОВБ. Если присутствие ОВБ не требуется, то диспетчер дает команду поднять все блинкеры-светодиоды на подстанции и тем самым приводит схему сигнализации подстанции в исходное состояние. Если ОВБ посылается, то команда съема блинкеров не подается, приехавшая ОВБ переписывает состояние всех блинкеров подстанции и световой сигнализации и передает информацию диспетчеру РЭС для принятия решения;

– телесигналы ТС стандартизованы, например, ТС1 на всех присоединениях всех ПС обозначает «выключатель отключен», ТС2 – «привод выключателя готов к включению» и т.д.

Разъединитель (Р) или заземляющий нож (ЗН) представляется в виде объекта, положение которого контролируется двумя контактами – нормально замкнутым (НЗ) и нормально отключенным (НО) с помощью реле положения – «отключено» (РПО) и «включено» (РПВ):

– НЗ – замкнут, НО разомкнут. Р (ЗН) – отключен;
– НЗ – разомкнут, НО замкнут. Р (ЗН) – включен;
– НЗ – разомкнут, НО разомкнут. Р (ЗН) – недостоверное состояние;

– НЗ – замкнут, НО замкнут. Р (ЗН) – недостоверное состояние.

Таким образом, осуществляется постоянный контроль разъединителя Р и заземляющего ножа (ЗН). По лампочкам положения Р и ЗН на панели управления определяется отказ их блок-контактов. Персонал подстанции без помощи специалиста по релейной защите может отрегулировать блок-контакты.

Схема электромагнитной блокировки (ЭМБ) работает в двух режимах:

1. *Режим дистанционного управления Р и ЗН с подстанции.* Используется логика деблокировки, заложенная в панели ЭМБ;

2. *Режим управления Р и ЗН через АСУ ТП с диспетчерского пункта РЭС.* Используется логика деблокировки алгоритма АСУ ТП.

Разработка схем РЗА ведется по следующему принципу:

– создание принципиальной схемы присоединения (панели), основным критерием которой является проверка возможности работы каждой цепочки схемы и всей схемы в целом на ПС, где постоянный обслуживающий персонал отсутствует;

– сборка схемы в лаборатории, опробование ее работоспособности на всех режимах.

Подсистема ТМ и АСУ ТП. На необслуживаемой подстанции обязательно устанавливается система ТМ, или АСУ ТП, или то и другое вместе (в этом случае они взаимно резервируют друг друга).

Как указывалось в первой главе, подсистема ТМ – это двухуровневая система, обеспечивающая функции телеуправления (в основном выключателями подстанции), телесигнализации и телеизмерения.

Поэтому подсистема ТМ подстанции разделена на:

- первый уровень (нижний) – на подстанциях и реализован стойками контролируемых пунктов ТМ;
- второй уровень (верхний) – на ДП РЭС и реализуется, например, на двух радиорелейных станциях РРС, с прикладным программным обеспечением ПО.

Что касается каналов связи, то они могут быть любыми, даже низкоскоростными [6]. Вместе с тем, следует отметить, что пока отечественная подсистема ТМ не может работать, как правило, с цифровыми устройствами. В настоящее время появились подсистемы ТМ, умеющие общаться с цифровыми устройствами, так называемыми SCADA-системами, недостатком которых является их закрытость [17]. Программное обеспечение SCADA-систем, в том числе и технологическое, создается разработчиками данной системы. Эксплуатационный и технологический персонал региональных сетевых компаний не может привести SCADA-систему в соответствие со схемой ПС при каких-либо изменениях (добавление выключателя и т.д.). Это могут сделать только разработчики данной системы. Однако распределительный электросетевой комплекс 35 и 110 кВ в филиалах ОАО «МРСК Центра» развивается настолько динамично, что все предусмотреть заранее невозможно. В результате SCADA-система очень быстро приходит в дисбаланс с существующими электросетевыми комплексами и тормозит его динамичное развитие.

Поэтому от реально действующих на сегодняшнее время систем ТМ надо переходить не к SCADA-системам, а к более совершенным, открытым и имеющим большие возможности системам АСУ ТП.

Многоуровневая система АСУ ТП РСК, как и система ТМ (в полном соответствии с диспетчерской иерархией), делится на два уровня:

- нижний уровень размещается на подстанциях 35 и 110 кВ;
- верхний уровень размещается в центре управления сетями РСК.

Оба уровня связаны локальной сетью через волоконно-оптическую линию связи, высокочастотные каналы связи или радиорелейные станции.

Скорость обмена информацией – 2 Мбит/с. На уровне ПС все контроллеры объединяются по Ethernet в единую сеть. На них может быть установлена сетевая операционная система реального времени, например QNX 4.25.

Как правило, АСУ ТП подстанции обслуживает все микропроцессорные терминалы и полностью контролирует всю подстанцию самостоятельно (заведены все аналоговые и дискретные сигналы). АСУ ТП контролирует и управляет высоковольтными коммутационными аппаратами, на которых нет терминалов (это разъединители и заземляющие ножи 110 кВ, тележки с выключателями 10 кВ), через схему ЭМБ, заложенную в АСУ ТП.

В настоящее время даже небольшой опыт эксплуатации АСУ ТП в РСК «Гамбовэнерго» дает достаточно четкое направление совершенствования технологического программного обеспечения:

- учет замечаний и пожеланий оперативно-технологического персонала;

- анализ аварийных ситуаций в РЭС;

- выдача диспетчеру экспертной системой рекомендаций в правильной последовательности в виде текста или человеческим голосом.

В итоге выполнения предложенной разработки АСУ ТП ПС в течение нескольких лет технологическими специалистами филиала РСК, проектно-конструкторского бюро и т.д. будут достигнуты следующие результаты:

- увеличение коэффициента надежности РЗА примерно в 1,7 раза;

- увеличение информативности по телемеханике более чем в 3 раза (до 120 ТС с подстанции);

- информативность и управляемость по МП-терминалам возрастут в сотни раз;

- при отключении АБ подстанция будет нести нагрузку с полноценными защитами с управлением в ручном режиме;

- в аварийных режимах КЗ при отключенных трансформаторах собственных нужд и трансформаторах напряжения подстанция штатно ликвидирует аварийный режим полноценными МП-защитами;

- при полном отсутствии первичного питания подстанции возможно управление подстанцией по телемеханике и по АСУ ТП от АБ.

Таким образом, по технологии модернизация подстанции 35(110)/10 кВ может проводиться как полностью для всей ПС (наилучший вариант), так и поэтапно. Например, сначала осуществляется модернизация КРУН-10 кВ, затем ОРУ-35 и 110 кВ. Ориентировочно-минимальные сроки модернизации одной среднестатистической подстанции 35/10кВ: исполнение заказа и покупка оборудования – 2 месяца; демонтаж-монтаж – 2,5 месяца; выполнение проекта автоматизации (наладка) – 3 месяца.

2.3. МОДЕРНИЗАЦИЯ АВТОМАТИКИ НА ПОДСТАНЦИЯХ

Техническая политика ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра», разработанная в соответствии с Положением о технической политике в распределительном электросетевом комплексе ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» [14] определяет основные требования к построению и модернизации АСУ ТП в филиалах региональных сетевых компаний.

В настоящее время все существующие подстанции филиалов РСК в той или иной мере имеют традиционную автоматизированную систему управления, построенную на электромеханических или электронных устройствах автоматики, управления и сигнализации, имеющую мнемосхемы на панелях и щитах. Существенным элементом системы управления подстанцией являются устройства технологической автоматики. В частности, к таковым относятся элементы систем:

- электроснабжения постоянного оперативного тока и обогрева приводов, шкафов и помещений;
- охлаждения трансформаторов и реакторов;
- пожаротушения, пожарной сигнализации, вентиляции и водоснабжения;
- управления выключателями, разъединителями и регуляторами переключения напряжения (РПН).

Особое место среди систем автоматического управления, устанавливаемых на подстанции, занимают комплексы релейной защиты и противоаварийной автоматики (ПА) [16, 17].

При новом строительстве и, во многих случаях, при реконструкции на подстанциях проектируются современные цифровые АСУ. Создание АСУ позволяет принципиально изменить условия оперативного управления и обслуживания подстанции, поскольку цифровые системы управления позволяют сосредоточить весь необходимый ресурс для наблюдения и управления элементами подстанции на одном автоматизированном рабочем месте. При этом АРМ может располагаться на самой ПС или на географически удаленном пункте управления.

Создание АСУ, объединяющей все функции управления подстанцией, предполагает интеграцию с АСУ всех автоматических систем управления, установленных на подстанции. При этом нужно иметь в виду, что основное функциональное назначение технологической автоматики остается без изменений.

Существует два функциональных назначения интеграции, которые обеспечиваются взаимодействием АСУ и систем автоматики [1, 17]:

- оперативное диспетчерское управление;
- технологический контроль и обслуживание.

Первое назначение требует организации непрерывного процесса обмена информацией с жестко заданными временными характеристиками и возможности ввода управляющих воздействий в соответствии с регламентом оперативного управления.

Второе назначение требует эпизодического обмена информацией для наблюдения и управления состоянием контролируемой системы с точки зрения технологических ограничений, переключений и технологического обслуживания цифровых систем (перепрограммирование, тестирование и т.п.), контроля ресурса. По сути речь идет о системах мониторинга технологической автоматики объектов.

Степень соответствия функциональным назначениям определяется степенью взаимной интеграции конкретной системы автоматики и АСУ. Наивысшая степень интеграции потенциально возможна, если система автоматики построена на микропроцессорной основе и подключается к АСУ по цифровому интерфейсу. Если система автоматики построена на электромеханической или микроэлектронной основе, ее подключение к АСУ возможно набором телемеханических сигналов: сигнализации – ТС, измерений – ТИ, управления – ТУ. В этом случае реализовать технологический контроль и обслуживание посредством АРМ крайне затруднительно.

Процесс создания цифровых систем управления на ПС развивается эволюционным путем, поскольку готовых цифровых систем управления, имеющих все подсистемы (включая технологическую автоматику), ни одним производителем еще не предложено. Наиболее комплексные и законченные системы управления предлагают зарубежные фирмы, но и они требуют доработки в связи с наличием на подстанциях специфических отечественных автоматических устройств управления. В связи с этим существует три варианта проектирования интеграции технологической автоматики и АСУ:

1. Подключение серийно выпускаемых электромеханических или микроэлектронных устройств автоматики через контроллеры со стандартными входами ТС, ТИ и выходами ТУ;

2. Подключение серийно выпускаемых цифровых устройств автоматики по цифровому интерфейсу;

3. Замена аналоговых устройств автоматики на цифровые устройства индивидуального изготовления и их подключение по цифровому интерфейсу.

Третий путь наиболее трудоемкий, поскольку требует наличия или разработки технических условий (ТУ) и технического задания (ТЗ) на соответствующую автоматику. Даже при наличии ТЗ разработка технических и программных средств, опытно-промышленная эксплуатация занимают много времени. Поэтому по третьему пути при проек-

тировании АСУ приходится идти только тогда, когда рассматривается сложная автоматика, требующая большого объема технологического контроля и обслуживания.

В настоящее время наиболее разработана как цифровая автоматическая система релейной защиты и автоматики. Наборы программно-технических средств для построения комплексов защиты подстанций, линий электропередачи во всем диапазоне напряжений 6...500 кВ предлагаются и зарубежными фирмами, и отечественными производителями. Релейные микропроцессорные терминалы предоставляют пользователю два типа информации. Это оперативно-диспетчерская информация о срабатываниях, неисправностях, измерениях и технологическая информация, представляемая на АРМ инженера-релейщика. Информация первого типа должна поставляться в АСУ ТП регулярно с заданными задержками по времени. Информация второго типа может иметь большие объемы (осциллограммы) и поставляется по запросу. Не возникает принципиальных сложностей в организации обмена информацией для терминалов, в которых передача этих двух типов информации разделена в пространстве за счет наличия двух портов подключения в систему. Если же имеется только один порт, то процессы передачи информации разделяются во времени. В этом случае приходится либо прекращать передачу диспетчерской информации на время работы персонала на АРМ релейщика, либо усложнять систему установкой дополнительного сервера, буферизирующего обмен информацией между терминалами РЗ и системой управления.

Поскольку терминалы РЗ имеют многофункциональное назначение, процедура обмена информацией отягощена дополнительными задачами, требующими времени на обработку. В связи с этим, чтобы обеспечить приемлемое время обновления оперативно-диспетчерской информации, терминалы РЗ объединяются в группы опроса, каждая из которых подключается в систему через свой порт. Сложнее решается обратная задача, когда на подстанции, не имеющей средств получения от РЗА по цифровым каналам, устанавливаются фирменные шкафы с микропроцессорными терминалами РЗ.

Противоаварийная автоматика оказалась наиболее консервативной системой управления при ее переводе на цифровые терминалы. Объясняется это просто тем, что зарубежные фирмы, представляющие на нашем рынке терминалы РЗА, АСУ, в принципе не имеют подобных функций. Поэтому «первопроходцам» в этой области пришлось индивидуально заниматься разработкой ТУ и ТЗ, изготавливать устройства, писать алгоритмы и программы, разрабатывать программы испытаний и сдачи – приемки с нуля, не имея аналогов. Отдельные

микропроцессорные устройства противоаварийной автоматики, допущенные соответствующими органами к применению на электроэнергетических объектах, появились буквально вчера. Это комплексные, надежные устройства, выполняющие все известные функции ПА. Однако их применение трудно обосновать для выполнения простых задач, допустим таких, как формирование сигналов фиксации отключения выключателя (ФОВ), линии (ФОЛ). Лучшим решением, легко реализуемым аппаратно и программно, является включение функций ПА в ПТС РЗ или АСУ ТП, но в этом случае возникает непреодолимое препятствие для производителей – отсутствие типовых технических условий и требований на ПТС противоаварийной автоматики. Поэтому в проектах применяются известные решения с использованием электромагнитных реле.

При переходе к цифровым системам автоматики не удастся обойтись простым копированием функций, реализованных ранее в электромеханических устройствах автоматики.

Автоматика управления выключателями традиционно выполнялась в виде отдельных панелей, на которых располагались схемы, реализующие функции контроля цепей катушек включения и отключения выключателя, контроля состояния привода (давление воздуха, положение пружин), автоматического повторного включения (АПВ), защиты от непереключения фаз и т.п. При проектировании автоматики управления выключателями с использованием современных выключателей и терминалов защит оказывается, что практически все функции автоматики частично реализованы в схемах управления приводом выключателей, поставляемых совместно с выключателем, и частично – в микропроцессорных терминалах защит. Поэтому панель автоматики управления выключателем как отдельный элемент исчезает.

Попытки реализовать отдельные функции автоматики управления выключателями в контроллерах АСУ ТП приводят к противоречию. Контроллеры, являющиеся составными частями АСУ ТП, становятся элементами систем автоматики, к которым предъявляются технические и организационные требования, отличные от требований к устройствам АСУ. Такие простые функции, как логика формирования сигналов для фиксации отключения выключателя ФОВ и линии ФОЛ, легко реализуются дополнительными электромагнитными реле.

Вслед за панелью автоматики исчезает и панель управления. Ее функции с избытком выполняют кнопки терминалов защит и светодиодные и жидкокристаллические индикаторы, заменяющие ключи, устройства световой индикации, блинкеры и мнемосхемы.

Неоднозначность принятия решений по интеграции технологической автоматики с АСУ наглядно иллюстрирует решение вопроса про-

ектирования оперативной блокировки при операциях с разъединителями, особенно, когда на подстанции имеются разъединители нескольких разных производителей.

Может быть реализовано несколько вариантов выполнения оперативной блокировки.

1. Выполнение традиционной электромагнитной блокировки.

Достоинством этого варианта является многолетний опыт ее построения, недостатком – наличие многочисленных связей внутри ячейки, пересылок и транзитов между ячейками.

При выборе этого варианта возникает необходимость установки дополнительных аппаратов для реализации электромагнитной блокировки разъединителей таких типов, как DBF, так как собственные элементы электромагнитной блокировки в приводах разъединителей этого типа отсутствуют. Возможно использование промежуточного реле с включением его замыкающего контакта в цепь управления в качестве замка электрической блокировки.

Однако в АСУ ТП в случае обычной электромагнитной блокировки никакой информации о состоянии оперативной блокировки не поступает. Получение такой информации требует большого числа дополнительных кабельных связей и в принципе проблематично, поскольку блок-замки не имеют выходных блок-контактов.

2. Выполнение только логической блокировки средствами АСУ ТП.

Этот вариант предусматривает выполнение логики оперативной блокировки программным путем в контроллерах. Блокируется или разрешается выдача команды управления из контроллера непосредственно в схему управления приводом разъединителя. Такой вид блокировки применим для всех типов разъединителей, в том числе и для коммутационных аппаратов с ручным приводом основных и заземляющих ножей.

Для управления коммутационными аппаратами, имеющими двигательные приводы, средствами АСУ ТП формируются команды «Выполнить управление» с предварительной логической проверкой допустимости операции. Для коммутационных аппаратов с ручным приводом может выполняться формирование команд «Разрешить операцию». При этом напряжение подается на блок-замок электромагнитной блокировки.

Данный вариант наиболее полно использует ресурсы АСУ ТП, требует минимальных затрат, связанных с установкой дополнительного оборудования (кабели, переключатели, промежуточные реле).

Поскольку в двигательных приводах разъединителей типа РГ (РГН, РДЗ) установлены электромагнитные блок-замки, то необходимо

либо исключить из схемы устройство электромагнитной блокировки, либо формировать команды на управление блок-замками из контроллера. Во втором случае потребуется установка дополнительного пакета переключателя «местное-дистанционное» в цепи блок-замка для обеспечения деблокирования приводов в ремонтных режимах, прокладка дополнительных кабельных связей, дополнительные выходы в контроллере.

Достоинством этого варианта является отсутствие блокировочных связей как внутри ячейки, так и между ячейками. Недостатком варианта является то, что выполнение логической блокировки потребует изменения схем управления приводами разъединителей, причем в зависимости от типа разъединителя степень изменения будет разной.

Отсутствие в приводах разъединителей типа DBF электромагнитных блокировочных элементов делает реализацию логической блокировки наиболее простой по сравнению с разъединителями других типов, так как для операций с коммутационным аппаратом не требуется формирование команды «Разрешить операцию».

3. Выполнение совместной логической блокировки и элементов электромагнитной блокировки (блок-замков).

Этот вариант предусматривает сохранение элементов электромагнитной блокировки в приводах разъединителей (блок-замков) при формировании в АСУ ТП двух отдельных команд:

- команды «Разрешить операцию» – для подачи напряжения на блок-замок электромагнитной блокировки;
- команды «Выполнить управление», поступающей от АСУ ТП в цепи управления приводом разъединителя.

Формирование команд «Разрешить операцию» выполняется в контроллере для всех присоединений, в том числе и для коммутационных аппаратов с ручным приводом. Формируется команда посредством логических алгоритмов, запрограммированных в контроллерах в соответствии с логикой традиционных релейно-контактных схем. Операции с коммутационными аппаратами с ручным приводом выполняются при выдаче команды «Разрешить операцию» вручную.

Дистанционные команды «Выполнить управление» для аппаратов, имеющих двигательные приводы, активизируются посредством АРМ дежурного и поступают в цепи управления приводом с помощью самостоятельных контактов, отдельно от контактов, разрешающих операцию.

Достоинствами этого варианта являются:

- отсутствие блокировочных связей как внутри ячеек, так и между ячейками;
- сохранение блок-замков электромагнитной блокировки, установленных в схемах управления приводами разъединителей.

Существенным недостатком данного варианта является то, что для вывода отдельных команд для разрешения и выполнения операций требуется удвоенное число промежуточных реле и жил контрольных кабелей. Требуется установка дополнительных переключателей «местное-дистанционное». Выполнение логической блокировки, как и в предыдущем варианте, потребует изменения схем управления приводами разъединителей.

На практике встречаются все три варианта, причем наблюдается постепенный отказ от использования электромагнитной блокировки и блок-замков. В последнее время существенно упрочилось доверие к цифровым системам управления, как результат появились проекты подстанций 110 кВ и выше, в которых применяется только логическая оперативная блокировка разъединителей.

Как отмечалось выше, АСУ электросетевого объекта включает в себе не только оперативное управление, но и технологический контроль и обслуживание, которые входят составной частью в АСУ производственно-технической деятельности (АСУ ПТ). Основой для функционирования АСУ ПТ является система мониторинга электросетевого объекта в целом. В свою очередь система мониторинга объекта базируется на подсистемах мониторинга элементов объекта – основного оборудования и систем управления (в частности – систем технологической автоматики). Подсистемы мониторинга элементов поставляют информацию об их текущем состоянии и ресурсе. Эта информация должна поступать в систему паспортизации и использоваться для анализа ситуации и принятия решений по объекту. Для технологического контроля и обслуживания должны использоваться АРМ подсистем мониторинга групп элементов объекта. Все элементы, естественно, делятся на две группы – основное силовое оборудование и системы управления (включая автоматику). Внутри групп возможно выделение отдельных АРМ релейной защиты и автоматики и противоаварийной автоматики; технологической автоматики, средств связи и т.п.

В настоящее время широкого практического использования достигли только системы мониторинга РЗА. В связи с этим интеграция средств РЗА с АСУ ПТ подстанций хорошо подкреплена программно-аппаратными средствами и штатно выполняется при проектировании. Все остальные подсистемы мониторинга находятся на стадии разработки регламента их использования. Однако с уверенностью можно сказать, что структура программно-аппаратных средств систем мониторинга технологической автоматики подобна структуре систем мониторинга РЗА. Принципиальное различие состоит только в устройствах связи с объектом и в составе исходной информации.

Организация оперативных переключений в условиях АСУ ТП. Одной из главных задач АСУ ТП является реализация функции дистанционного управления основным оборудованием трансформаторной подстанции. Функциональная задача предназначена для внедрения (на подстанциях, оснащенных коммутационными аппаратами) возможностей дистанционного управления их приводами. В связи с тем, что большинство действующих подстанций в филиалах РСК построены с применением коммутационных аппаратов устарелого типа с местным ручным управлением (за исключением выключателей), то данная задача ориентирована на использование на новых и перспективных подстанциях.

При реконструкции трансформаторных подстанций необходимо предусматривать замену коммутационных аппаратов устаревшего типа на оборудование, выполненное по современным технологиям. Например, для дистанционного управления разъединителями в ОРУ 110 кВ и выше возможна замена очень распространенных разъединителей типа РНДЗ на разъединители с моторными приводами.

В части управления эти разъединители должны удовлетворять следующим условиям:

- привод для разъединителя – моторный, напряжение 220 В, переменный ток;
- привод для заземляющих ножей – моторный, напряжение 220 В, переменный ток;
- питание цепей электромагнитной блокировки постоянным током, напряжение 48 В.

Информация по разъединителям в ОРУ 110 кВ и выше приведена в качестве примера того, что все коммутационное оборудование, предлагаемое к установке, имеет возможность дистанционного автоматизированного управления (на всех уровнях напряжения трансформаторной подстанции).

При дистанционном управлении переключениями основой алгоритма процесса являются строгое выполнение правил устройства электроустановок (ПУЭ) и постоянная пооперационная проверка достоверных результатов и условий безопасных переключений.

В зависимости от заданных условий дистанционные переключения выполняются в двух режимах:

- автоматизированном;
- автоматическом.

В обоих режимах используется одна информационная база о положении коммутационных аппаратов, участвующих в процессе переключений, о параметрах оборудования, подтверждающих исходное состояние и результаты переключений (например, ток линии, напряжение на шинах).

В автоматизированном режиме переключений реализуются два условия контроля, которые выбираются и задаются ПЭВМ оператором перед выполнением:

1. Контроль правильности последовательности переключений по бланку с выполнением условий безопасного управления коммутационными аппаратами. В этом подрежиме обеспечивается контроль количества и последовательности выполнения всех операций по бланку на основании первичных ТС и ТИ, поступающих от управляемого оборудования, а команда на очередное переключение разрешается к выдаче после проверки выполнения условий безопасности;

2. Контроль только тех операций с коммутационными аппаратами по бланку, которые требуют проверки условий безопасных переключений.

В первом варианте процесс переключений выполняется следующим образом:

а) диспетчер (оператор) вызывает на экран ПЭВМ форму бланка и заполняет ее рабочими реквизитами;

б) при постановке бланка на контроль ПЭВМ проверяет достоверность телесигнализации и телеизмерений, которые будут необходимы для контроля в ходе переключений. Если первичные сигналы достоверны, то переключения разрешаются, если выявляются недостоверные, то список их выдается на монитор для принятия решения (например, устранения неисправности или отдачи ПЭВМ команды на игнорирование указанных сигналов (сигнала) в ходе переключений);

в) руководствуясь текстом бланка, диспетчер задает ПЭВМ команды на переключения. При этом ПЭВМ проверяет исходное состояние коммутационного аппарата, выдает через низовые контроллеры команду телеуправления на заданный аппарат и фиксирует новое состояние по изменившимся первичным сигналам от аппарата. Если переключение прошло штатно, то диспетчеру дается разрешение на следующую операцию после проверки выполнения условий безопасного переключения. Если условия безопасности не выполняются, то ПЭВМ блокирует процесс, а оператору выдается информация для выявления и устранения причин несоответствия;

г) ПЭВМ ведет контроль количества и последовательности всех операций, определяемых бланком. Поэтому, если выполняется операция, результат которой не может быть подтвержден контрольными ТС или ТИ, то дальнейшие переключения также блокируются ПЭВМ до поступления от диспетчера подтверждения о штатном выполнении операции (операций).

Процесс автоматизированного переключения по второму варианту осуществляется следующим образом:

а) ПЭВМ АРМ диспетчера контролирует только те операции по бланку, которые связаны непосредственно с изменением положения коммутационного аппарата;

б) после проведения разовой операции переключения ПЭВМ фиксирует штатный результат по контрольным сигналам (изменение ТС и ТИ), проверяет условия безопасного переключения для следующей операции и сообщает визуальными средствами диспетчеру о разрешении очередного переключения и т.д.;

в) при нештатных исходных условиях, отрицательных результатах переключений или невыполнении условий безопасности ПЭВМ блокирует дальнейшие операции и выдает диспетчеру сообщение для выяснения и устранения причин и ввода указаний на дальнейшие действия.

Основным критерием на разрешение операций является выполнение условий безопасного переключения, т.е. совпадение логической цепи оперативной блокировки, определяемой по реальному положению коммутационного аппарата, с программным эталоном, хранящимся в ПЭВМ.

Рассмотрим принцип создания эталонов логических цепей оперативных блокировок. Целью создания их является автоматическое вычисление блокировочной функции каждого аппарата, на котором предстоит выполнять переключения. Построение эталонов осуществляется при конфигурировании системы, и они являются постоянными величинами для схемы распродустройств (РУ) подстанции. Эталон логической цепи, определяющий однозначное условие безопасных переключений, подтверждается булевым выражением для трех видов составных цепей, из которых образуется любая комплексная цепь коммутационного аппарата, причем каждый коммутационный аппарат, влияющий на условие переключения (или фаза аппарата), принимается за условный контакт:

- цепь последовательных контактов;
- цепь параллельных контактов;
- цепь аналоговых сигналов (по условию: «есть» – «нет»).

При запуске задачи для каждой операции бланка (программы) переключений связанной с коммутационными аппаратами, выполняется простой алгоритм:

- из БД текущих значений выбираются значения ТС и ТИ, перечисленные в эталоне логической цепи данного аппарата;
- вычисляется блокировочная функция аппарата;
- в зависимости от полученного значения блокировочной функции разрешается (или запрещается) выдача управляющих воздействий на привод коммутационного аппарата.

В ходе и по результатам переключений в ПЭВМ формируется протокол, в который в общем случае заносятся следующие данные:

- время начала и окончания работ, реквизиты диспетчера (ответственного лица из персонала подстанции), производящего переключения;
- результаты контроля логических цепей оперативной блокировки (ОБ), как условий безопасных переключений;
- время выполнения и результаты операций переключений;
- команды (указания), дополнительные данные, поступающие от диспетчера в ходе переключений;
- сообщения, выдаваемые диспетчеру при нештатных результатах и ситуациях.

Так как все виды переключений на любой подстанции строго формализованы и определяются набором (библиотекой) бланков, то для автоматического режима создаются наборы программ переключений, являющихся, по сути, аналогами бланков. Роль диспетчера (оператора) сводится к выдаче указания ПЭВМ на выполнение заданной программы переключений. ПЭВМ ведет самостоятельно весь цикл переключений, в котором критериями штатного выполнения являются:

- соответствие состояния коммутационного аппарата перед переключением заданным условиям безопасности;
- соответствие состояния коммутационного аппарата после переключения заданным результатам;
- соответствие режимов и уставок работы цифровых защит проведенным изменениям первичной схемы в ходе и по завершению переключений.

Если в ходе автоматического режима ПЭВМ выявляет невыполнение указанных условий, то процесс переключений останавливается и диспетчеру выдается информация с указанием причин остановки. Далее процесс продолжается только по команде диспетчера после устранения причин несоответствия или принятия решения об исключении ситуации, выявленной ПЭВМ (например, указание об игнорировании недоверенного ТС). В противном случае диспетчер дает ПЭВМ команду на прекращение автоматического режима или меняет режим работы.

В итоге, по результатам переключений в автоматическом режиме формируется протокол, который затем архивируется. При выполнении переключений одновременно учитываются изменения состояния коммутационных аппаратов и параметров оборудования в базе данных и в других функциональных задачах системы (отображение мнемосхем, ведомости событий и пр.).

Таким образом, существующие на рынке программно-аппаратные средства автоматизации потенциально готовы для построения систем мониторинга технологической автоматики на подстанциях 110 кВ и выше. Однако внедрение таких систем сдерживается отсутствием нормативной и методологической документации, предписывающей использование таких и подобных систем мониторинга элементов электросетевых объектов региональных сетевых компаний.

В следующей третьей главе систематизирован пакет основных нормативных документов регламента бизнес-процесса «Диагностика», внедренного в филиалах ОАО «МРСК Центра».

ВЫВОДЫ

1. Комплексный подход к организации структуры АСУ ТП подстанций 110 кВ и выше в региональной сетевой компании обеспечивает надежный территориальный сбор дискретной и аналоговой информации о состоянии и работе силового и коммутационного оборудования, а также обеспечивает первичную обработку информации, контроль параметров, выявление и регистрацию событий нормального и аварийного режимов, накопление информации, формирование и выдачу управляющих воздействий на исполнительные механизмы.

2. По технологии модернизация подстанции 35(110)/10 кВ проводится как полностью для всей ПС (наилучший вариант), так и поэтапно, например: КРУН-10 кВ – ОРУ-35 и 110 кВ. Сроки модернизации одной среднестатистической подстанции 35/10кВ: 2–3месяца.

3. Существующие на рынке программно-аппаратные средства автоматизации потенциально готовы для построения систем мониторинга технологической автоматики на подстанциях 110 кВ и выше, но внедрение таких и подобных систем сдерживается отсутствием нормативной и методологической документации по комплексному проектированию и модернизации АСУ ТП именно в электросетевых комплексах региональных сетевых компаний.

3. СИСТЕМАТИЗАЦИЯ РЕГЛАМЕНТА «ДИАГНОСТИКА»

Систематизирован регламент бизнес-процесса «Диагностика», внедренный ранее в филиалах «ОАО МРСК Центра», в области его применения, структурных схем, стандартов процессов, а также расчета ключевых показателей эффективности и проведения процедур.

3.1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Регламент бизнес-процесса (БП) «Диагностика» (РГ БП10.2/01-01/2010) (далее Регламент) [13] разработан в целях повышения эффективности бизнес-процесса «Диагностика» ОАО «МРСК Центра» и устанавливает основные требования к порядку организации работ и взаимодействию подразделений и его филиалов по обеспечению достоверной и полной информацией о техническом состоянии электрооборудования и ЛЭП. Регламент обязателен к применению для всех уровней управления и предназначен для персонала, осуществляющего измерения, испытания или осмотр, оценку технического состояния электрооборудования и линий электропередачи (ЛЭП) или принимающего участие в бизнес-процессе «Диагностика» (рис. 3.1).

Регламент определяет набор и:

- взаимосвязь БП верхнего уровня «Диагностика» ОАО «МРСК Центра» с процессами 1, 2, 3 и 4-го уровней декомпозиции;
- привязку методик и алгоритмов к операциям в рамках процессов;
- входящих/исходящих исходных данных (информации) необходимых для функционирования БП «Диагностика» (в том числе получаемых из внешних интерфейсов);

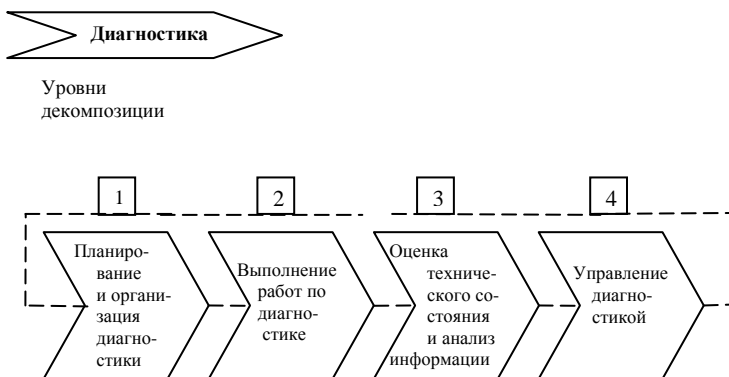


Рис. 3.1. Структурная схема бизнес-процесса «Диагностика»

- данных (информации), передаваемых из БП «Диагностика» во внешние интерфейсы других процессов;
 - регламентируемых документов, генерируемых, передаваемых и потребляемых исполнителями в рамках БП «Диагностика».
- Регламент определяет порядок и:
- последовательность выполнения операций;
 - схемы информационного обмена между подразделениями-исполнителями операций;
 - контроля регламентных операций на предмет качества и своевременности их выполнения;
 - актуализации нормативных документов (методик, алгоритмов и процессов), в целях обеспечения непрерывного развития БП «Диагностика»;
 - ответственных исполнителей операций с детализацией до уровня структурных подразделений;
 - связи БП «Диагностика» с другими процессами в рамках БП «Обеспечение распределения электрической энергии»;
 - описание выполняемых регламентируемых операций;
 - сроки выполнения регламентируемых операций;
 - требования к форматам и содержанию (информационному наполнению) регламентных документов;
 - критерии и показатели эффективности выполнения в структуре БП «Диагностика».

3.2. СТРУКТУРНАЯ СХЕМА БИЗНЕС-ПРОЦЕССА «ДИАГНОСТИКА»

Согласно [13] бизнес-процесс верхнего (МРСК) уровня «Диагностика» состоит из четырех процессов 2-го (РСК) уровня (см. рис. 3.2):

1. Планирование и организация диагностики;
2. Выполнение работ по диагностике;
3. Оценка технического состояния и анализ информации;
4. Управление диагностикой.

Их общая взаимосвязь и взаимосвязь 2-го и 3-го уровней (в РСК), определяющих конечный результат бизнес-процесса «Диагностика», представлена на рис. 3.2.

Процесс 2-го уровня «Планирование и организация диагностики» состоит из 4-х самостоятельных подпроцессов (процедур) 3-го уровня (см. рис. 3.2):

- составление годовых, квартальных и оперативных планов проведения диагностики;
- организация работ по диагностике;
- определение объема дополнительных работ;
- анализ повреждаемости.

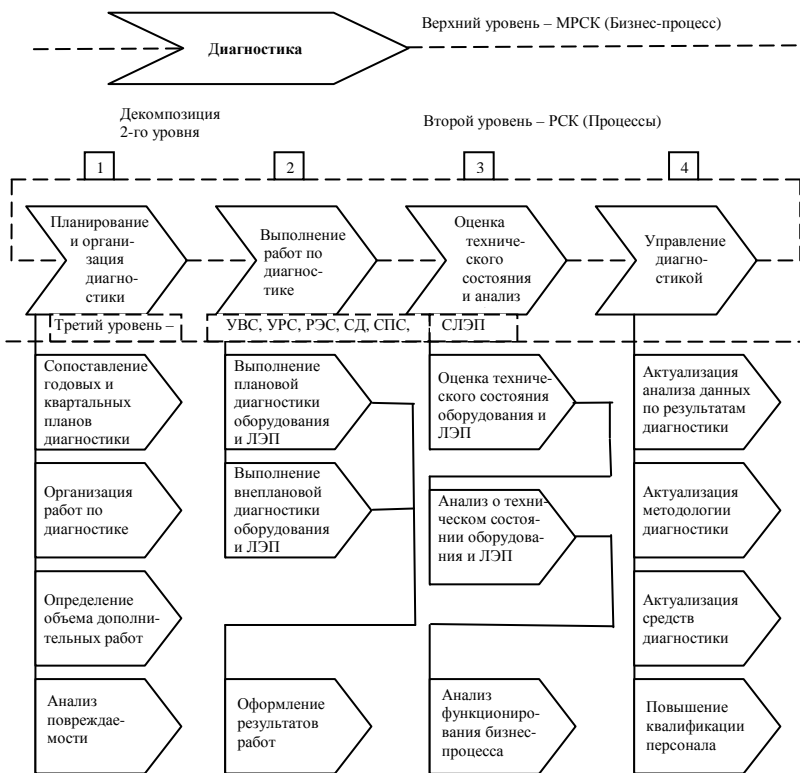


Рис. 3.2. Взаимосвязь 2-го и 3-го уровней в РСК (процессов и подпроцессов)

В свою очередь, подпроцесс «Составление годовых, квартальных и оперативных планов проведения диагностики» состоит из двух своих процедур:

- долгосрочное планирование диагностики (3 года);
- краткосрочное планирование диагностики (месяц, квартал, год).

Подпроцесс «Организация работ по диагностике» также состоит из двух самостоятельных процедур:

- организация отключений;
- допуск к работам.

Процесс 2-го уровня «Выполнение работ по диагностике» состоит из трех самостоятельных процедур 3-го уровня (см. рис. 3.2):

- выполнение плановой диагностики оборудования;
- выполнение внеплановой диагностики оборудования;
- оформление результатов работ.

Подпроцессы 3-го уровня «Выполнение плановой диагностики ЭО и ЛЭП» и «Выполнение внеплановой диагностики электрооборудования» состоят из 5 подпроцессов, соответственно:

- электрооборудования ПС 35...110 кВ;
- воздушных линий;
- кабельных линий;
- электрооборудования трансформаторных (ТП) и распределительных пунктов (РП) 0,4...10 кВ;
- технического обслуживания устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Процесс 2-го уровня «Оценка технического состояния и анализ информации» состоит из трех самостоятельных процедур (см. рис. 3.2):

- оценка технического состояния активов;
- анализ: информации о техническом состоянии электрооборудования; функционирования бизнес-процесса.

Процесс 2-го уровня «Управление диагностикой» состоит из четырех самостоятельных процедур 3-го уровня декомпозиции (см. рис. 3.2):

- актуализация: системы анализа данных по результатам диагностики; методологии диагностики; средств диагностики;
- повышение квалификации персонала.

Ниже рассмотрим стандарты вышеуказанных процессов.

3.3. СТАНДАРТЫ ПРОЦЕССОВ

Стандарт **СТО БП10.2/01-01/2010 «Планирование проведения диагностики электрооборудования и ЛЭП»** устанавливает основные требования к процедуре планирования проведения измерений, испытаний и осмотров (далее диагностики) электрооборудования и ЛЭП в целях определения оптимального объема диагностики, оптимизации трудозатрат и переходу к обслуживанию электрооборудования и ЛЭП по техническому состоянию. Предназначен для участников процедуры ОАО «МРСК Центра», осуществляющих планирование и подготовку графиков проведения диагностики электрооборудования и ЛЭП.

Стандарт «Планирование проведения диагностики электрооборудования и ЛЭП ОАО «МРСК Центра» устанавливает единое для всех филиалов ОАО «МРСК Центра» методическое обеспечение, необходимое для планирования работ по диагностике, определения оптимального объема работ и перехода к обслуживанию электрооборудования и ЛЭП по техническому состоянию.

В зависимости от целевого назначения в стандарте определены следующие комплексы диагностики (КД) [13]:

- КД-1 – комплекс диагностики, применяемый при диагностике нового электрооборудования, вводимого в работу;
- КД-2 – комплекс диагностики, применяемый в процессе эксплуатации электрооборудования и ЛЭП;
- КД-3 – комплекс диагностики, применяемый для уточнения технического состояния электрооборудования и ЛЭП: включенного в техническую программу в год, следующий за планируемым; ИС которых не определен; в целях проведения технического освидетельствования;
- КД-4 – комплекс диагностики, применяемый после проведения капитального (среднего) ремонта для контроля качества ремонта;
- КД-5 – комплекс диагностики, применяемый после возникновения аварийных (ненормальных) режимов работы электрооборудования и ЛЭП;
- КД-6 – комплекс диагностики, применяемый для оценки остаточного ресурса электрооборудования.

Планирование и организация выполнения работ по проведению измерений, испытаний и осмотров электрооборудования подстанций, а также координация работ по диагностике, осуществляемых персоналом подрядных организаций, проводит служба диагностики (СД), управление высоковольтных сетей (УВС), управление распределительных сетей (УРС).

Планирование проведения измерений, испытаний и осмотров электрооборудования подстанций напряжением 35...110 кВ целесообразно осуществлять комплексным методом.

Объединение различного вида работ по диагностике электрооборудования необходимо проводить по:

- комплексам измерения (объединение по виду проводимых измерений, испытаний);
- виду режима работы электрооборудования при проведении измерений, испытаний и осмотров (под нагрузкой, на отключенном оборудовании, в режиме холостого хода);
- дате проведения измерений, испытаний и осмотров, выполняемых с определенной периодичностью, регламентированной нормативно-технической документацией.

При планировании работ по диагностике в обязательном порядке должны быть учтены следующие требования:

- при возникновении противоречий по проведению измерений, испытаний между СТО БП10.2/01-01/2010 и инструкциями по эксплуатации ЭО руководствоваться инструкцией по эксплуатации;
- планировать одновременное проведение измерений, испытаний электрооборудования одной системы шин, одного присоединения,

ячейки, РП, ТП и т.д. в зависимости от режима работы электрооборудования;

- планировать одновременное проведение измерений, испытаний, отборов проб масла на оборудовании одной ячейки (присоединения), даты проведения которых отличаются не более чем на 3 месяца.

Ответственные за формирование программы диагностики:

- на уровне управления филиалом – начальник отдела производственными активами (ОУПА) и службы диагностики СД.

Ответственные за подготовку плана-графика диагностики:

- на уровне управления участком – начальник участка СД, службы подстанций (СПС) и линий электропередач – СЛЭП;

- на уровне управления филиалом – начальник управления высоковольтных сетей УВС, распределительных сетей – УРС, СД, СПС и СЛЭП.

Ответственный за консолидацию данных на уровне управления филиалом – начальник СД.

Ответственный за формирование списка ЭО и ЛЭП с индексом состояния ИС «не определен», «неактуален» на уровне управления филиалом – начальник отдела управления данными активов ОУДА.

Ответственный за утверждение сформированной и согласованной программы диагностики на уровне управления филиалом – заместитель директора по техническим вопросам, главный инженер.

Ответственный за согласование сформированной программы диагностики на уровне управления исполнительного аппарата «МРСК Центра» – руководитель БП «Диагностика».

Общие положения проведения технического освидетельствования электроустановок. В соответствии с правилами технической эксплуатации по истечению установленного нормативно-технической документацией срока службы все технологические системы, оборудование, здания и сооружения, входящие в состав электрических сетей, должны проходить периодическое техническое освидетельствование с целью определения мер, необходимых для обеспечения установленного ресурса электроустановок.

При проведении технического освидетельствования, в зависимости от состояния электрооборудования и ЛЭП, определяется срок проведения следующего освидетельствования в соответствии с действующей нормативно-технической документацией, но не реже 1 раза в 5 лет.

Техническое освидетельствование должно производиться комиссией филиала, возглавляемой техническим руководителем филиала или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты соответствующих структурных подразделений филиала, а

также, при необходимости, специалисты специализированных организаций и органов Ростехнадзора.

В объем периодического технического освидетельствования должны быть включены: наружный и внутренний осмотр, проверка технической документации, комплекс диагностики КД-3, а также испытания на соответствие условиям безопасности оборудования, зданий и сооружений.

Одновременно с техническим освидетельствованием должна осуществляться проверка выполнения предписаний органов государственного контроля и надзора и мероприятий, намеченных по результатам расследования нарушений работы объекта и несчастных случаев при его обслуживании, а также мероприятий, разработанных при предыдущем техническом освидетельствовании.

Решение о возможности дальнейшей эксплуатации по результатам технического освидетельствования необходимо принимать, в том числе, на основании данных о техническом состоянии объектов из модуля «Техническое обслуживание и ремонт оборудования» (ТОРО SAP R/3).

Проведение процедуры. Отдел управления данными активов в течение 15 рабочих дней формирует программу диагностики (объем диагностики согласно перечню ЭО и ЛЭП, подлежащих диагностике). На первом этапе проводится определение объема программы диагностики (перечня ЭО и ЛЭП), соответственно:

- КД-1 – объем формируется из ЭО и ЛЭП, планируемых к замене (реконструкции), включенных в программу ремонтов и замен планируемого года;

- КД-2 – объем формируется из ЭО и ЛЭП на основании периодичности проведения измерений, испытаний и осмотров. Допускается не планировать и не проводить испытания, измерения, входящие в КД-2, планируемая дата проведения которых отстоит от даты проведения КД-3 или КД-4 менее чем на 6 месяцев;

- КД-3 – объем формируется из ЭО, включенного в программу ремонтов и замен года, следующего за планируемым. Комплекс диагностики КД-3 планируется для ЭО, находящегося в любом техническом состоянии и имеющего флаг «Контроль» или «Аварийный», а также для ЭО с индексом состояния «Не определен». Включение в программу диагностики ЭО, находящегося в «непригодном» или «неудовлетворительном» состоянии, необходимо, только если требуется уточнение вида дефекта. Допускается не планировать и не проводить испытания, измерения, входящие в КД-3, планируемая дата проведения которых отстоит от даты последнего аналогичного измерения, испытания менее чем на 3 месяца;

3.1. Приоритет КД при формировании программы диагностики

Приоритет	Комплекс диагностики	Состояние	Флаг
1	КД-3	ЭО, включенное в программу года, следующего за отчетным	
2	КД-1	–	–
3	КД-3	Любое	«Аварийный»
4	КД-3	Любое	«Контроль»
5	КД-3	Неопределенное	Любой
6	КД-3	Непригодное	–
7	КД-3	Неудовлетворительное	–
8	КД-4	–	–
9	КД-2	Любое	Любой
10	КД-6	–	–

– КД-4 – объем формируется из ЭО, включенного в программу ремонтов и замен планируемого года. Допускается не планировать и не проводить испытания, измерения, входящие в КД-4, планируемая дата проведения которых отстоит от даты последнего аналогичного измерения, испытания менее чем на 1 месяц или данные измерения, испытания выполнены ранее в рамках капитального ремонта;

– КД-5 – объем формируется из ЭО, которое эксплуатировалось в аварийном или ненормальном режиме;

– КД-6 – объем формируется из ЭО, включенного в программу ремонтов и замен планируемого года при условии проведения капитального ремонта со вскрытием.

Приоритет комплексов диагностики, который необходимо соблюдать при формировании программы диагностики, приведен в табл. 3.1.

СТО БП10.2/02-01/2010 «Оценка технического состояния электрооборудования и ЛЭП». Данный стандарт устанавливает основные требования к процедуре оценки технического состояния электрооборудования и ЛЭП с целью определения возможности дальнейшей эксплуатации или необходимости проведения ремонта, модернизации или технического перевооружения и предназначен для участников процедуры ОАО «МРСК Центра», осуществляющих проведение измерений, испытаний и осмотров и оценку технического состояния электрооборудования и ЛЭП.

Стандарт организации «Оценка технического состояния электрооборудования и ЛЭП ОАО «МРСК Центра» устанавливает единое для всех филиалов ОАО «МРСК Центра» методическое обеспечение, необходимое для проведения диагностики, определения технического состояния и воздействия на каждую единицу энергетического оборудования с учетом ее технического состояния.

Стандарт разработан на основе накопленного опыта ОАО «МРСК Центра» по диагностике ЭО и ЛЭП и вводится с целью создания единой системы технической диагностики электрооборудования, необходимой для перехода к техническому обслуживанию и ремонту «по состоянию».

Стандарт не отменяет и не заменяет действующую эксплуатационную и нормативную документацию, а дополняет и уточняет их в части критериальных оценок при проведении диагностики.

Стандарт является основным дополнением к действующей эксплуатационной и нормативной документации и определяет методологию и процедуру оценки технического состояния электрооборудования и ЛЭП напряжением 0,4...110 кВ.

Виды и объемы обследований, классификация технического состояния электрооборудования и ЛЭП. В данном стандарте описаны подходы, обеспечивающие достаточную достоверность оценки технического состояния электрооборудования и ЛЭП при оптимальных затратах за счет следующих видов диагностики:

- осмотров и измерений без снятия напряжения;
- измерения на отключенном оборудовании;
- измерения специальными методами в специальных условиях;
- оценки остаточного ресурса.

Классификация технического состояния электрооборудования и ЛЭП, а также условия эксплуатации в зависимости от технического состояния приведены в табл. 3.2.

СТО БП10.2/03-01/2010 «Требования к средствам измерения и контроля состояния электрооборудования». Данный стандарт устанавливает основные и дополнительные требования к средствам измерения и контроля технического состояния электрооборудования и ЛЭП, применяемым при диагностике в ОАО «МРСК Центра». Предназначен для персонала ОАО «МРСК Центра», осуществляющего диагностику и оценку технического состояния электрооборудования для определения перечня средств измерений и контроля технического состояния электрооборудования и ЛЭП.

Процедура проведения. Стандарт СТО БП10.2/03-01/2010 устанавливает единые правила, порядок выбора, применения средств измерений и контроля электрооборудования, на основании которых осуществляется оснащение подразделений, участвующих в бизнес-процессе «Диагностика».

3.2. Классификация технического состояния электрооборудования или ЛЭП и условия дальнейшей эксплуатации

№ п/п	Значение индекса состояния, у.е.	Техническое состояние	Определение	Условия дальнейшей эксплуатации
1	-1	Неопределенное	Определить состояние невозможно из-за полного или частичного отсутствия показателей, характеризующих техническое состояние ЭО или ЛЭП, необходимых для расчета ИС	Проведение диагностики для уточнения технического состояния ЭО и ЛЭП
2	0...20	Непригодное	Состояние, при котором дальнейшая эксплуатация ЭО или ЛЭП не допустима и связана с внезапным отказом (повреждением) ЭО или ЛЭП	Немедленный вывод оборудования из работы. Проведение организационно-технических мероприятий в соответствии с разработанным стандартом
3	20...40	Неудовлетворительное	Состояние, при котором дальнейшая эксплуатация ЭО или ЛЭП нецелесообразна из-за наличия дефектов, которые могут в ближайшее время привести к отказу. Допускается кратковременная эксплуатация по решению технического руководителя при ограничении эксплуатационных факторов при обеспечении безопасности персонала	Постановка оборудования на учтенный контроль на период кратковременной эксплуатации. Проведение организационно-технических мероприятий в соответствии с разработанным стандартом

№ п/п	Значение индекса состояния, у.е.	Техническое состояние	Определение	Условия дальнейшей эксплуатации
4	40...80	Удовлетворительное	Состояние, при котором обеспечивается достаточно надежная эксплуатация ЭО или ЛЭП	Эксплуатация в соответствии с инструкцией по эксплуатации и нормативно-технической документацией
5	80...100	Хорошее	Состояние, при котором значения всех параметров соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской документации и обеспечивается безаварийная эксплуатация ЭО или ЛЭП	Эксплуатация в соответствии с инструкцией по эксплуатации и нормативно-технической документацией без каких-либо системных ограничений

Требования разработаны на основе накопленного опыта в ОАО «МРСК Центра» по проведению испытаний и измерений и вводятся с целью создания единой системы технической диагностики электрооборудования, необходимой для перехода к техническому обслуживанию и ремонту по состоянию.

Требования, указанные в стандарте, не отменяют и не заменяют действующую эксплуатационную, нормативную документацию, ГОСТы, а дополняют и уточняют их с учетом специфики проведения измерений и испытаний на электрооборудовании и ЛЭП ОАО «МРСК Центра».

Контроль за выполнением требований, предъявляемых к средствам измерения при диагностике электрооборудования и ЛЭП, осуществляет руководитель бизнес-процесса «Диагностика» в филиале ОАО «МРСК Центра».

Метрологический надзор за состоянием и применением средств измерения осуществляет отдел метрологии и качества электроэнергетики.

Перечень средств измерений, на которые распространяются настоящие требования:

- приборы для измерения тока, напряжения, сопротивления, частоты и времени, мощности, энергии, параметров элементов и цепей

с сосредоточенными постоянными, параметров элементов и трактов с распределенными постоянными, разности фаз и группового времени запаздывания, электрических и магнитных свойств материалов, параметров импульсов, формы сигнала и спектра, характеристик радиоустройств, параметров электронных ламп и полупроводниковых приборов;

- измерительные преобразователи: преобразователи электрических величин (тока, напряжения, частоты, сопротивления, мощности); измерительные усилители; делители напряжения, аттенюаторы и пр.; шунты; измерительные трансформаторы; измерительные источники питания; измерительные аналоговые коммутаторы тока и напряжения;

- меры: сопротивления, емкости, индуктивности и добротности, взаимной индуктивности, ЭДС, напряжения, в том числе измерительные генераторы напряжения; частоты, в том числе измерительные генераторы частоты;

- измерительные установки;

- измерительно-вычислительные комплексы;

- вспомогательные части средств измерений (т.е. части измерительной цепи средств измерений, расположенные вне их корпуса);

- измерительные приборы, являющиеся составными частями средств измерений неэлектрических величин, если на вход этих приборов подается электрическая величина и их можно проверить средствами измерений электрических величин.

Ответственные за подготовку и предоставление данных, необходимых для выбора средств измерений:

- на уровне управления РЭС – главный инженер РЭС;

- на уровне управления филиалом – начальник СД, УВС, УРС.

Ответственный за консолидацию данных и выбор средств измерений на уровне РЭС – главный инженер РЭС.

Ответственный за консолидацию данных и выбор средств измерений на уровне филиала – начальник СД.

Ответственный за подготовку и формирование целевой программы на уровне филиала – заместитель директора по техническим вопросам, главный инженер.

Требования к средствам измерения. Для технической диагностики объектов электросетевого хозяйства и электроустановок ОАО «МРСК Центра» должны использоваться средства измерений, внесенные в государственный реестр средств измерений РФ и имеющие действующее свидетельство о поверке (поверительное клеймо).

Средства измерений, не внесенные в государственный реестр средств измерений РФ, не должны быть допущены к применению в

ОАО «МРСК Центра». Рекомендуемые для применения средства диагностики должны отвечать следующим требованиям:

- обладать высокой степенью эксплуатационной надежности;
- иметь широкий диапазон и требуемую точность измерений;
- удовлетворять требованиям техники безопасности при измерениях, испытаниях и обеспечивать защиту персонала от поражения электрическим током;
- обладать высокой помехозащищенностью;
- средства измерений должны быть тепло-, холодо- и влагоустойчивыми, т.е. должны сохранять характеристики в пределах норм, установленных в стандартах и (или) технических условиях на средства измерений конкретного вида (типа), во время воздействия на них влияющей величины в рабочих климатических условиях применения по ГОСТ 22261–94 (2004);
- иметь русифицированное программное обеспечение и интерфейс.

Средства измерений и их части должны отвечать следующим показателям надежности:

- безотказность и долговечность;
- ремонтпригодность (для восстанавливаемых средств измерений).

Требования предъявляются к следующим средствам измерений (методам), например:

- тепловизоры и пирометры (термографический);
- хроматографы (хроматографический анализ газов);
- мегаомметры (измерение сопротивления изоляции);
- омметры (измерение электрического сопротивления постоянному току объектов, обладающих значительной индуктивностью) и т.д.

Приборы необходимы для контроля и диагностики следующего оборудования (материалов):

- высоковольтные вводы и проходные изоляторы;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- коммутационные аппараты, разъединители, отделители и короткозамыкатели;
- вентильные разрядники, ограничители перенапряжений ОПН и заземляющие устройства;
- сборные и соединительные шины;
- опорно-стержневая изоляция и воздушные линии;
- трансформаторное масло.

3.3. Перечень приборов для проведения измерений и испытаний силовых трансформаторов, автотрансформаторов и масляных реакторов

№ п/п	Наименование испытания	Рекомендуемые приборы	Аналоги
1	Измерение потерь холостого хода (токов холостого хода) на пониженном напряжении	Вектор 2.0 М	Коэффициент
2	Измерение сопротивления изоляции обмоток	М6	MIC-2500, Е6-24, Megger BM-25
3	Определение тангенса угла диэлектрических потерь и емкости изоляции обмоток	Вектор 2.0 М	СА-7100-2
4	Измерение сопротивления обмоток постоянному току	ИСО-1	РЕТ-МОМ, ПТФ-1
5	Проверка коэффициента трансформации	Вектор 2.0 М	Коэффициент
6	Измерение сопротивления короткого замыкания	Вектор 2.0 М	Коэффициент
7	Снятие круговой диаграммы устройства РПН	Ганимед-2	–
8	Осциллографирование контактов устройства РПН	Ганимед-2	Парма, Поликом РПН
9	Тепловизионный контроль	Flir T360	NEC TH7800
10	Пирометрический контроль	Кельвин-ЛЦ	С-210; С-300

Примерный перечень рекомендуемых приборов для контроля состояния силовых трансформаторов, автотрансформаторов и масляных реакторов приведен в табл. 3.3.

СТО БП10.2/04-01/2010 «Формирование и актуализация базы данных при выполнении работ по реконструкции, ремонту и диагностике электрооборудования и ЛЭП». Данный стандарт устанавливает основные требования к процедуре внесения результатов измере-

ний, испытаний и осмотров, порядок контроля достоверности и своевременности введенной информации, а также определяет ответственных за внесение и контроль введенной информации. Предназначен для участников процедуры ОАО «МРСК Центра», осуществляющих ввод результатов измерений, испытаний и осмотров в корпоративную интегрированную систему управления ресурсами (КИСУР) на базе программного обеспечения SAP R/3, модуль рабочего места (РМ) «Техническое обслуживание и ремонт оборудования» (ТОРО) для оценки технического состояния путем расчета индекса состояния.

Стандарт СТО БП10.2/04-01/2010 устанавливает единые для всех уровней управления ОАО «МРСК Центра» правила и порядок ввода результатов испытаний, измерений и осмотров, на основании которых осуществляется расчет индекса состояния электрооборудования и ЛЭП.

Стандарт вводится с целью испытаний, измерений или осмотров организации ввода результатов в КИСУР на базе программного обеспечения SAP R/3, модуль РМ «Техническое обслуживание и ремонт оборудования».

Требования к процедуре формирования и актуализации базы данных, указанные в данном стандарте, не отменяют и не заменяют действующие инструкции по пользованию КИСУР на базе программного обеспечения SAP R/3, модуль РМ ТОРО, а дополняют и уточняют их.

Общий контроль за соблюдением правил и выполнением требований, предъявляемых к процедуре ввода результатов испытаний, измерений или осмотра, осуществляет начальник центра управления производственными активами филиалов ОАО «МРСК Центра».

Общие требования, предъявляемые к внесению результатов измерений, испытаний и осмотров электрооборудования и ЛЭП:

- использовать только цифры (числа) (без единиц измерения). Вводить количественное значение параметра, указанное в протоколах измерений, испытаний, независимо от знака > или < (например, > 3000 МОм, вводить 3000);

- вносить количественную оценку «0», если, например, в протоколах хроматографического анализа газов, растворенных в масле, значение параметров характерных газов указано как «отсутствие» или «отс.»;

- при вводе данных результатов испытаний, измерений и осмотров, если измерение не проводилось, поле оставлять пустым;

- при вводе результатов измерений, испытаний обязательно проставлять значение поля «Код оценки» в соответствии с видом измерений, испытаний, указанных в табл. 3.4.

3.4. Виды испытаний, измерений

Вид каталога	Код оценки	Название	Вид измерений, испытаний
испытания/ измерения	W010	Заводские	Измерения, испытания, проведенные на заводе (предприятии)-изготовителе
	W011	Монтажные (плановые наладочные работы)	Измерения, испытания, проведенные перед вводом нового электрооборудования в работу, перед вводом оборудования, прошедшего модернизацию на специализированном предприятии, после перемещения на месте установки
	W012	В эксплуатации	Измерения, испытания, проведенные в процессе эксплуатации
	W013	Перед капитальным ремонтом	Измерения, испытания, проведенные перед капитальным ремонтом, модернизацией
	W014	После капитального ремонта	Измерения, испытания, проведенные после капитального ремонта, модернизации
	W015	Перед средним ремонтом	Измерения, испытания, проведенные перед средним ремонтом
	W016	После среднего ремонта	Измерения, испытания, проведенные после среднего ремонта
испытания масла	W001	Свежее, после заливки	Параметры, характеризующие свежее масло, прошедшее обработку (очистку, осушку) и залитое в оборудование
	W002	В эксплуатации	Параметры, характеризующие масло в процессе эксплуатации оборудования
	W003	После очистки, регенерации	Параметры, характеризующие эксплуатационное масло, прошедшее очистку, регенерацию

Порядок контроля информации в филиале (проверка):

- достоверность введенной информации;
- своевременность ввода результатов измерений, испытаний или осмотров;
- требования к вводу результатов испытаний, измерений за весь период эксплуатации электрооборудования;
- актуализация базы данных;
- ответственность и полномочия;
- исполнение требований и актуализация стандарта.

СТО БП10.2/05-01/2010 «Расчет ключевых показателей эффективности бизнес-процесса «Диагностика». Стандарт устанавливает основные требования к процедуре анализа функционирования БП «Диагностика», деятельности владельца, руководителя и участников бизнес-процесса «Диагностика» путем расчета ключевых показателей эффективности, ключевых показателей результативности и ключевых показателей хода бизнес-процесса. Предназначен для участников процедуры ОАО «МРСК Центра», осуществляющих расчет и оценку показателей, характеризующих бизнес-процесс, с целью анализа достижения целей, результативности и хода бизнес-процесса. Стандарт СТО БП10.2/05-01/2010 устанавливает единые правила и порядок расчета ключевого показателя эффективности (КПЭ), результативности (КПР), хода (КПХ) (далее показателей БП), на основании которых осуществляется оценка БП.

Общий контроль за соблюдением правил расчета и выполнением требований, предъявляемых к процедуре расчета показателей БП, осуществляет руководитель бизнес-процесса «Диагностика» (при отсутствии – уполномоченный по качеству БПФ ОАО «МРСК Центра»).

Общая схема и ответственность за процедуры показана в табл. 3.5.

Стандарт КПЭ предусматривает также:

- выходные данные и проведение процедуры;
- ответственность и полномочия;
- контроль исполнения требований;
- документы, находящиеся под управлением стандарта;
- актуализацию стандарта.

Стандарт «Расчет ключевых показателей эффективности бизнес-процесса «Диагностика» устанавливает основные требования к процедуре анализа функционирования БП «Диагностика», деятельности владельца, руководителя и участников бизнес-процесса «Диагностика» путем расчета ключевых показателей эффективности, ключевых показателей результативности и ключевых показателей хода бизнес-процес-

3.5. Входные данные процедуры

Тип данных	Ответственный/поставщик входных данных
Информация для расчета КПЭ, КПр, КПХ	Главный инженер РЭС, мастер БДЭ, БЭВЛ, БЭКЛ, БЭТПирП, начальник участка СПС, СЛЭП, СД
Расчетные значения КПЭ, КПр, КПХ	Начальник СПС, СЛЭП, СД, УВС, УРС, ОУДА
Информация о достижении показателей БП	Уполномоченный по качеству БПФ
Организационные и технические мероприятия, необходимые для определения корректирующих и предупреждающих мероприятий	Владелец БПФ Руководитель БПФ Уполномоченный по качеству БПФ

са. Предназначен для участников процедуры ОАО «МРСК Центра», осуществляющих расчет и оценку показателей, характеризующих бизнес-процесс, с целью анализа достижения целей, результативности и хода бизнес-процесса.

Стандарт КПЭ предусматривает также: выходные данные процедуры и проведение процедуры; ответственность, полномочия и контроль исполнения требований; документы, находящиеся под управлением стандарта, и актуализацию стандарта.

Расчет ключевых показателей эффективности бизнес-процесса. Период расчета КПЭ «Выполнение программы диагностики (объемы)» – 1 раз в год.

Оценка выполнения программы диагностики проводится по формуле:

$$V_d = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{N_{ф.пл} + N_{ф.внепл}}{N_{пл}} \right) 100\%, \quad (3.1)$$

где n – количество видов измерений, испытаний (анализов масла), осмотров и т.д.; N – количество измеряемых (контролируемых) параметров.

Расчет КПЭ «Выполнение программы диагностики (объемы)» необходимо проводить для каждого вида измерения, испытания (анализа масла) или осмотра с учетом каждого отдельно измеряемого (контролируемого) параметра (анализа пробы масла) или осмотра. Некоторые виды измерений, испытаний (анализов масла) и измеряемые (контролируемые) параметры электрооборудования приведены в табл. 3.6.

3.6. Виды измерений, испытаний (анализов масла) и измеряемые (контролируемые) параметры электрооборудования

Вид измерения, испытания	Название измеряемого (контролируемого) параметра	Единица измерения
Хроматографический анализ газов	H ₂ , CH ₄ , ... , CO ₂	шт.
Физико-химические анализы масла	Измерение пробивного напряжения масла	шт.
	Измерение кислотного числа масла	шт.
	Определение температуры вспышки в закрытом тигле	шт.
	Определение содержание растворимого шлама	шт.
	Прочее	
Высоковольтные испытания	Испытание повышенным напряжением	шт.
	Измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток	шт.
	Прочее	
Электрические испытания	Измерение потерь холостого хода	шт.
	Измерение сопротивления изоляции обмоток	шт.
	Измерение сопротивления обмоток постоянному току (на всех положениях устройства РПН)	шт.
	Проверка группы соединения обмоток	шт.
	Прочее	
Снятие характеристики намагничивания	Определение тока и напряжения намагничивания	шт.
Тепловизионный контроль	Измерение температуры контактных соединений, измерение температуры поверхности (зон аномальных нагревов)	заказов

Вид измерения, испытания	Название измеряемого (контролируемого) параметра	Единица измерения
Измерение скоростных, временных и характеристик хода	Скорость движения контактов при включении с маслом	шт.
	Скорость движения контактов при отключении с маслом	шт.
	Собственное время отключения с маслом	шт.
	Собственное время включения с маслом	шт.
	Ход в контактах	шт.
	Ход подвижных частей	шт.
	Прочее	

Критерии оценки КПЭ, КНР и параметры расчета. Критерии оценки КПЭ «Выполнение программы диагностики (объемы)»; КНР «Достоверность результатов измерений, испытаний и осмотров»; «Качество оценки технического состояния электрооборудования» приведены, а также параметры, участвующие в формуле (3.2), и единицы измерения приведены в табл. 3.7, п. 1.

Расчет ключевых показателей результативности. Достоверность результатов измерений, испытаний и осмотров. Период расчета КНР «Достоверность результатов измерений, испытаний и осмотров» – 1 раз в квартал. Оценка достоверности результатов измерений, испытаний и осмотров проводится по формуле (см. табл. 3.7, п. 2).

$$K_{\text{дост}} = \left(1 - \frac{n_{\text{выявл.ош}}}{n_{\text{общ.кол-во зап}}} \right) 100\% . \quad (3.2)$$

Качество оценки технического состояния электрооборудования. Период расчета КНР «Качество оценки технического состояния электрооборудования» – 1 раз в квартал и оценивается по наличию случаев нарушения работоспособного состояния оборудования 35...110 кВ по вине персонала диагностики из-за неправильного заключения о техническом состоянии.

Качество планирования диагностики электрооборудования и ЛЭП. Период расчета КНР «Качество планирования диагностики

электрооборудования и ЛЭП» – 1 раз в квартал. Оценка проводится для групп оборудования, указанных в табл. 3.7, п. 4 по формуле:

$$N_{\text{кп}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{N_{\text{неопр}} + N_{\text{неакт}}}{N_{\text{об}}} \right) 100 \% . \quad (3.3)$$

Качество планирования диагностики оценивается по наличию электрооборудования и ЛЭП с неопределенным техническим состоянием, ИС которого не определен или ИС которого определен, но неактуален.

Параметры, участвующие в формуле (3.3), а также единицы измерения приведены в табл. 3.7, п. 10. Критерии оценки КПП «Качество планирования диагностики электрооборудования и ЛЭП» приведены в табл. 3.7, п. 4.

Расчет ключевых показателей хода процесса. Период расчета КПХ «Своевременность внесения результатов измерений, испытаний и осмотров» – 1 раз в месяц. Оценка проводится по формуле:

$$K_{\text{акт}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(1 - \frac{N_{\text{нecв}}}{N_{\text{общ.кол-во зап}}} \right) 100 \% . \quad (3.4)$$

Параметры, участвующие в формуле (3.4), а также единицы измерения приведены в табл. 3.7, п. 11. Критерии оценки КПЭ «Своевременность внесения результатов измерений, испытаний и осмотров» приведены в табл. 3.7, п. 5.

Своевременность формирования/корректировки и представления графика проведения измерений, испытаний и осмотров. Период расчета КПХ «Своевременность формирования/корректировки и представления графика проведения измерений, испытаний и осмотров» – 1 раз в месяц. Оценка проводится по формуле:

$$K_{\text{св}} = \text{Дата (факт)} - \text{Дата (план)}. \quad (3.5)$$

Параметры, участвующие в формуле (3.5), а также единицы измерения приведены в табл. 3.7, п. 12. Критерии оценки КПХ «Своевременность формирования/корректировки и представления графика проведения измерений, испытаний и осмотров» приведены в табл. 3.7, п. 6.

Выполнение программы диагностики (объемы). Период расчета КПП «Выполнение программы диагностики (объемы)» – 1 раз в месяц. Оценка выполнения программы диагностики проводится по формуле:

$$V_{\text{д}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{N_{\text{ф.пл}} + N_{\text{ф.внепл}}}{N_{\text{пл}}} \right) 100 \% , \quad (3.6)$$

где n – количество видов измерений, испытаний (анализов масла), осмотров и т.д.; N – количество измеряемых (контролируемых) параметров.

3.7. Критерии оценки ключевых показателей эффективности и результативности, параметры расчета

Формула расчета	Единица измерения	Количественное значение КПЭ	Критерий оценки
1. Критерии оценки КПЭ «Выполнение программы диагностики (объемы)»			
$V_d = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{N_{ф.пл} + N_{ф.внепл}}{N_{пл}} \right) 100 \%$	%	≥ 100	Показатель результативен
		< 100	Показатель нерезультативен
2. Критерии оценки КТР «Достоверность результатов измерений, испытаний и осмотров»			
$K_{дост} = \left(1 - \frac{N_{вьявл.опш}}{N_{общ.кол-во зап}} \right) 100\%$	%	≥ 96	Показатель результативен
		$93 \leq K_{дост} < 96$	Показатель частично результативен
		< 93	Показатель нерезультативен
3. Критерии оценки КТР «Качество оценки технического состояния электрооборудования»			
$N_{наруш}$	Ед.	> 0	Показатель результативен
	Ед.	$= 1$	Показатель частично результативен
	Ед.	≥ 1	Показатель нерезультативен
4. Критерии оценки КТР «Качество планирования диагностики электрооборудования и ЛЭП»			
$N_{кп} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{N_{неопр} + N_{неакт}}{N_{об}} \right) 100 \%$	%	< 15	Показатель результативен
		$15 \leq K < 25$	Показатель частично результативен
		≥ 25	Показатель нерезультативен

Формула расчета	Единица измерения	Количественное значение КПЭ	Критерий оценки
5. Критерии оценки КПХ «Своевременность внесения результатов измерений, испытаний и осмотров»			
$K_{\text{акт}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(1 - \frac{N_{\text{несв}}}{N_{\text{общ.кол.-во зап}}} \right) 100 \%$	%	≥ 96	Показатель результативен
		$93 \leq K_{\text{акт}} < 96$	Показатель частично результативен
		< 93	Показатель не результативен
6. Критерии оценки КПХ «Своевременность формирования/корректировки и представления графика проведения измерений, испытаний и осмотров»			
$K_{\text{св}} = \text{Дата (факт)} - \text{Дата (план)}$	День	≤ 1	Показатель результативен
		$1 < K_{\text{акт}} \leq 2$	Показатель частично результативен
		> 2	Показатель не результативен
7. Критерии оценки КПХ «Выполнение программы диагностики (объемы)»			
$V_{\text{д}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{N_{\text{ф.пл}} + N_{\text{внепл}}}{N'_{\text{пл}}} \right) 100 \%$	%	≥ 100	Показатель результативен
		$96 \leq V_{\text{д}} < 100$	Показатель частично результативен
		< 96	Показатель не результативен
8. Критерии оценки КПХ «Своевременность проведения измерений, испытаний и осмотров»			
$N_{\text{отказ}}$	Ед.	> 0	Показатель результативен
		$= 1$	Показатель частично результативен
		> 1	Показатель не результативен

Параметр	Название параметра	Единица измерения	Примечание
9. Параметры, участвующие в формуле расчета «Достоверность результатов измерений, испытаний и осмотров»			
$n_{\text{выявл. ош}}$	Количество выявленных ошибок	шт.	Количество ДИ, отличающихся от значений, указанных в протоколах испытаний и измерений, созданных за отчетный период
$n_{\text{общ. кол-во зп}}$	Общее количество записей	шт.	Количество ДИ, участвующих в проверке при определении достоверности базы данных
10. Параметры, участвующие в формуле расчета «Качество планирования диагностики электрооборудования и ЛЭП»			
$N_{\text{исполн}}$	Количество оборудования, ИС которого не определен	Ед.	Количество единиц оборудования (технических мест) с неопределенным техническим состоянием
$N_{\text{исполн}}$	Количество оборудования, ИС которого неактуален	Ед.	Количество единиц оборудования (технических мест) с неактуальным техническим состоянием
$N_{\text{об}}$	Количество оборудования	Ед.	Общее количество оборудования в группе
n	Количество групп электрооборудования и ЛЭП	шт.	Количество групп электрооборудования, участвующих в расчете КПЭ (табл. 2.3.2)

Параметр	Название параметра	Единица измерения	Примечание
11. Параметры, участвующие в формуле расчета «Своевременность внесения результатов измерений, испытаний и осмотров»			
$N_{\text{месв}}$	Количество несвоевременно внесенных записей	Ед.	Количество ДИ с датой создания, превышающей сроки внесения данных после проведения измерений, испытаний или осмотра, созданных за отчетный период
$N_{\text{общ. кол-во зап}}$	Общее количество записей	Ед.	Количество ДИ, участвующих в проверке при определении своевременности обновления базы данных.
n	Количество структурных подразделений	Ед.	Количество структурных подразделений, для которых рассчитывается КПХ
12. Параметры, участвующие в формуле расчета «Своевременность формирования/корректировки и представления графика проведения измерений, испытаний и осмотров»			
Дата (факт)	Дата предоставления графика проведения измерений, испытаний и осмотров	Дата	Фактическая дата предоставления графика проведения измерений, испытаний и осмотров на согласование
Дата (план)	Планируемая дата предоставления графика проведения измерений, испытаний и осмотров	Дата	Планируемая дата предоставления графика проведения измерений, испытаний и осмотров на согласование

Параметр	Название параметра	Единица измерения	Примечание
13. Параметры, участвующие в формуле расчета «Выполнение программы диагностики (объемы)»			
$N_{ф, пл}$	Количество измеренных (определенных) параметров выполненных в отчетном периоде в соответствии с планом-графиком	шт.	Фактическое количество измеренных (определенных) параметров, выполненных в отчетном периоде в соответствии с планом-графиком
		км	Фактическая длина ВЛ осмотренных в отчетном периоде в соответствии с планом-графиком
$N_{внспл}$	Количество измеренных (определенных) параметров в отчетном периоде, выполненных сверх плана-графика	шт.	Фактическое количество измеренных (определенных) параметров, выполненных в отчетном периоде сверх плана-графика
		км	Фактическая длина ВЛ, осмотренных в отчетном периоде сверх плана-графика
$N_{пл}$	Количество измеряемых (контролируемых) параметров в отчетном периоде	шт.	Количество измеряемых (определяемых) параметров, планируемое для выполнения в отчетном периоде
		км	Общая длина ВЛ, планируемая для выполнения осмотра в отчетном периоде
n	Количество видов измерений, испытаний	шт.	Количество видов измерений, испытаний (анализов масла), осмотров и т.д., участвующих в расчете КПЭ

Расчет КПХ «Выполнение программы диагностики (объемы)» необходимо проводить для каждого вида измерения, испытания (анализа масла) или осмотра с учетом каждого отдельно измеряемого (контролируемого) параметра (анализа пробы масла) или осмотра. Некоторые виды измерений, испытаний (анализов масла) и измеряемые (контролируемые) параметры электрооборудования приведены в табл. 3.1. Параметры, участвующие в формуле (3.6), а также единицы измерения приведены в табл. 3.7, п. 13. Критерии оценки КПХ «Выполнение программы диагностики (объемы)» приведены в табл. 3.7, п. 7.

Своевременность проведения измерений, испытаний и осмотров. Период расчета КПХ «Своевременность проведения измерений, испытаний и осмотров» – 1 раз в месяц и оценивается по наличию случаев нарушения работоспособного состояния оборудования по вине персонала диагностики из-за несоблюдения сроков проведения измерений, испытаний и осмотров. Критерии оценки КПХ «Своевременность проведения измерений, испытаний и осмотров» приведены в табл. 3.7, п. 8.

Разработанный и внедренный в филиалах региональных сетевых компаний основной пакет нормативных документов, регламентирующих бизнес-процесс второго уровня «Диагностика», необходим для организации эффективной системы диагностики электрооборудования в РСК, которая рассмотрена ниже в четвертой главе.

ВЫВОДЫ

В целях повышения эффективности функционирования и стандартизации бизнес-процесса «Обеспечение распределения электроэнергии» в ОАО «МРСК Центра» систематизирован внедренный в эксплуатацию основной пакет документов, регламентирующих бизнес-процесс второго уровня «Диагностика»:

1. Регламент БП «Диагностика»;
2. «Планирование проведения диагностики электрооборудования и ЛЭП ОАО «МРСК Центра»;
3. «Оценка технического состояния электрооборудования и ЛЭП ОАО «МРСК Центра»;
4. «Требования к средствам измерения и контроля состояния электрооборудования и ЛЭП ОАО «МРСК Центра»;
5. «Формирование и актуализация базы данных при выполнении работ по реконструкции, ремонту и диагностике электрооборудования и ЛЭП ОАО «МРСК Центра»;
6. «Расчет ключевых показателей эффективности бизнес-процесса «Диагностика».

4. СИСТЕМА ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Рассмотрены организация системы диагностики, диагностика состояния изоляции высоковольтного оборудования и кабельных линий методами и приборами частичных разрядов, частотные диагностические испытания кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, а также опыт применения тепловизоров при контроле технического состояния электрооборудования подстанций филиала ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго».

4.1. ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ

Потребность в обеспечении эксплуатационной надежности высоковольтного электрооборудования настолько очевидна, что применение методов, устанавливающих образование каких-либо неисправностей в этом оборудовании, считается безусловным. Организация контроля технического состояния электрооборудования и выявление неисправностей с целью их удаления и обеспечения эксплуатационного ресурса достигаются применением эффективных методов и средств диагностирования оборудования.

Среди сложных технических устройств, требующих диагностирования при эксплуатации, электроэнергетическое оборудование высокого напряжения (высоковольтное оборудование) занимает особое место. Это оборудование как никакое другое подвержено комплексному воздействию сильных электрических, электромагнитных и тепловых полей и электродинамических усилий. В связи с этим электрооборудование подвержено высокому риску образования дефектов, неисправностей и отказов. Поэтому для предупреждения образования дефектов и неисправностей и поддержания эксплуатационной надежности оборудования применяется контроль оборудования в виде системы диагностики (СД).

Диагностика технических устройств вообще, в том числе и высоковольтного электрооборудования, – это область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния электрооборудования в условиях его эксплуатации [30, 31]. Диагностика как наука и ее практическое приложение находится на стыке разделов различных наук. Прежде всего, это относится к физике и химии в части поведения и изменения свойств материалов различного вида (от газообразных до твердых тел) и процессов, протекающих в них под действием различных факторов.

Это относится также и к математике в части методов анализа и статистической обработки экспериментальных данных и программирования для решения сложных задач на ЭВМ. Как известно, высоковольтное оборудование подвержено высокому риску образования де-

фектов и неисправностей и имеет достаточно высокую аварийность. Применяемые сегодня методы профилактики и выявления неисправностей [19] позволяют лишь в некоторой степени уменьшить отказы.

Следует отметить, если бы не применялось диагностирование оборудования, то следовало бы ожидать увеличения числа отказов до (10...20)%.

Главенствующими задачами диагностирования являются [31, 34]:

- определение технического состояния электрооборудования в условиях изменяющихся эксплуатационных воздействий;
- выявление вида и степени опасности дефекта;
- прогнозирование остаточного ресурса или срока службы.

Эти задачи достаточно обширны и требуют конкретизации в зависимости от вида оборудования и его места в электроснабжении региона. Решение о применении вида диагностирования в части его полноты основывается на технико-экономическом обосновании. Такое решение является чисто потребительским. С одной стороны, ставится задача объективного определения состояния оборудования, используя комплекс диагностических параметров и их функциональные связи. С другой стороны, выявляется потребность в ограничении материальных ресурсов, т.е. экономика может существенно сужать задачи диагностирования, что не обеспечивает объективное определение состояния оборудования.

Система технического диагностирования (СТД) представляет собой совокупность объекта и средств, необходимых для проведения диагностирования (контроля) по правилам, установленным в нормативно-технической документации (НТД).

Структурная схема СТД является трехуровневой (рис. 4.1).

Подсистема диагностики первого уровня включает:

- блок 1 – хранилище базы данных диагностических параметров БД1, служит для хранения измеренных и нормированных значений;
- блок 2 – формирователь диагностических параметров, служит для организации измеренных и критических значений диагностических параметров $X_{изм}$, $X_{кр}$;
- блок 3 – преобразователь, является моделью анализа и преобразования параметров $f(X_{кр}, X_{изм})$ и служит для представления диагностических параметров в нормализованном виде;
- блок 4 – блок сравнения, необходим для определения измеренных и критических (нормированных) значений диагностических параметров $X_{изм} \geq X_{кр}$;
- блок 5 – блок определения, необходим для расчета величин измеренных и критериальных параметров $X_{изм} \geq X_{кр}$;

– блок 6 – формиратель модели технического состояния объекта $f(X_{кр})$, служит для определения соответствия технического состояния объекта требованиям нормативно-технической документации;

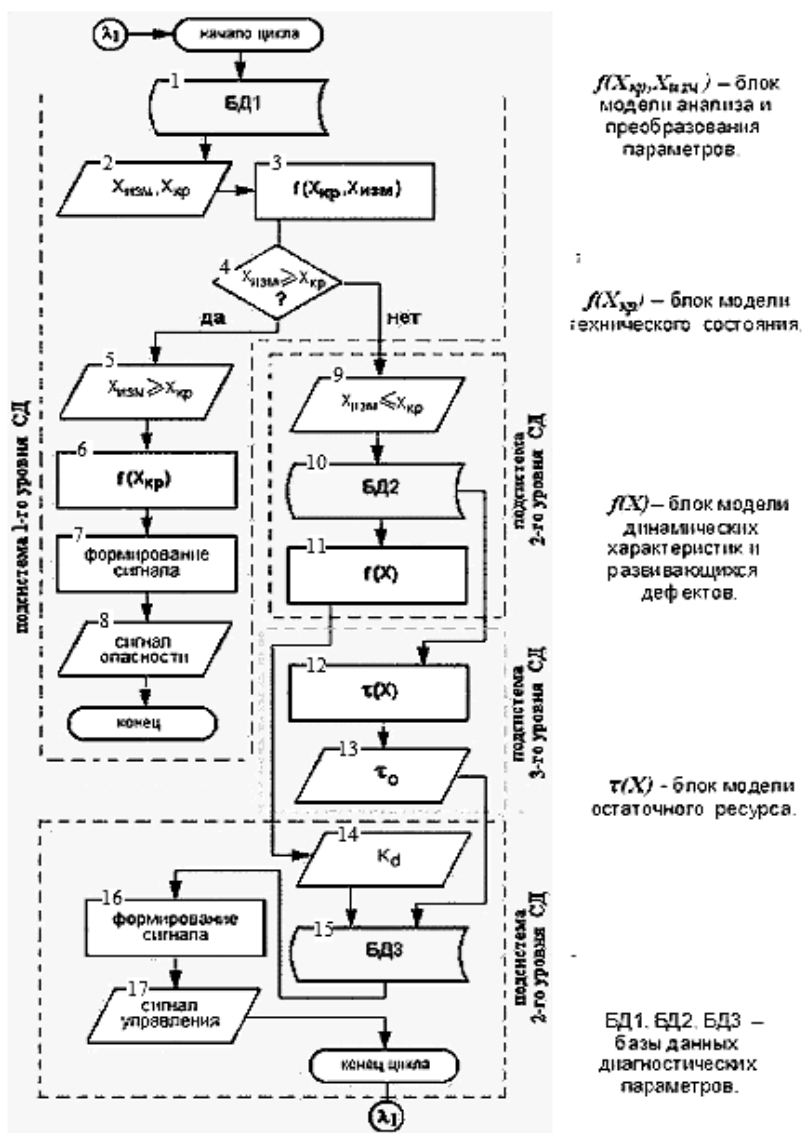


Рис. 4.1. Структурная схема алгоритма диагностирования электрооборудования высокого напряжения

- блок 7 – формирователь, служит для организации сигнала опасности эксплуатации объекта при превышении измеряемых параметров нормированных значений;

- блок 8 – формирователь, выдает сигнал опасности.

Первый уровень на основе данных блоков обеспечивает:

- обработку измеряемых диагностических параметров, представляя их в нормализованном виде, и передачу результатов измерения в обработанном виде в базу данных;

- соответствие значений измеренных параметров нормированным значениям и формирование заключения о соответствии технического состояния объекта требованиям НТД;

- формирование сигнала опасности эксплуатации объекта при превышении значений измеряемых параметров нормированных значений;

- прием командных сигналов на изменение чувствительности датчиков, длительности и периодичности измерения и синхронизации.

Подсистема диагностики второго уровня содержит:

- блок 9 – блок определения, необходим для расчета величин измеренных и критериальных параметров $X_{изм} \leq X_{кр}$;

- блок 10 – хранилище базы данных диагностических параметров БД2, служит для хранения информативных параметров;

- блок 11 – формирователь модели динамических характеристик и развивающихся дефектов $f(x)$, служит для расчета производных и динамических диагностических параметров;

- блок 14 – определитель, служит для расчета степени опасности развивающегося дефекта;

- блок 15 – хранилище базы данных диагностических параметров БД3, служит для хранения измеренных параметров;

- блок 16 – формирователь, выдает сигнал опасности;

- блок 17 – формирователь, выдает сигнал управления.

Подсистема второго уровня с помощью перечисленных блоков обеспечивает:

- определение вида и места развивающихся дефектов;

- расчет производных и динамических диагностических параметров;

- определение ретроспективы диагностических параметров;

- определение степени опасности развивающихся дефектов;

- изменение алгоритма работы подсистемы по команде верхнего уровня;

- передачу результатов расчета и анализа в базу данных;

- хранение информативных параметров;

- измерение диагностических параметров;

- формирование сигнала об изменении режима работы системы охлаждения объекта (силовых трансформаторов).

Подсистема диагностики третьего уровня включает следующие блоки:

- блок 12 – формирователь модели остаточного ресурса $\tau(x)$;
- блок 13 – определитель значений остаточного ресурса τ_0 .

Подсистема диагностики третьего уровня на основе блоков 12 и 13 обеспечивает оценку остаточного ресурса объекта.

Исходя из основных задач технического диагностирования, первичным актом является определение вида технического состояния. При установлении факта неисправности и дефекта последующий шаг направлен на поиск места, вида и опасности дефекта и определение причин неисправности.

В объекте могут образовываться и развиваться явные и неявные виды дефектов, а диагностироваться могут только явные дефекты. К категории неявного дефекта относится дефект, который не может быть обнаружен из-за отсутствия метода и средств его обнаружения.

Определение технического состояния деталей и элементов оборудования и всех видов нарушений в их функционировании происходит с использованием диагностических параметров.

Диагностические параметры подразделяются на три типа:

- параметры информационного вида, представляющие объектную характеристику, $x_{\text{инф}}$;
- параметры, представляющие текущую техническую характеристику элементов (узлов) объекта, x_i ;
- параметры, представляющие собой производные нескольких параметров, $x_{\text{пр}}$.

К параметрам информационного вида $x_{\text{инф}}$ относятся:

- тип объекта;
- время ввода в эксплуатацию и период эксплуатации;
- ремонтные работы, проводимые на объекте;
- нахождение объекта в нештатных ситуациях;
- технические характеристики объекта, полученные при испытании на заводе-изготовителе и/или при вводе в эксплуатацию;
- нормированные значения диагностических параметров $x_{\text{кр}}$;
- технические характеристики x_i объекта в виде ретроспективы абсолютных значений во времени $x_i(t)$ или их производной (dx/dt) .

Нормированные значения диагностических параметров $x_{\text{кр}}$ используются при сопоставлении их значений с измеренными диагностическими параметрами.

Другие параметры информационного вида используются преимущественно в тех случаях, когда измеряемые диагностические параметры имеют значения, приближающиеся к предельным нормированным значениям $x_{кр}$, и динамические характеристики dx_i/dt имеют высокие значения.

К диагностическим параметрам, представляющим текущую техническую характеристику элементов (узлов) объекта, x_i относятся измеренные параметры в текущий момент. Эти параметры в зависимости от вида оборудования могут различаться. В то же время целый ряд объектов контроля использует один и тот же вид параметров; эти параметры могут иметь лишь различные нормированные значения.

Количество измеряемых диагностических параметров зависит от вида оборудования и степени развитости методов диагностирования. Так, например, число измеряемых диагностических параметров силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов достигает 38, масляных выключателей – 29, элегазовых выключателей – 25, ограничителей перенапряжения и разрядников – 10, разъединителей (с приводом) – 14, маслонаполненных измерительных трансформаторов и конденсаторов связи – 9.

Для более объективной оценки технического состояния целесообразно использовать комплекс диагностических параметров. Однако использование этого комплекса в полном объеме зависит, в основном, от класса напряжения контролируемого объекта и мощности силового оборудования, в частности, трансформаторов и реакторов. Если для оборудования выше 110 кВ указанный комплекс параметров вполне приемлем, то для оборудования ниже 110 кВ избыточен по признаку технико-экономической неэффективности.

Как видно из приведенных видов диагностических параметров, число и вид параметров зависят, естественно, от вида контролируемого объекта. Лишь ограниченное число параметров является общей частью любого вида объекта.

К диагностическим параметрам, представляющим собой производные нескольких параметров, относятся, прежде всего, такие расчетные характеристики, как отношение содержания критериальных значений газов в трансформаторном масле, например:

- CH_4 / H_2 – метан/водород;
- C_2H_2 / C_2H_4 – ацетилен/этилен;
- CO_2 / CO – диоксид углерода/оксид углерода;
- C_2H_4 / C_2H_6 – этилен/этан и т.п.,

а также некоторые другие параметры, такие как:

- максимальная температура наиболее нагретой точки трансформатора при любой нагрузке;
- относительная скорость износа целлюлозной изоляции (бумаги, картона);
- средний ток частичных разрядов и др.

К производным диагностическим параметрам относятся также динамические характеристики $x_i(t)$ или их производные (dx/dt) . Динамический параметр $x_i(t)$ является текущим, когда определяется отношение между соседними моментами времени, и считается обобщенным, когда определяется отношение в выбранном интервале времени.

Техническое состояние любого объекта устанавливается при разовом и многократном диагностировании. При разовом диагностировании высоковольтного оборудования, состоящего из множества элементов, вероятность объективной оценки технического состояния мала. Следовательно, только случайно обнаруживается дефект при однократном диагностировании. Вероятность надежной и объективной оценки технического состояния повышается по мере увеличения числа контроля. Это обстоятельство является основанием для введения многократного диагностирования с определенной периодичностью, т.е. мониторинга диагностических параметров.

Важным моментом в определении диагностических параметров является периодичность их регистрации. Периодичность регистрации зависит от скорости возможного образования и развития дефекта в любом контролируемом узле или детали объекта. При нормальном режиме работы оборудования процессы старения чрезвычайно медленны. Устанавливаемый срок службы оборудования рассчитан, исходя именно из действия этого процесса. Этот срок устанавливается с учетом старения наиболее критических узлов оборудования. Если принять установленный срок службы 40 лет, то для выявления степени старения достаточно было бы иметь периодичность около 3 месяцев. При появлении дефектов процесс старения значительно ускорен. Из числа выявленных в практике видов наиболее быстро развивающимися дефектами являются электрические разряды (частичные разряды). Результаты исследования этих процессов в изоляции маслонаполненных вводов 110 кВ и выше и измерительных трансформаторов тока до 500 кВ показывают, что минимальная периодичность регистрации диагностических параметров, характеризующих состояние электрической изоляции, составляет 2 часа.

Существуют дискретные сигналы от устройств защиты, действующие на отключение, момент действия которых следует также отнести к диагностическим параметрам, поступающим в блок подсистемы

анализа сервера АСУ ТП подстанции (или сервера локальной системы диагностирования). Такие дискретные сигналы могут иметь периодичность 1...2 мс.

Существуют также диагностические параметры, которые определяются только по факту образования явления. К таким параметрам относятся, например, сигнал срабатывания газового реле или устройств сброса давления, амплитуда и основная частота перенапряжения, амплитуда и основная частота напряжения при срабатывании разрядника (ограничителя перенапряжения) или коммутации разъединителя или выключателями, амплитуда и основная частота тока при коротком замыкании. В этом случае регистрация сигналов производится собственно от возникших сигналов явлений.

В настоящее время существует возможность измерять автоматически основную часть текущих диагностических параметров техническими средствами под рабочим напряжением (т.е. в режиме «on-line»). Диагностирование производится в циклической форме: каждый цикл включает в себя измерение всего комплекса параметров при обязательной регистрации параметров хотя бы один раз.

При диагностировании оборудования знание взаимодействия событий при образовании дефекта является важнейшим условием определения логической цепи событий при создании моделей технического состояния систем и объекта в целом. Следовательно, построение схем событий является составной частью методики диагностирования при анализе результатов измерения параметров контролируемого оборудования.

Модели являются основной частью алгоритмов диагностирования [7, 8]. От полноты описания объекта и функциональных связей явлений в объекте зависит и надежность результатов диагностирования. Структуру высоковольтного оборудования можно в общем виде сравнить со структурой физических твердых тел, имеющих макроскопическую неоднородность. Общим для них является наличие множества элементов, изменение свойств которых или исключение какого-либо из них приводит к изменению свойств объекта, в предельном состоянии представляющему прекращение функционирования. Общим для них является также изменение их свойств (состояния) при внешних воздействиях эксплуатационных факторов.

Модель состоит из ряда частей (блоков) (см. рис. 4.1), имеющих функциональную связь между собой. Как правило, такие части не рассматриваются изолированно. Их суммарный вклад в функционирование модели в целом обусловлен взаимодействием частей между собой. При диагностировании оборудования важно знать последовательность событий, которые могут приводить к отказу деталей и узлов. При этом учитываются те физические процессы, которые определяют деграда-

цию материалов и конструкций [37]. Следует согласиться с автором [38] о целесообразности построения и анализа своеобразного «дерева отказов» или «дерева событий» – представляющего последовательность возникновения условий, приводящих в целом объект или его систему к отказу. Следовательно, в модели математически описываются происходящие в объекте физические процессы.

Блок 6 модели технического состояния $f(x_{кр})$ (рис. 4.1) является основным элементом подсистемы 1-го уровня системы технической диагностики СТД. Это модель технического состояния узлов, систем, объекта или объекта в целом и отвечает на вопрос: есть дефект или нет, т.е. имеются ли значения измеренных диагностических параметров, равные или превышающие нормированные значения. В модель технического состояния $f(x_{кр})$ входят несколько моделей, относящиеся к системам объекта, например электроизоляционная система, система охлаждения силовых трансформаторов и другие, и к узлам системы.

Следовательно, блок 6 модели технического состояния $f(x_{кр})$ представляет собой описание узла, системы объекта или объекта диагностирования в целом в нескольких состояниях:

- узел, система объекта или объект в целом в исправном состоянии;
- деталь, узел, система объекта имеет дефект, не представляющий в данный момент опасности для эксплуатации, но он приводит к ограничению функционирования объекта;
- узел, система объекта или объект в целом имеет дефект, представляющий в данный момент опасность для эксплуатации объекта и требующий принятия мер к исключению аварийной ситуации, т.е. объект находится в неисправном состоянии.

Описание производится в виде формальных зависимостей между возможными воздействиями на узел, систему объекта или объект и его реакцией на эти воздействия.

Следует отметить, что важным элементом системы диагностирования является определение характера развития дефектов, начиная от стадии их образования до достижения нормированных значений диагностических параметров, определяющих этот дефект.

Поэтому блок 11 модели развивающихся дефектов и блок 12 модели степени опасности дефектов $f(X, \tau)$ (рис. 4.1) представляют собой функцию уровня опасности дефектов K_d (блок 14). Данная функция является зависимостями статических параметров $X_{ст} = X_i / X_{кр.i}$ (т.е. отношение параметров технических характеристик элемента или узла

в текущий момент к их нормированным техническим характеристикам диагностических параметров) и динамических параметров $X_{\text{дин}} = dX_i / dt$ (изменяющихся во времени). В блоке 14 уровень опасности K_d определяется максимальными значениями параметров статических $X_{\text{ст}}$ и динамических $X_{\text{дин},i}$.

В блоке 4 [после измерения диагностических параметров x_i (блок 2 – технические характеристики элементов объекта)] производится сопоставление этих значений x_i с нормированными значениями параметров $X_{\text{кр},i}$ (блок 3 – критериальные значения по нормативно-технической документации) с целью поиска диагностических параметров, имеющих значения, равные или превышающие значения соответствующих $X_{\text{кр},i}$.

При нахождении такого x_i (блок 5), значение которого равно или превышает значение соответствующего нормативного параметра $X_{\text{кр},i}$ (определяется в блоке 6), формируется сигнал «неисправное состояние» (блоки 7, 8) и диагностирование завершается. При отсутствии x_i , значение которого равно или превышает значение соответствующего $X_{\text{кр},i}$ (блок 9), измеренные параметры x_i передаются в базу данных БД2 (блок 10) и затем производится их анализ с использованием нормированных значений $x_{\text{кр}}$ (блок 11) с целью определения степени опасности K_d (блок 14) развивающегося дефекта. В соответствии с установленным значением K_d формируется сигнал управления (блок 16, 17) и цикл диагностирования завершается.

После завершения цикла диагностирования в соответствии с установленной периодичностью измерения диагностических параметров передается команда на начало нового цикла измерения. Блок модели остаточного ресурса $\tau(x)$ (рис. 4.1, блок 12) основан на применении функциональной зависимости остаточного ресурса τ_0 (блок 13) от диагностических параметров и их производных. Исходными данными этой модели являются значения статических $X_{\text{ст}}$ и динамических $X_{\text{дин},i}$ параметров, которые были определены в модели остаточного ресурса $f(X)$ и введены в блок определения степени опасности K_d (блок 14) и затем в базу данных БД3 (блок 15). Анализ зависимости $\tau(x)$ (остаточного ресурса) (блок 12) позволяет получить значение τ_0 (блок 13), которое является остаточным ресурсом объекта. Следует

отметить, что устранение выявленных дефектов приводит к изменению значений диагностических параметров и соответственно к изменению значения остаточного ресурса.

Возможность оценки остаточного ресурса рассматривается большинством авторов с использованием методов математической статистики [39].

Если обратиться к экспериментальным данным распределения плотности отказов высоковольтного оборудования, то нетрудно увидеть, что функции распределения времени отказов (или срок службы) высоковольтного оборудования не обладают статистической устойчивостью и однородностью. Плотности распределения времени отказов и функции отказов $f(\tau)$ показывают, что они не являются отражением одной генеральной совокупности явлений и их использование приводит к низкой надежности определения остаточного ресурса.

В этих случаях используют вероятностно-статистические модели [39].

Основываясь на результатах экспериментальных исследований, функция старения, износа (стойкости к отказу) оборудования представляется в виде

$$A(t) = A_t = A[1 - (t/t_{\text{рес}})^a], \quad (4.1)$$

где $t_{\text{рес}}$ – ресурс объекта; a – показатель отношения текущего времени к ресурсу объекта.

Образование дефекта в момент $t_{\text{деф}}$ приводит к уменьшению стойкости к отказу, что выразится в снижении значения A_t на ΔA .

Тогда эту функцию можно представить в следующем виде: в интервале от $t = 0$ до $t_{\text{деф}}$

$$A_t = A[1 - (t/t_{\text{рес}})^a],$$

в интервале от $t = t_{\text{деф}}$ до $t'_{\text{рес}}$

$$A_t = A[1 - (t'_{\text{рес}}/t_{\text{рес}})^a] - \Delta A. \quad (4.2)$$

При образовании дефекта, который не устраняется при дальнейшей эксплуатации, старение и стойкость к отказу будут показаны зависимостью (4.2), у которой показатель a будет иметь значение, зависящее от степени опасности дефекта. Момент $t_{\text{рес}}$ соответствует отказу объекта, т.е. $t'_{\text{рес}} = t_{\text{отказ}}$.

Следовательно, обращаясь к (4.2), получим

$$A_t = A[1 - (t_{\text{отказ}} / t_{\text{рес}})^a] - \Delta A = 0 \quad (4.3)$$

или при $A_t = 0$

$$t_{\text{отказ}} = t_{\text{рес}} - \sqrt[a]{1 - \Delta A}. \quad (4.4)$$

Тогда остаточный ресурс $\Delta t_{\text{рес}}$ будет равен

$$\Delta t_{\text{рес}} = t_{\text{рес}} - \sqrt[a]{1 - \Delta A} - t_{\text{деф}}. \quad (4.5)$$

Здесь остаточный ресурс определяется как детерминистская функция. Но в действительности функция стойкости к отказу (или износа) имеет вероятностный характер. Если известен закон распределения отказов (или старения) контролируемого оборудования, то с учетом целого комплекса допущений оценивается вероятность появления случайного отказа, используя математический аппарат статистики. В то же время экспериментальные зависимости функций распределения отказов $f(t)$ высоковольтного оборудования свидетельствуют о сложных функциях отказов, показывающих несколько разнородных процессов «старения», что не позволяет применить методы классической статистики для получения параметров распределений и определения критериев надежности.

Рассмотренный принцип оценки остаточного ресурса возможно реализовать при соответствующем обосновании значений ΔA каждого вида дефекта, вызываемого различными физическими процессами. Значение ΔA является достаточно сложной функцией вида дефекта и степени опасности K_d развивающегося дефекта. Значение ΔA зависит также от вида контролируемого объекта. Эти значения определены экспертным путем на первоначальной стадии применения метода и уточняются на основании результатов анализа физических процессов, вызывающих образование дефектов. При этом анализе статистические методы определения вероятности перехода дефекта в отказ могут оказаться весьма эффективными.

Следует отметить, что модель: анализа преобразования параметров $f(X_{\text{кр}}, X_{\text{изм}})$; технического состояния $f(x_{\text{кр}})$; динамических характеристик и развивающихся дефектов $f(X)$; остаточного ресурса $\tau(x)$ является частью системы диагностирования, выполняющая все действия в режиме мониторинга диагностических параметров x_i . В связи с этим решение задач в моделях должно производиться в каж-

дом цикле измерений $X_{изм}$, и реализация такой системы диагностирования будет происходить при интенсивном использовании компьютеров с соответствующим программным обеспечением.

В итоге, анализируя представленные распределения, отметим, что существует тенденция увеличения отказов от увеличения класса изоляции оборудования. Большая доля выявленных неисправностей и дефектов относится, прежде всего, к вводимому в эксплуатацию оборудованию нового типа.

4.1.1. СТРАТЕГИЯ ТОиР И ДИАГНОСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ

За рубежом обсуждаются две группы стратегий технического обслуживания и ремонта оборудования (ТОиР), включающие мероприятия в виде диагностики, текущего ремонта, ремонта и восстановления (см. табл. 4.1):

1. Стратегии, аккредитованные на надежность оборудования;
2. Стратегии, аккредитованные на надежности энергосистемы.

4.1. Стратегия технического обслуживания и ремонта оборудования

Стратегия ТОиР	Мероприятия			
	Диагностика	Текущий ремонт	Ремонт	Восстановление
<i>1. Стратегии, аккредитованные на надежность оборудования</i>				
Корректирующая	–	–	При отказе	При отказе
Плановая	По графику	По графику	При отказе	По графику
По состоянию	Периодическая или мониторинг	По состоянию	При отказе	По состоянию
<i>2. Стратегии, аккредитованные на надежности энергосистемы</i>				
По надежности	Оценивается по важности данного оборудования для всей энергосистемы			
По оценке рисков	Периодическая или мониторинг	По состоянию с оценкой важности риска	При отказе	По состоянию с оценкой важности риска

Как видно из табл. 4.1, в первом варианте при корректирующей стратегии проводится ремонт и восстановление оборудования только в случае его отказа. Диагностика и текущий ремонт при этом не проводятся. В случае плановой стратегии диагностика, текущий ремонт и восстановление оборудования проводятся по графику, а его ремонт – при отказе. Далее, если принимается стратегия «по состоянию», то текущий ремонт и восстановление проводятся, собственно, по его состоянию, диагностика – периодическая или по мониторингу, а ремонт – при отказе.

Во втором варианте, т.е. стратегии по надежности энергосистемы, оценивается важность оборудования для всей энергосистемы, текущий ремонт и восстановление происходят по состоянию оборудования с оценкой важности риска, диагностика – периодическая или по мониторингу, а ремонт – при отказе.

Следовательно, имеющийся зарубежный опыт можно сформулировать в четырех пунктах:

1. Стратегия планового ТОиР забыта почти повсеместно.
2. Стратегия ТОиР по техническому состоянию принята почти повсюду.
3. Осуществляется переход к стратегии ТОиР по прогнозируемому техническому состоянию оборудования. При этом технические эксперты разрабатывают сценарий ТОиР на основе прогноза, менеджеры корректируют его на основе управления рисками.
4. Применительно к коммутационному оборудованию опробована стратегия полного отказа от ТОиР с предварительной заменой и автоматизированным мониторингом некоторых видов старого оборудования (так называемая корректирующая стратегия ТОиР). Опыт нескольких компаний, принявших эту стратегию в 2004 – 2010 гг., показал экономию затрат на 14%.

Стратегию полного отказа от ТОиР следует воспринимать как парадоксальную и вряд ли реализуемую в России из-за большого износа оборудования, жестких климатических условий, вандализма и др. А вот стратегия ТОиР по прогнозируемому техническому состоянию представляет интерес для отечественных компаний как наиболее рациональная. Диагностика может и должна стать экономически обоснованной. Ведущие эксперты предлагают трехуровневый процесс принятия решения по стратегии эксплуатации оборудования. Применительно к структуре, например, ОАО «МРСК Центра» процесс принятия решения можно интерпретировать следующим образом.

Первый уровень. На основе технической информации (срок службы оборудования, нагрузочные режимы, нештатные воздействия, результаты предыдущих испытаний и диагностики) филиалы ОАО «МРСК Центра» разрабатывают несколько сценариев ТОиР, оценивают техническую эффективность и реализуемость каждого из них (рис. 4.2).



Рис. 4.2. Трехуровневый механизм принятия решения по ТОиР

На втором уровне (также филиалы) технические специалисты прогнозируют остаточный ресурс, а экономисты рассчитывают затраты, которые необходимы для ТОиР в течение расчетного срока службы. В итоге второго уровня выбираются возможные варианты решений (рис. 4.2).

На третьем высшем уровне менеджеры департаментов ОАО «МРСК Центра» на основе механизма управления рисками и с учетом социальной обстановки выбирают оптимальную стратегию и принимают решение: продолжать эксплуатацию или менять оборудование на новое, проводить диагностику или ставить систему мониторинга, делать ремонт и в каком объеме (рис. 4.2).

Методики диагностики. Остановимся только на диагностической части ТОиР. В разработанном в ОАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы» (ФСК ЕЭС) документе [15] в техническом плане правильно отражены перспективы развития диагностики и мониторинга сетевых активов Единой национальной электрической сети (ЕНЭС). Их и надо воспринимать как перспективы, которые на некоторых этапах надо оптимизировать, в том числе с учетом зарубежных сценариев управления сетевыми активами. В частности, в Концепции [15] не привлекаются возможности функциональной (прогнозной) диагностики и излишне упрощены экономические аспекты принятия решений. Напомним, что в Концепции декларируются 4 уровня диагностики:

1. Автоматизированные системы мониторинга и диагностики, интегрированные в АСУ ТП;
2. Периодический контроль под рабочим напряжением;
3. Периодический контроль с выводом оборудования из работы;
4. Комплексное обследование и диагностика.

Первый и высший уровень надо воспринимать как перспективу, хотя примеры внедрения автоматизированных систем мониторинга и диагностики уже имеются. Небольшой опыт их внедрения пока не анализировался с позиций экономической эффективности. Спорным является и решение устанавливать системы мониторинга на новое оборудование. Остальные уровни, приведенные в Концепции, так или иначе отражают реальное состояние российского рынка диагностических услуг. Отдельно надо упомянуть как новый шаг (компенсирующий в некоторой мере упущения Концепции) «Методику экспертной оценки технического состояния оборудования» (версия 0.3), которая является частью «Системы Стратегического планирования ремонтов ОАО «ФСК ЕЭС». В ней реализована попытка функционального анализа технического состояния оборудования как основы для планирования ремонтов. Исходными данными для экспертизы являются отдельные параметры оборудования, определенные (до проведения анализа) с существующим в них оснащением, с имеющимся количественным составом персонала и его квалификацией.

Вместе с тем обоснованность принятых весовых коэффициентов некоторых параметров состояния оборудования вызывает сомнения. Остаются невыясненными достоверность и достаточность информации для выработки управляющего воздействия. Все это требует и дополнительной теоретической проработки, и практической проверки работоспособности методики.

В случае успеха затраты и время, необходимые для проведения экспертизы технического состояния оборудования, сократятся примерно на порядок по сравнению с затратами на комплексное обследование оборудования. В том же ряду инструментариев, которые присутствуют на российском рынке и могут использоваться для функциональной диагностики, следует отметить экспертно-диагностические системы «Альбатрос», «Диана» и др. Дополненные аппаратом нечеткой логики и нейронных сетей, они могут стать основой системы. Наконец, следует обратить внимание и на методологию ранжирования технического состояния оборудования, успешно развиваемую предприятием «ЗТЗ-Сервис» последние три года применительно к маслонаполненному оборудованию, прежде всего к силовым трансформаторам. В ней сочетаются элементы функционального анализа (знание

особенностей оборудования, анализ опыта эксплуатации, предварительное экспертное заключение) и экспресс-анализ основных параметров оборудования на месте его установки и без отключения. Таким образом, методология ранжирования является своеобразным промежуточным звеном между функциональным анализом и технической диагностикой. Ее итогом является разделение оборудования по группам технического состояния:

- нет проблем (около 80...85% парка);
- требуется комплексное обследование (15...18%);
- требуется замена отдельных компонентов;
- требуется вывод в капитальный ремонт (до 1,5%).

По опыту внедряющей эту методологию организации стоимость и сроки проведения работ по ранжированию оказались в 4–5 раз меньше по сравнению с комплексным обследованием силовых трансформаторов, которое проводится по утвержденной в ОАО «ФСК ЕЭС» программе. Разумеется, эта методология требует подтверждения в России с учетом особенностей эксплуатации и технического обслуживания оборудования. Кроме того, требуется практическая проверка эффективности и утверждения методики в компании для придания ей легитимности на российском рынке диагностических услуг. В заключение данного раздела отметим, что с присоединением, например, к компании ОАО «МРСК Центра» огромного парка сетевого оборудования класса напряжения 110 кВ привлечение двух упомянутых выше методик к оценке технического состояния оборудования в сочетании с экономическим обоснованием сценариев ТОиР возрастает настолько, что они кажутся безальтернативными на ближайшие годы.

Ступенчатая процедура диагностики. Конечной целью предлагаемой стратегии является сокращение издержек на ТОиР путем оптимизации диагностики оборудования и выработки экономически обоснованных управленческих воздействий. Под оптимизацией диагностики оборудования понимается переход на ступенчатую процедуру оценки технического состояния оборудования. Число ступеней зависит от важности оборудования и его функций в сети.

На первой ступени осуществляется функциональное диагностирование оборудования. Его итогом должно быть разбиение оборудования на две группы.

Первая группа не требует, вторая – требует продолжения диагностических действий или выводится в текущий ремонт для замены отдельных компонентов. Сценарий технических действий с оборудованием этой группы необходимо подкреплять экономическим обоснованием для итогового управленческого воздействия первой ступени. Одним из них может стать перевод на вторую ступень, требующую про-

должения диагностических действий. Для наименее ответственного оборудования оценка технического состояния заканчивается на этой ступени.

На второй ступени проводится ранжирование технического состояния оборудования, попавшего по результатам функционального диагностирования во вторую группу. В результате оборудование уже с большей степенью достоверности делится на 4 упомянутых выше подгруппы. Три подгруппы (общим числом не более 20% от всего парка оборудования) подвергаются дальнейшим управленческим воздействиям, которые, как и на первой ступени, формируются по механизму управления рисками. В итоге большая часть оборудования, попавшего в подгруппы риска подвергается дальнейшим диагностическим процедурам для целевого ремонта и продления срока службы, а малая часть оборудования попадает под замену.

Третья ступень – комплексное техническое обследование важного по значению оборудования, попавшего в подгруппы риска. Оно обеспечивает максимальную полноту и достоверность оценки технического состояния. По результатам комплексного обследования возможны все варианты управленческих воздействий: от минимального ремонта и замены компонентов для продления срока службы с последующим комплексным обследованием (периодическим или послеремонтным) или постановкой оборудования на постоянный мониторинг технического состояния – до капитального ремонта или замены оборудования на новое. Как и на предыдущих этапах, управленческие воздействия формируются на основе предложенного технического сценария и механизма управления рисками.

Таким образом, для реализации предлагаемой технологии в ОАО «МРСК Центра» надо решить следующие задачи:

1. Разделение оборудования по степени важности (если эта задача еще не решена в конкретном филиале);
2. Разработка методики функционального диагностирования и выбора экономически обоснованных управленческих воздействий. Опробование методики на репрезентативных группах оборудования различного типа;
3. Разработка методики ранжирования и выбора экономически обоснованных управленческих воздействий. Опробование методики на репрезентативных группах оборудования различного типа;
4. Разработка методики выбора экономически обоснованных управленческих воздействий по результатам комплексного обследования. Опробование методики на репрезентативных группах оборудования различного типа.

В итоге, за счет отсеивания на каждой ступени части беспроблемного оборудования и значительно более низкой (по сравнению с ком-

плексным обследованием и мониторингом оборудования) стоимостью процедур функционального анализа и ранжирования оборудования по техническому состоянию позволяет добиться примерно двукратного снижения издержек на оценку и прогнозирование технического состояния высоковольтного оборудования и кабельных линий.

Диагностический контроль и методы частичных разрядов высоковольтного оборудования и кабельных линий рассмотрим ниже в разделе 4.2.

4.2. ДИАГНОСТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ И МЕТОДЫ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ

Обширная практика эксплуатации высоковольтного оборудования и кабельных линий (КЛ) в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» показывает, что положительные результаты испытаний повышенным напряжением согласно [18, 19] вовсе не гарантируют безаварийную последующую работу электрооборудования. Бывают случаи, что после успешных испытаний повышенным напряжением, например, КЛ нередко происходит выход их из строя в ближайшие после этого интервалы времени. Исследованиями было установлено, что основная причина выхода из строя КЛ заключается в интенсивном разрушении изоляции таких кабелей частичными разрядами (ЧР) в проблемных местах и что эти разрушения приводят к сокращению срока службы кабельных линий. Наиболее опасны испытания повышенным напряжением кабелей с большим сроком службы или уложенных с низким качеством монтажа. В таких кабелях уже имеются проблемные места, где может иметь место высокий уровень частичных разрядов. Мероприятия, осуществляемые в процессе диагностических испытаний, называются *мероприятиями диагностического контроля*. Для того, чтобы выявить способность кабеля к дальнейшей работе, нужны дополнительные меры, к которым относятся различные испытания не прямого воздействия на объект и которые называются *диагностическими методами*.

К мероприятиям диагностического контроля можно отнести как оценку состояния объекта на основе его технико-экономических данных – *экспертную оценку* (такая оценка требует высоких навыков экспертов и эксплуатационного персонала), так и *периодический контроль за состоянием объекта*. Другими словами, это диагностические мероприятия по усреднению зафиксированных данных во времени, оценки на их основе состояния объекта и выявление его возможностей для безаварийной работы.

Однако любая диагностика должна опираться на свод нормативных правил и критериев. В области контроля состояния изоляции ка-

белей и электрооборудования обычно решается главный вопрос о возможности работы кабелей и продлении времени службы оборудования. Особенно это относится к тем объектам, которые выработали свой срок службы или находятся на грани его выработки, однако не только в этих случаях. Износ или неустойчивая работа объекта может быть вызвана и другими причинами, которые могли привести к работе объекта в нерасчетных условиях. К этим условиям можно отнести некачественный монтаж кабельной линии, приведший к повреждению кабеля, нарушения условий эксплуатации и др. Несоответствие проектных режимов работ с реальными может явиться причиной преждевременной выработки ресурса, а значит, предварительного «старения» объекта. Естественное и искусственное старение оборудования выводит на первый план вопрос: что делать с этим оборудованием за пределами сроков его эксплуатации, определенных документацией производителя? Ответ на этот вопрос формирует основную задачу диагностического контроля – определение состояния и прогнозирование работоспособности энергетического объекта и главного его параметра – изоляции. И второе направление – это выявление путей и методов продления или восстановления ее (изоляции) работоспособности.

Выше отмечалось, что особенность диагностических методов заключается в том, что они не являются для кабеля травмирующими в сравнении с испытаниями повышенным напряжением. Применение диагностических методов позволяет выявлять уровень технического состояния изоляции, локализовать выявленные проблемные места, оценить остаточный ресурс работы объекта и дать заключение о возможности дальнейшей работы.

К средствам, обеспечивающим накопление технико-экономических данных по состоянию объекта и его контролю, можно отнести известный метод – измерение тангенса угла диэлектрических потерь δ [18]. Этот метод применяется повсеместно, однако не является исчерпывающим. Наибольшую популярность в мировой практике получил метод диагностики состояния изоляции высоковольтного оборудования и кабельных линий – метод измерения частичных разрядов (ЧР). Рассмотрим кратко физическую сущность ЧР и методы их диагностики.

4.2.1. ЧАСТИЧНЫЕ РАЗРЯДЫ

Частичные разряды – это локализованный электрический разряд, частично шунтирующий изоляцию между проводниками и который может возникать как в прилегающих, так и в неприлегающих к проводнику объемах изоляции. ЧР имеются практически на любом высоковольтном оборудовании: силовые кабели и вводы, силовые трансформаторы и выключатели и т.д. негативно отражаются на изоляции,

приводя ее к деградации и разрушению. Справедливости ради следует отметить, что причиной деградации являются не только ЧР, но и ряд других факторов. К ним можно отнести:

- воздействие высокого напряжения (скачки, молниевые удары);
- механические нагрузки (проседание грунта, крутой изгиб кабеля);
- тепловые нагрузки (перегрев кабеля при перегрузках);
- химическая коррозия (действие солей, воды и газов) и др.

Эти факторы играют немаловажную роль в преждевременном старении изоляции кабельных линий, но поскольку среди диагностических методов неразрушающего контроля изоляции метод ЧР зарекомендовал себя наилучшим образом, уделим ему особое внимание.

Итак, для энергетических кабелей особенно характерно проявление ЧР на кабелях из сшитого полиэтилена (СПЭ). Технология СПЭ (создание пространственной решетки за счет образования продольно-поперечных связей между макромолекулами полимера) появилась в связи с необходимостью за счет сшивки увеличить жесткость изоляции (электрического свойства полимера) при повышенных температурах. Эта технология существенно повысила эксплуатационные характеристики кабеля, однако полимер не лишен был того, что в процессе его (полимера) «старения» (это старение наступает не только с течением времени эксплуатации кабеля, но и интенсивности эксплуатации) его электрические (эксплуатационные) характеристики снижаются. Полимер постепенно под влиянием действующего высокого напряжения и, как показала практика, под воздействием других факторов, например «коронирования», разрушается.

«Корона» – это вид частичного разряда, который появляется в газообразной среде вокруг проводников, находящихся на некотором удалении от твердой или жидкой изоляции. Основная причина разрушений на кабелях с изоляцией из СПЭ – водные триинги (рис. 4.3, *a – в*).

Водные триинги – это повреждения полимера, развивающиеся на технологических дефектах изоляции при совместном действии электрического поля и влаги, проникающей в структуру полимера из окружающей среды. Вместе с влагой в изоляцию проникают агрессивные вещества. Они разрушают полимерные цепи, приводя к образованию микрополостей, которые в свою очередь служат резервуарами для накопления влаги.

Как показали исследования, под воздействием статического электрического поля происходит поляризация молекул воды, которые образуют быстро растущие разветвленные древовидные структуры

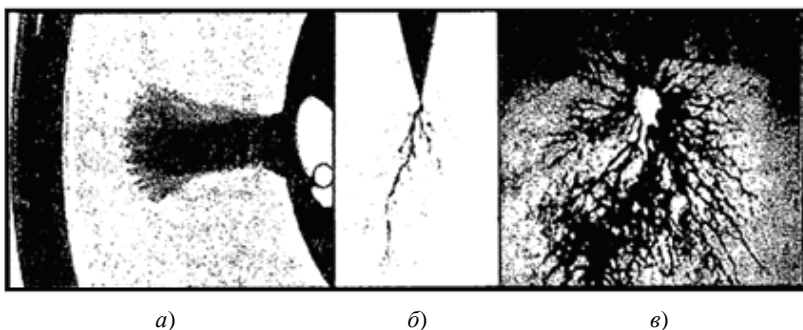


Рис. 4.3. Водный триинг и деградация изоляции

(рис. 4.3, б), направленные вдоль силовых линий электрического поля. Эти древовидные структуры из поляризованных молекул воды и получили название *водные триинги*.

Существует две разновидности триингов – «бант» (когда триинг зарождается в объеме изоляции, заполненной водой, или на инородных материалах) и «веер», когда триинги развиваются с поверхности электропроводящих экранов.

Как отмечалось ранее, процесс триингов быстроразвивающийся и это сопровождается падением электропрочности полимера. Все это вынуждает искать пути борьбы с триингами. Один из путей – это применение новых технологий в изготовлении материала, что решается за счет включения в состав полимера дополнительных антитриинговых добавок. Однако полностью этот эффект исключить невозможно и по этой причине для нас наиболее интересными представляются методы выявления уровня «поражения» кабеля и путей продления эксплуатационного периода кабелей.

Для исследования состояния кабеля применяются традиционные методы. Это испытания кабелей с бумажно-масляной изоляцией является испытание их повышенным постоянным напряжением с контролем точки утечки специальными передвижными высоковольтными лабораториями [22]. Однако с применением кабелей из СПЭ этот метод испытания стал неприемлем, так как было доказано, что испытания кабелей из СПЭ приводят к разрушению его изоляции. Причина этого в том, что при приложении постоянного высокого напряжения у полярных электродов образуются объемные заряды, а на внутренней и наружной поверхностях изоляции СПЭ образуется локальная концентрация электрического поля, которая приводит к разрушениям изоляции.

Поэтому в международных стандартах МЭК 60502-2, HD 620 для кабелей среднего напряжения с изоляцией из СПЭ рекомендуется испытание кабельных линий проводить переменным напряжением, в том числе пониженной частотой 0,1 Гц. В мировой практике стал широко применяться метод испытания повышенным переменным напряжением частотой 0,1 Гц. Дальнейшие работы на кабеле СПЭ показали, что для диагностики состояния кабелей необходимо искать решения, которые были бы мягче по воздействию на кабель в сравнении с испытательным оборудованием (уровень приложенного испытательного напряжения 2, 3-кратного от рабочего). И эти решения были найдены.

Они основывались на природе возникновения очагов повреждения изоляции. Выше указывалось, что причиной повреждения, старения и в дальнейшем выхода из строя кабелей СПЭ являются частичные разряды. Повреждения от частичных разрядов становятся возможными в зависимости от множества факторов, которые возникают в процессе эксплуатации кабеля: концевые разделки кабелей, технологические отклонения при монтаже соединительных муфт, старение кабеля и др.

Во всех этих случаях всегда могут образовываться полости, в которых в процессе работы кабеля и нахождения его под напряжением возникает газ. Этот газ ионизируется и образуется такая концентрация ионизированной среды с определенной напряженностью, которая является причиной истечения разрядов, получивших название *частичных разрядов*. Со временем количество ЧР увеличивается, поэтому они являются также и мерой износа, старения изоляции. Сам факт появления и регистрации частичных разрядов указывает на появление признаков неисправности изоляции. Следовательно, необходим их контроль наряду с другими видами диагностики для более полного представления о состоянии кабеля или высоковольтного оборудования.

Диагностика ЧР позволяет получить больше и более точные данные о состоянии объекта. Она экономически выгодна и при этом без вредного воздействия на объект повышенным напряжением. Это объясняется следующими обстоятельствами:

– во-первых, диагностика частичных разрядов проводится при напряжении, равном рабочему или незначительно превышающем (на 10%), что практически исключает негативное влияние на изоляцию. Поэтому диагностику частичных разрядов относят к одним из методов неразрушающего контроля;

– во-вторых, измерение частичных разрядов может проводиться в он-лайн режиме, т.е. при работающем объекте и достаточно долгое время, что дает возможность проконтролировать частичные разряды

при различных режимах работы (различных нагрузках) и узнать, когда возникает опасный уровень разрядов. Таким образом, перейдя на более щадящий режим эксплуатации, можно предотвратить аварию, оставить объект работоспособным на более долгое время;

- в-третьих, преимущество диагностики ЧР перед испытаниями повышенным напряжением – это локализация проблемных участков в устройствах, кабельных линиях и местах с повышенным уровнем ЧР;

- в-четвертых, контроль ЧР в режиме он-лайн (не выводя объект из эксплуатации) ведет к меньшим затратам по сравнению с испытаниями повышенным напряжением, так как нет необходимости выводить из эксплуатации контролируемый объект, производить переподключение потребителей.

Важно отметить, что для России характерным является эксплуатация силовых КЛ до предельного физического состояния, при этом уровень ЧР в них нередко составляет более 10 000 пКл (пикокулон). Количество КЛ, имеющих дефекты с уровнем ЧР около 5000 пКл, составляет более 65%. На отдельных предприятиях количество КЛ с неудовлетворительным техническим состоянием более 80%. Для сравнения, в Германии предельным уровнем ЧР в кабельных линиях считается 1000 пКл. Выполнить замену дефектных КЛ на новые линии за короткий срок практически невозможно и экономически нецелесообразно. Поэтому в настоящее время в филиалах ОАО «МРСК Центра» согласно ее технической политике [14] встает вопрос о качественной диагностике этих линий для принятия квалифицированного решения о дальнейшей их эксплуатации.

В практической деятельности филиала ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» при работе с КЛ приходится иметь дело с кабельными вводами, муфтами и другими открытыми поверхностями кабелей. В большинстве случаев они являются проблемными с точки зрения возникновения ЧР и ускоренного разрушения. Поэтому в повседневной деятельности необходимо иметь инструменты (сенсоры и датчики), которые могут определить состояние этих участков при вводе в эксплуатацию после ремонта, во время эксплуатации, а также при подготовке к выводу объекта в профилактический ремонт. Использование таких методов контроля даст возможность накапливать статистическую базу о состоянии этих участков и составлять диагностические профили.

Таким образом, применяя метод измерения ЧР, можно получать наиболее полную информацию о проблемных местах в КЛ и эффективно решать вопросы о их дальнейшей эксплуатации. Как указывалось выше, этот метод диагностики практически не приносит вреда изоляции, что имеет большое экономическое значение.

В заключение отметим, что существуют два основных режима измерения ЧР:

1. *Режим «On-Line»*. В данном режиме измерительный прибор подключается к объекту, находящемуся под рабочим напряжением. Метод наиболее прост и экономичен, поскольку не требует использования специального высоковольтного источника и вывода из эксплуатации контролируемого объекта. К недостаткам следует отнести сравнительно невысокую точность измерения, так как наряду с измеряемым сигналом в прибор поступают помехи от различных устройств потребителей (сварочные аппараты, электротранспорт и т.д.). Безусловно, измерительный прибор имеет технические решения, позволяющие «отстроиться» от помех, однако полностью избавиться от их влияния, невозможно.

2. *Режим «Off-Line»*. В данном случае объект отключается от потребителей, а в качестве высоковольтного источника используется специальная установка с высококачественной изоляцией и малым уровнем собственных ЧР. Основным преимуществом данного режима является повышенная точность измерений благодаря практически полному отсутствию помех. Однако стоимость таких систем весьма высока.

4.2.2. МЕТОДЫ И ПРИБОРЫ ИЗМЕРЕНИЯ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ

В настоящее время нормальная работа электросетевого комплекса 110...6 кВ филиалов ОАО «МРСК Центра» не возможна без надежного контроля работы высоковольтного оборудования и силовых кабелей [18, 19]. Для исследования состояния данного оборудования с целью определения его остаточного ресурса применяются различные методы измерения частичных разрядов (ЧР).

Существуют три метода измерения частичных разрядов: электромагнитный, электрический и акустический.

Электромагнитный метод основан на обнаружении и измерении электромагнитного поля, излучающего частичные разряды. В качестве датчиков используются узконаправленные антенны. Этот метод очень удобен для измерения ЧР, так как является дистанционным, т.е. без непосредственного контакта с объектом. Но оборудование для измерения ЧР этим методом довольно громоздко (антенны), и обнаруживаются в основном поверхностные ЧР.

Электрический метод – частный случай электромагнитного метода. В данном методе уровень ЧР определяется по электрической составляющей электромагнитного поля. Для «улавливания» и фиксации

электрических полей служат емкостные датчики, конденсаторы связи, которые могут «одеваться» на кабель или соединительную муфту, находящиеся под напряжением (рис. 4.4, а, б), а также могут непосредственно подключаться к высоковольтному оборудованию, например трансформатору.

Акустический метод основан на «улавливании» ультразвуковых волн, образованных ЧР. В этом методе для локализации источника ЧР используются несколько акустических датчиков, устанавливаемых на объект, например бак трансформатора. Акустический метод менее всего подвержен помехам и может достаточно точно определить источник ЧР внутри объекта.

Ниже рассмотрим конкретные приборы, а также модели датчиков и сенсоров, обычно поставляемых в комплектации передвижных лабораторий высоковольтных испытаний различных производителей (ЭТЛ-35кВ производства ООО «Строй Авто-Это», г. Белгород, ЛВИ NVT производства ООО «Ярославский электромеханический завод», г. Ярославль и др.).

Приборы, регистрирующие частичные разряды. Для регистрации уровня ЧР на муфтах, концевых воронках и открытых частях кабеля высоковольтные лаборатории оснащаются различными портативными приборами для определения высокочастотных полей, вызываемых частичными разрядами, например прибор XDP-II (рис. 4.4, а, б) [22].

Данный прибор XDP-II может использоваться также для локализации ЧР на элементах высоковольтного оборудования (трансформаторы, генераторы и др.).

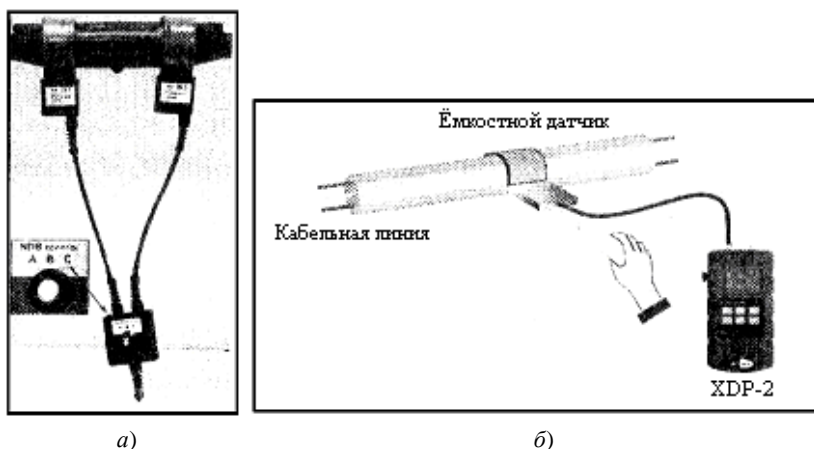
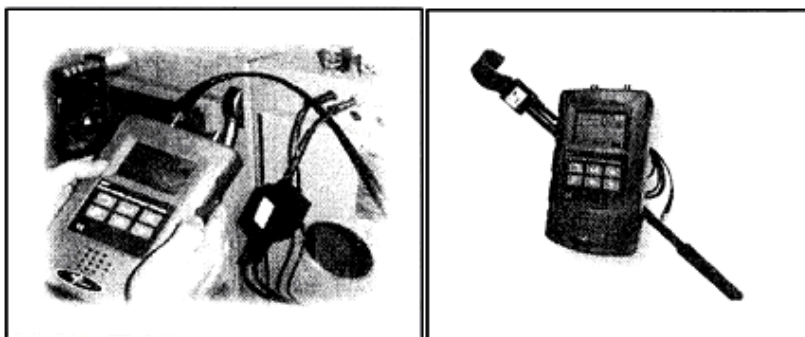


Рис. 4.4. Измерение частичных разрядов на муфте (а) и силовом кабеле (б) с помощью емкостных датчиков



a)

б)

Рис. 4.5. Прибор измерения уровня частичных разрядов XDP-II в комплектации для распределительных устройств (*a*) и с индуктивным датчиком и оперативной штангой для силовых кабелей (*б*)

В программах технического обслуживания прибор XDP-II позволяет отслеживать динамику развития дефектов в изоляции и тем самым обеспечивает своевременность ремонта или замены оборудования. В комплект входят емкостные датчики для кабелей и соединительных муфт, отводов и распределительных устройств, а также индуктивный датчик для определения магнитной составляющей поля, образованного ЧР (рис. 4.5, *a, б*).

Прибор XDP-II (рис. 4.5, *a, б*) позволяет определить уровень ЧР и форму их импульсов в следующем оборудовании:

- XLPE кабели (кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена);
- соединительные муфты, отводы;
- трансформаторы, генераторы и вращающиеся машины;
- изоляторы, разрядники и ограничители перенапряжений.

Прибор XDP-II определяет высокочастотные электрические поля, вызванные ЧР. Он также может использоваться для локализации ЧР на элементах высоковольтного оборудования. В программах технического обслуживания прибор позволяет отслеживать динамику развития дефектов в изоляции и тем самым обеспечивает своевременность ремонта или замены оборудования.

Сигнал ЧР (см. рис. 4.4, *a, б*) улавливается емкостным датчиком и затем усиливается с помощью прибора XDP-II в радиочастотном диапазоне. Амплитуда сигнала пропорциональна энергии разряда. Уровень энергии разрядов отображается на мониторе прибора в децибелах или пикокулонах.

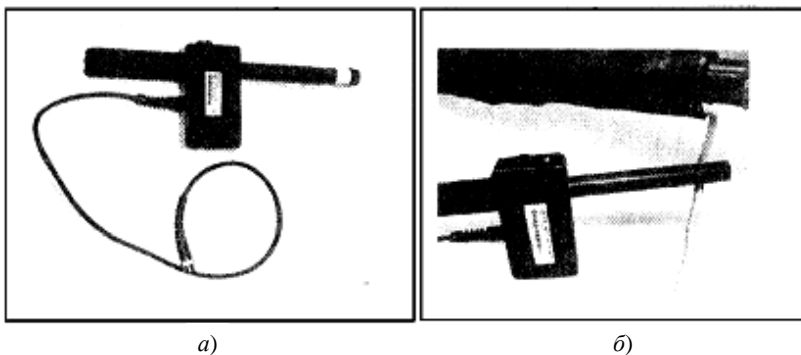


Рис. 4.6. Индуктивные датчики

При помощи индуктивных датчиков может измеряться и магнитная составляющая электромагнитного поля (рис. 4.6, а, б). С помощью индуктивного датчика можно определить уровень ЧР в экранированных кабельных муфтах, имеющих соединение с землей, в концевых заделках кабеля, в переключателях, в заземленном распределительном оборудовании бесконтактным способом.

Все вышеперечисленные датчики работают совместно с прибором XDP-II, и полученная информация после регистрации и сохранения в памяти обрабатывается на компьютере.

Во время этих испытаний напряжение подается от автономного источника питания, уровень которого регулируется автотрансформатором и через сетевой фильтр подается на испытуемый трансформатор.

На рисунке 4.7 приведена сборка схемы испытания высоковольтного трансформатора прибором XDP-II. Для этого в комплект к прибору необходимо иметь емкостной блок сопряжения XDP-020/1 и сетевой фильтр.

Эти испытания проводятся в режиме «Off-Line» при полном отключении рабочего напряжения.

Такая схема обеспечивает гарантированную чистоту испытаний и уверенность в том, что зарегистрированные ЧР сигналы имеют происхождение именно в изоляции трансформатора.

Измерение частичных разрядов и обнаружение дефектов с помощью рефлектометрического метода. Диагностика состояния кабелей методом измерения ЧР является хорошо зарекомендовавшим себя методом неразрушающего испытания изоляции. При проведении лабораторных исследований измерение ЧР является обычным испытанием.

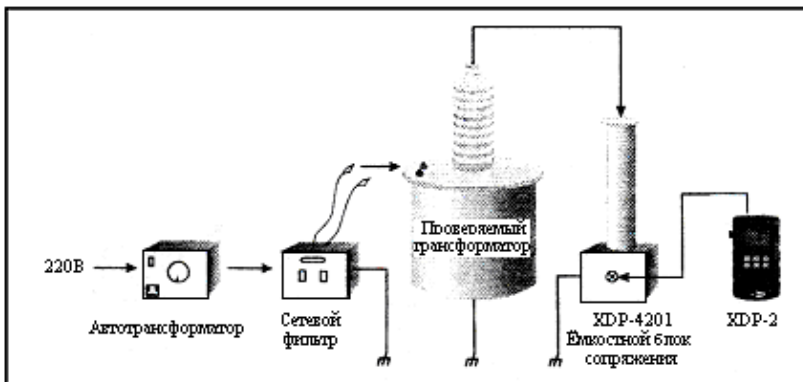


Рис. 4.7. Схема измерения частичных разрядов трансформатора прибором XDP-II с помощью емкостного датчика

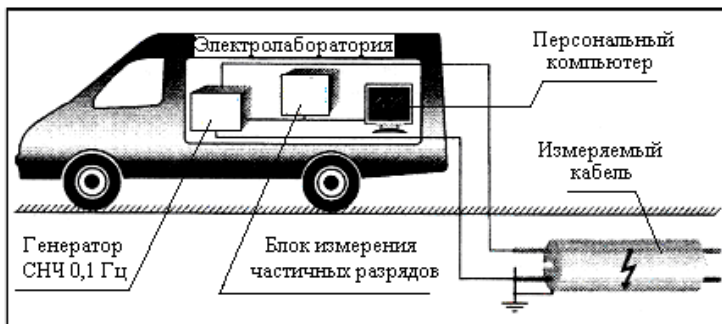


Рис. 4.8. Установка для испытания кабеля с измерением частичного разряда и локализацией дефекта с использованием метода динамической рефлектометрии

Требуемые при этом уровни ЧР зависят от типа объекта диагностики. В случае высоковольтных кабелей такие уровни находятся в диапазоне величин от единиц до 100 нКл. Выше мы рассмотрели методы измерения ЧР в режиме «On-Line» (реального времени), когда замеры производятся при неотключенных кабельных линиях или трансформаторах.

Однако для более чистых измерений уровня возникающих в кабелях ЧР применяется метод «Off-Line» (автономный), который предусматривает отключение испытуемого кабеля от рабочего напряжения с обоих концов и подключение его к источнику с испытательным напряжением частотой 0,1 Гц (см. рис. 4.8). Для проверки в условиях

эксплуатации точное значение уровня частичных разрядов менее важно по сравнению с положением их источника. Амплитуда частичных разрядов зависит от дефекта изоляции и расстояния, вызывающего затухание. Одним из наиболее важных индикаторов оценки состояния изоляции кабеля является уровень напряжения начала ЧР. Для локализации таких дефектов в кабелях используется классический метод динамической рефлектометрии.

Контроль тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ как средство диагностики состояния кабелей. Полученная при испытаниях информация о величине $\text{tg}\delta$ согласно [18, 19] позволяет оценить общее состояние кабеля независимо от его длины. Анализ результатов испытаний за последние 10 – 15 лет позволяет различать находящееся в эксплуатации оборудование с малым, средним и большим старением.

Испытание кабелей на определение величины $\text{tg}\delta$ выявляет карбонизацию, ионизацию или корону при повышенном напряжении. В случае пластиковой изоляции измерение $\text{tg}\delta$ на сверхнизких частотах (СНЧ) является идеальным средством обнаружения участков деградации, вызываемых водяными древовидными структурами.

Метод измерения тангенса диэлектрических потерь на сверхнизкой частоте. Система для измерения тангенса диэлектрических потерь на сверхнизкой частоте может быть использована для определения качества изоляции высоковольтных кабелей и других объектов, имеющих большую емкость. Для работы данной установки применяется источник высокого напряжения сверхнизкой частоты 0,1 Гц.

Эти измерения необходимы для отслеживания старения изоляции кабелей во время эксплуатации и составления базы данных новых кабелей. Изменение тангенса угла диэлектрических потерь характеризует процесс ухудшения качества изоляции и дает возможность принятия обоснованного решения о сроках дальнейшей эксплуатации кабеля. Измерения $\text{tg}\delta$ на промышленной частоте известны давно, однако они не применимы для контроля состояния изоляции кабельных силовых линий в полевых условиях. Основная причина – большая потребляемая мощность нагрузочного высоковольтного трансформатора. При использовании установки СНЧ потребляемая мощность источника высоковольтного напряжения уменьшается в сотни раз, что дает возможность работы с объектами, имеющими емкость до 50 мкФ.

Принцип работы системы. Система состоит из моста переменного тока (например, отечественного производства СА-7100, Вектор 2М и т.п.) и источника высокого напряжения (например, зарубежного производства VLF-12011, VLF-200CMF и др.). Высокое напряжение прикладывается к объекту через измерительный мост. Блок управления моста измеряет угол сдвига между фазами напряжения и тока для

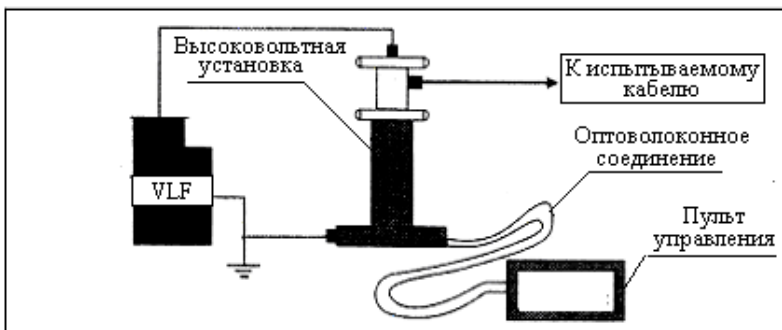


Рис. 4.9. Упрощенная схема подключения источника сверхнизких частот VLF (0,1 Гц) к высоковольтному источнику нагрузочного напряжения для испытания силового кабеля

последующего расчета тангенса угла диэлектрических потерь в изоляции. Упрощенная схема системы с источником СНЧ показана на рис. 4.9.

Параметры данной системы следующие:

- диапазон частот от 0,01 до 0,2 Гц;
- прямое измерение тока и напряжения на объекте;
- автоматический учет в расчетах частоты источника СНЧ;
- индикация измеренных значений угла потерь, напряжения, тока и частоты в режиме реального времени;
- соединение высоковольтного измерительного модуля с блоком управления с помощью оптоволоконного кабеля, обеспечивающего безопасность;
- звуковая сигнализация о готовности системы к считыванию новых данных;
- порт RS-232 для сохранения данных в компьютере.

Таким образом, подводя итоги в анализе методов и приборов для измерения частичных разрядов, отметим следующее: методы и приборы измерения частичных разрядов позволяют получить наиболее полную и достоверную информацию о проблемных местах в диагностике изоляции высоковольтного оборудования и силовых кабелей и эффективно решать вопрос об их дальнейшей эксплуатации.

4.3. ЧАСТОТНАЯ ДИАГНОСТИКА ИЗОЛЯЦИИ

В современных условиях нормальная работа систем электроснабжения в ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра» согласно ее технической политике [14] невозможна без на-

дежной работы силовых кабельных линий низкого 0,4 кВ и среднего 6...35 кВ классов напряжения.

С начала 70-х гг. прошлого века кабели из сшитого полиэтилена активно заменяют кабели с бумажно-масляной изоляцией. Низкие величины относительной диэлектрической проницаемости, большой запас термической стойкости стали главной причиной, заставившей выбрать сшитый полиэтилен как изоляционный материал для кабелей низкого, среднего и высокого напряжения [2, 3].

Применительно к силовым кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена гораздо более эффективным и экономичным является шадящий метод испытаний напряжением сверхнизкой частоты (СНЧ) 0,1 Гц, которое по величине не превышает более чем 3 раза номинальное напряжение КЛ. Испытания при очень низких частотах со сменой полярности позволяют выявлять дефекты в изоляции кабеля без формирования объемных зарядов в структуре полиэтиленовой изоляции, которые образуются из-за приложения постоянного напряжения и приводят к резкому уменьшению ресурса такого кабеля.

Поэтому за рубежом кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена испытываются исключительно напряжением сверхнизкой частоты. При испытаниях силовых кабелей с бумажной пропитанной изоляцией применение этого метода позволяет в значительной степени уменьшить испытательное напряжение по сравнению с испытаниями постоянным напряжением. Возникает вопрос: возможно ли испытание кабельных линий, выполненных СПЭ кабелями постоянным напряжением по нормам, принятым для кабелей с бумажно-масляной изоляцией? Ответ отрицательный, так как испытания кабелей с изоляцией из СПЭ приводят к разрушению изоляции кабеля. Это происходит по причине того, что при приложении постоянного высокого напряжения у полярных электродов образуются объемные заряды, а на внутренней и наружной поверхностях изоляции СПЭ образуется локальная концентрация электрического поля, которая может привести к разрушениям изоляции.

Поэтому в международных стандартах МЭК 60502-2, HD 620 (HD 620 S1-1996), IEEE400.2 для кабелей среднего напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена рекомендуется испытание кабельных линий проводить переменным напряжением, в том числе пониженной частоты 0,1 Гц. В качестве альтернативы допускается проводить испытания КЛ постоянным напряжением величиной $4U_0$ в течение 15 минут (п. 20.2.2. МЭК 60502-2) с характерным примечанием: *«испытание напряжением постоянного тока может повредить испытываемую систему изоляции»*.

В России применение оборудования с переменным напряжением со сверхнизкой частотой 0,1 Гц наиболее широко стало применяться в

последние 2005 – 2011 гг. и имеет тенденцию к неуклонному наращиванию.

Главным критерием, тормозящим внедрение этого оборудования, является отсутствие регламентирующих документов, санкционирующих это оборудование для испытания энергетических кабелей и устанавливающих нормы для таких испытаний. Мировая практика внедрения этого оборудования основывается на планомерном приобретении опыта, анализе получаемых данных от различных пользователей и на этом устанавливающая выработку нормативных правил и стандартов. Эксплуатирующие компании, производители кабелей из сшитого полиэтилена проводили и фиксировали результаты испытаний, на которых формировалась практическая база и которая давала основания вывести средние нормы испытания кабелей установками СНЧ 0,1 Гц. Так было установлено, что отказы (выход из строя) испытываемых кабелей происходят в течение 15...60 минут испытаний. Причем, если через 15 минут испытаний отказы регистрировались в более чем 60% от всех случаев отказов, то через 60 минут регистрировались все 100% случаев отказов. Эта многочисленная практика, которая основывалась на многих десятках тысяч случаев статистических испытаний, дала основание положить их результаты в основу существующих в мировой практике норм: в Европе – $3U_0$ в течение 60 минут, а в США $2-3U_0$ в течение 30...60 минут.

Применение частоты 0,1 Гц. Единственный способ провести полевые испытания объектов с высокими емкостями, таких как кабели, двигатели/генераторы, переменным напряжением – это использовать установку, вырабатывающую переменное напряжение сверхнизкой частоты. Чем ниже частота, тем меньше нужно тока и мощности для испытаний больших емкостей. Емкостное сопротивление можно определить из выражения:

$$X_c = 1 / 2\pi fC,$$

где X_c – емкостное сопротивление.

Силовой кабель с рабочим напряжением 15 кВ протяженностью 3 км имеет емкость приблизительно 1 мкФ. При использовании частоты 50 Гц емкостное сопротивление такого кабеля составит 3...180 Ом. Стандарт IEEE рекомендует испытывать подобные объекты напряжением 22 кВ. Чтобы получить такое испытательное напряжение требуется ток величиной 6,9 А и мощность 170 кВА. Вес такой установки достигает несколько тонн (СНЧ 0,1 Гц – 45...70 кг). Очевидно, что установка с такими параметрами совершенно не подходит для проведения полевых испытаний.

Эти простые расчеты показывают высокую эффективность применения испытательных установок с частотой 0,1 Гц в сравнении с частотой напряжения 50 Гц.

Оборудование СНЧ для испытания кабелей СПЭ. Для целей более полного проведения испытания кабелей и маневренного перемещения оборудования по испытуемым объектам в разных модификациях отечественных высоковольтных электролабораторий (например, ЛВИ НVT предприятия ООО «Ярославский электромеханический завод») [22] применяются установки сверхнизкой частоты – СНЧ или в англоязычном варианте – Very Low Frequency (VLF) зарубежных производителей (например, High Voltage, Inc (США) с рабочим напряжением от 28 до 200 кВ. Эти установки охватывают сегодня самый широкий диапазон по испытательному напряжению и мощности нагрузки. Диапазон допустимых значений емкости нагрузки составляет от 0,4 до 50 мкФ, благодаря чему установки могут испытывать кабели протяженностью от 900 м до 64 км. Испытания с применением этого оборудования не влияют на состояние материала изоляции, и кабель не теряет своих прочностных свойств.

Оборудование СНЧ должно генерировать колебания частотой 0,1 Гц со сменой полярности в течение полуволны 50 Гц. Каждый цикл начинается с фазы заряда, в которой контролируемый объект, равно как и подключенный параллельно конденсатор, заряжаются от источника постоянного тока до достижения желаемого напряжения.

Следовательно, оборудование для проведения испытаний на сверхнизкой частоте 0,1 Гц должно удовлетворять следующим требованиям:

- частота повторения должна быть низкой, чтобы мощность, высвобождаемая в любом частичном разряде, была настолько мала, чтобы не вызвать дальнейшей эрозии и, как следствие, не приводить к росту давления газа;

- смена полярности, с одной стороны, должна происходить достаточно медленно, чтобы исключить любые переходные процессы, вызываемые бегущими волнами, с другой стороны, она должна быть достаточно быстрой, чтобы сохранить любой пространственный заряд в частичном разряде, откуда он нарастает в направлении противоположного электрода.

Установка VLF подает в кабель переменное напряжение синусоидальной формы и частотой 0,1 Гц. В отличие от других форм испытательного напряжения (прямоугольное) синусоидальное напряжение является естественным для испытуемого кабеля, так как это соответствует форме его рабочего напряжения. Установки с переменным испы-

тательным напряжением и частотой 0,1 Гц можно использовать также для испытаний большинства кабелей с бумажно-масляной изоляцией. Результаты более 20 000 кабельных испытаний показывают: если кабель проходит надлежащее испытание сверхнизкой частотой, то у него более чем 95% шансов не иметь эксплуатационных повреждений в ближайшие годы.

Ниже рассмотрим нахождение эксплуатационных повреждений и дефектов силовых кабелей и высоковольтного оборудования другим современным способом – тепловизионного контроля.

4.4. ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ КОНТРОЛЬ

Техническая политика ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра» в области контроля и мониторинга распределительного электросетевого комплекса до 2015 г. [14] предполагает создание эффективной системы диагностики по различным направлениям, которая обеспечит адекватную оценку технического состояния электрооборудования подстанций и линий электропередачи (ЛЭП) 110 кВ и ниже.

Филиал ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» накопил достаточный опыт в области практической диагностики и выявления дефектов электрооборудования с применением современных средств и методов контроля [5] и, в частности, тепловизионного контроля подстанций 110 и 35 кВ (табл. 4.2).

4.2. Объем тепловизионного контроля ПС-110 и 35 кВ и обнаруженных дефектов электрооборудования РСК «Тамбовэнерго»

Класс напряжения подстанции, кВ	Количество подстанций и дефектов, шт./шт.		
	2008 г.	2009 г.	2010 г.
110	23/43	24/52	21/74
35	9/16	38/35	56/58
Всего 110 и 35 (по годам)	32/59	62/87	77/132
Итого 110 (за период 2008 – 2010 гг.)	68/169		
Итого 35 (за период 2008 – 2010 гг.)	103/109		
Итого 110 и 35 (за период 2008 – 2010 гг.)	171/278		

Анализ выявленных дефектов электрооборудования показал, что большинство из них составляет нагрев контактных соединений с избыточной температурой в интервале до +10 °С и от +10 до +30 °С, что согласно [19] определено как «начальная степень неисправности» и «развившийся дефект», соответственно.

В процентном отношении выявленные тепловизионные дефекты отдельных групп электрооборудования к общему их объему распределились следующим образом:

- трансформаторы тока 6/10 кВ – 28%;
- опорные изоляторы 6/10 кВ (контактные соединения) – 26%;
- вводы масляных выключателей 10/6 кВ – 11%, 35кВ – 3%;
- вводы силовых трансформаторов 35 кВ – 5%, 10/6 кВ – 4%, 110 кВ – 1,6%;
- разъединители 35 кВ – 4%, 110 кВ – 2%;
- высокочастотные заградители 35 кВ – 1,6%, 110 кВ – менее 1%.

Проведенный анализ показывает, что тепловизионный контроль в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» завоевал прочное положение в диагностике электрооборудования без отключения напряжения (под рабочим напряжением), а полезность тепловизоров для контроля технического состояния энергообъектов не вызывает сомнений.

Тепловизор – оптико-электронный прибор, предназначенный для бесконтактного наблюдения, измерения и регистрации пространственного/пространственно-временного распределения радиационной температуры объектов, находящихся в поле зрения прибора, а также формирования временной последовательности термограмм и определения температуры поверхности объекта по известным коэффициентам излучения и параметрам съемки (температура окружающей среды, пропускание атмосферы, дистанция наблюдения и т.п.).

Ниже в таблице 4.3 приведены характеристики парка тепловизоров службы диагностики филиала ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго».

Из таблицы 4.3 видно, что новая разработка Flir-T365 (производство Швеция) имеет наилучшие характеристики и предпочтительнее других моделей для выполнения термографического контроля электрооборудования подстанций 110 и 35 кВ. В процессе проведения термографического контроля электрооборудования тепловизором, например Flir-T365, необходимо учитывать коэффициент излучения поверхности обследуемого объекта и угол между осью тепловизионного приемника и нормалью к излучающей поверхности объекта.

4.3. Характеристики тепловизоров РСК «Тамбовэнерго»

Характеристики	Flir-I50	Flir-300	SAT-S280	Flir-T365
Разрешенность, пиксель	140 × 140	320 × 240	384 × 288	384 × 288
Увеличение	Нет	2-кратное	Нет	Нет
Класс точности, %	2	2	2	2
Чувствительность, °С	0,1	0,1	0,08	0,05
Температура (измеренная/рабочая), °С	-20... + 350 / / -15... + 50	-20... + 500 / / -15... + 50	-20... + 650 / / -15... + 50	-20... + 1250 / / -15... + 60
Встроенная камера	Нет	Нет	Есть	Есть

При проведении измерений однотипных предметов необходимо располагать тепловизионный приемник на одинаковом расстоянии и под одинаковым углом к оптической оси к поверхности объекта для качественного выявления дефектов.

Наряду с этим, в действующих нормативных документах [18 – 20] отсутствуют указания, какими значениями температур следует пользоваться в процессе оценки технического состояния, а также к какой области и зоне поверхности аппарата относить данные обработок. Как правило, результаты оценки состояния объекта оказываются достаточно субъективными и зависят от выбора характерных размеров зоны поверхности и выбора того или иного температурного параметра.

Поэтому в основу метода обработки термограмм в РСК «Тамбовэнерго» был положен принцип определения наиболее вероятного значения температуры поверхности объекта или его фрагмента, учитывающий как статистические свойства излучающей поверхности [19, прил. 3], так и статистические параметры оптико-электронного тракта используемых тепловизоров [20].

Такой метод позволил легко вводить критерии оценки технического состояния различного электрооборудования и проводить сравнение объектов при различных температурах окружающей среды.

Применение вышеуказанного метода обработки результатов тепловизионного обследования оказалось наиболее эффективно для определения технического состояния измерительных трансформаторов тока, вводов трансформаторов 110 кВ, а также для определения дефектов опорных изоляторов высоковольтных ЛЭП 110 и 35 кВ при высокой влажности атмосферы.

В таком случае проведение тепловизионного контроля электросетевого комплекса 110 кВ и ниже стало оправданным, поскольку результаты его были наиболее достоверны с применением вышеуказанного метода сравнения измеряемых характеристик различных элементов электрооборудования, что позволило по совокупности принимать взвешенные технические решения о поддержании его эксплуатационной надежности.

По причине неуклонно возрастающего плана тепловизионного обследования электрооборудования электросетевого комплекса 0,4...110 кВ и в целях обеспечения бизнес-процесса «Диагностика» в РСК «Тамбовэнерго» запланировано:

1. Бригадам диагностики районов электрических сетей РЭС – приобретение пирометров (бесконтактные инфракрасные термометры) «Кельвин-ЛЦ» в количестве 17 шт. в 2011 – 2012 гг.;

2. Участкам СД – приобретение тепловизоров Flir-T365 в общем количестве 2 шт. в 2011–2012 гг.;

3. Центральной лаборатории СД организовать и контролировать направление тепловизионного контроля электрооборудования распределительного электросетевого комплекса 0,4...110 кВ в зоне обслуживания бригад диагностики РЭС и участков СД – постоянно.

Вместе с этим определено, что для повышения эффективности процесса тепловизионной диагностики электрооборудования в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» необходима также организация подготовки специального персонала с определенной базой знаний в области термографии, физических процессов нагревания металлов и освоившего методику проведения тепловизионного контроля и обработки его результатов.

Таким образом, в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» за период 2008 – 2010 гг. комплексный подход к выбору тепловизионных приборов, методов диагностики и повышению квалификации персонала позволил по совокупности мер принимать взвешенные технические решения о поддержании высокой эксплуатационной надежности действующего электрооборудования подстанций 110 и 35 кВ.

Улучшение качества вышеуказанных методов и приборов измерения и состояния высоковольтного электрооборудования и кабельных линий невозможно без совершенствования метрологических средств измерения их изоляции, рассмотренных далее в пятой главе.

ВЫВОДЫ

1. За счет последовательного отсеивания на каждой ступени процедуры диагностики части беспроблемного оборудования и более низкой стоимости процедур функционального анализа и ранжирования оборудования по техническому состоянию позволяет добиться примерно двукратного снижения издержек на оценку и прогнозирование технического состояния оборудования.

2. Методы и приборы измерения частичных разрядов позволяют получить наиболее полную и достоверную информацию о проблемных местах в диагностике высоковольтного оборудования и силовых кабелей и эффективно решать вопрос об их дальнейшей эксплуатации.

3. Использование метода и установки сверхнизкой частоты 0,1 Гц является единственным способом проведения полевых испытаний кабелей из сшитого полиэтилена и других объектов с высокими емкостями.

4. Эффективность применения сверхнизкой частоты зависит от оптимальных соотношений мощности и частоты смены полярности импульсов синусоидальной или прямоугольной формы.

5. Комплексный подход к тепловизионному контролю в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» в виде: рационального выбора тепловизионных приборов, учета параметров излучающей поверхности электрооборудования и характеристик оптического тракта тепловизоров, повышения квалификации персонала, – позволил по совокупности мер принимать взвешенные технические решения о поддержании высокой эксплуатационной надежности действующего электрооборудования подстанций 110 и 35 кВ.

5. МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ ИЗОЛЯЦИИ

Показано совершенствование эффективности метрологических средств контроля изоляционных материалов (масла или бумаги) высоковольтного электрооборудования в процессе калибровки по нормированной влажности и по двум зависимым характеристикам, а также предложено устройство оперативно-динамического анализа состояний многопараметрического объекта энергосбережения (подстанции).

5.1. КАЛИБРОВКА ПО НОРМИРОВАННОЙ ВЛАЖНОСТИ

Калибровка по нормированной влажности (табл. 5.1) компенсирует нелинейность характеристики $W_{i0}(I_i)$ при фиксированном значении параметра $I_0 = \text{const}$, не равном току I_s структуры [23 – 25]. При этом математическая модель $\{1, 1\}$ с двумя информативными параметрами $\{W_0, I_s\}$ вырождается в модель $\{0, 1\}$:

$$W_i(I_i, I_0, W_{i0}) = W_{i0}(1 - I_0/I_i), \quad (5.1)$$

предполагающую калибровку функции нормированной влажности W_{i0} , учитывающей неопределенность параметра I_0 .

Нелинейность η_w функции $W_{i0}(I_i)$ следует из закономерностей калибровки, требующей тождественность измеряемых I_i и нормируемых I_{di} величин токов $I_i = I_{di}$ образцов с контролируемой W_i и известной W_{0i} влажностью $W_i = W_{0i}$, представленных системой уравнений моделей $\{0, 1\}$ (5.1) и $\{1, 1\}$:

$$\begin{cases} W_i(I_i, I_0, W_{i0}) = W_{i0}(1 - I_0/I_i); \\ W_{0i}(I_{di}, I_s, W_0) = W_0(1 - I_s/I_{di}). \end{cases} \quad (5.2)$$

С учетом тождественности токов и влажности находим равенство

$$W_{i0}(1 - I_0/I_i) = W_0(1 - I_s/I_i),$$

из которого получают калибровочную характеристику

$$W_{i0}(I_i, I_s, W_0) = W_0 \eta_w \quad (5.3)$$

с искомой нелинейностью

$$\eta_w = \frac{I_i - I_s}{I_i - I_0}. \quad (5.4)$$

5.1. Модель калибровки $\{W_{I_0}, I_0\} = \{0, 1\}$

	1. Низкая влажность	2. Высокая влажность	3. $\{0, 1\}/\{1, 1\}$
а) Характеристики			
б) Модели влажности	$W_j(I_j, W_{j0}, I_0) = W_{j0}(1 - I_0/I_j)$ $I_i < I_j < I_{i+1} < I_0$	$W_j(I_j, W_{j0}, I_0) = W_{j0}(1 - I_0/I_j)$ $I_0 < I_i < I_j < I_{i+1}$	$W_j(I_j, W_0, I_s) = W_0(1 - I_s/I_j) = W_{j0}(1 - I_0/I_j)$
в) Калибровка	$W_{i0}(I_i, I_s, W_0) = W_0 \frac{I_i - I_s}{ I_i - I_0 }$	$W_{i0}(I_i, I_s, W_0) = W_0 \frac{I_i - I_s}{I_i - I_0}$	$W_{i0}(I_i, I_s, W_0) = W_0 \frac{I_i - I_s}{ I_i - I_0 }$
г) Алгоритмы оптимизации	$I_s(I_i, W_i [W_{i0}, I_0])$ $i = 1, 2$ $W_0(I_i, W_i [W_{i0}, I_0])$	$I_s(I_i, W_{i0}, W_i)$ $W_0(I_i, W_{i0}, W_i)$	$I_s(I_i, I_0, W_{i0})$ $i = 1, 2$ $W_0(I_i, I_0, W_{i0})$

Функция (5.4) компенсирует неопределенность параметра I_0 за счет нелинейного нормирования характеристики (5.3).

Тождественность $W_{i0} = W_0$ отражает линейность преобразования характеристики (5.3) при равенстве единице выражения (5.4), из которого следует

$$I_i - I_0 = I_i - I_s,$$

а после сокращения подобных членов – условие эквивалентности

$$I_0 = I_s, \tag{5.5}$$

исключающее неопределенность.

Анализ нелинейности (5.4) показывает, что только при условии эквивалентности (5.5) модель (5.1) с калибровочной характеристикой (5.3), компенсирующей неопределенность параметра I_0 в адресном пространстве $\{0, 1\} = \{W_{i0}, I_0\}$, трансформируется в модель с двумя информативными параметрами $\{W_0, I_s\}$ с кодом $\{1, 1\}$.

Калибровочная характеристика (5.3) оптимизируется к линейной функции при расчете двух информативных параметров $\{W_0, I_s\}$ для заданного коэффициента I_0 и измеряемого тока I_i, I_{i+1} в адаптивном диапазоне на образцах с известной влажностью W_{i0}, W_{i0+1} на его границах. Алгоритмы расчета информативных параметров находят при решении системы из двух уравнений, организованных из характеристики (5.3) для калибровки по i -му и $(i + 1)$ -му образцам:

$$\begin{cases} W_{i0} = W_0 \frac{I_i - I_s}{I_i - I_0}; \\ W_{i+1,0} = W_0 \frac{I_{i+1} - I_s}{I_{i+1} - I_0}. \end{cases} \quad (5.6)$$

Поделим одно уравнение системы (5.6) на другое для поиска параметра тока I_s и приведем к виду:

$$W_{i0}(I_i - I_0)(I_{i+1} - I_s) = W_{i+1,0}(I_{i+1} - I_0)(I_i - I_s).$$

Суммируем подобные члены:

$$I_s[W_{i+1,0}(I_{i+1} - I_0) - W_{i0}(I_i - I_0)] = W_{i+1,0}(I_{i+1} - I_0)I_i - W_{i0}(I_i - I_0)I_{i+1}$$

и после деления правой части уравнения на левую получим алгоритм вычисления информативного параметра I_s – минимального тока структуры:

$$I_s = \frac{W_{i+1,0}(I_{i+1} - I_0)I_i - W_{i0}(I_i - I_0)I_{i+1}}{W_{i+1,0}(I_{i+1} - I_0) - W_{i0}(I_i - I_0)}. \quad (5.7)$$

Учитывая выражение (5.1), алгоритм (5.7) преобразуется к калибровке по известной влажности W_{0i}, W_{0i+1} образцов границ адаптивного диапазона:

$$I_s = \frac{W_{0i+1} - W_{0i}}{W_{0i+1}/I_i - W_{0i+1}/I_{i+1}}. \quad (5.8)$$

Алгоритм расчета параметра W_0 найдем из решения системы уравнений токов:

$$\begin{cases} I_i = I_s / (1 - W_{0i} / W_0); \\ I_{i+1} = I_s / (1 - W_{0,i+1} / W_0), \end{cases} \quad (5.9)$$

полученной из системы (5.6) с учетом модели (5.1) и тождества калибровки $W_i = W_{0i}$. Приравниваем уравнения системы (5.9) относительно тока I_s структуры:

$$I_i(1 - W_{0i} / W_0) = I_{i+1}(1 - W_{0,i+1} / W_0),$$

объединяем подобные члены:

$$(I_{i+1}W_{0,i+1} - I_iW_{0i}) / W_0 = I_{i+1} - I_i$$

и после преобразования выразим алгоритм расчета параметра W_0 через нормированные значения образцов:

$$W_0 = \frac{I_{i+1}W_{0,i+1} - I_iW_{0i}}{I_{i+1} - I_i}. \quad (5.10)$$

Алгоритм (5.10) тождественен эквиваленту по модели $\{1, 1\}$, а для аппроксимации желаемой функции по калибровочной характеристике (5.3) модели $\{0, 1\} = \{W_{i0}, I_0\}$ учтем тождество $W_{0i} = W_i$ и выражение (5.1):

$$W_0 = \frac{I_{i+1}W_{i+1,0}(1 - I_0 / I_{i+1}) - I_iW_{i0}(1 - I_0 / I_i)}{I_{i+1} - I_i}.$$

После перемножения находим алгоритм расчета информативного параметра W_0 – нормируемого максимума влаги:

$$W_0 = \frac{W_{i+1,0}(I_{i+1} - I_0) - W_{i0}(I_i - I_0)}{I_{i+1} - I_i}. \quad (5.11)$$

Алгоритмы (5.7) и (5.11) показывают, что:

- аппроксимация желаемой функции по модели $\{0, 1\}$ сводится к калибровке характеристики (5.3) при оптимизации параметров $\{W_0, I_s\}$ по комплексу физических величин $\{I_i, W_{i0}, I_0\}$ для i -х образцов границ адаптивного диапазона;

- функция (5.4) отражает нелинейность характеристики нормируемого максимума влажности W_{i0} , компенсирующую неопределенность постоянной $I_0 \neq I_s$ и регламентирующую линейность калибровки для оптимальных значений $\{W_{i0}, I_0\}$, тождественных информативным параметрам $\{W_0, I_s\}$;

- нелинейность характеристики (5.4) возрастает пропорционально увеличению значения постоянной I_0 , что повышает чувствительность калибровки (5.3);

- калибровочная характеристика (5.3) – разрывная функция, которая стремится к бесконечности при обнулении знаменателя нелинейности (5.4) для тождественных токов $I_i = I_0$ и соответствует инверсным обратным функциям в отрицательной и положительной областях нормируемого максимума W_{i0} ;

- характеристика (5.3) нормируемой влажности равна нулю при тождественности токов $I_i = I_s$ в числителе нелинейности (5.4), что соответствует минимальному току структуры образца сухой древесины при нулевой влажности;

- калибровка по нормированной влажности модели $\{0, 1\} = \{W_{i0}, I_0\}$, в отличие от моделирования с кодом $\{1, 0\} = \{1, I_{si}\}$, значительно сложнее из-за инверсных характеристик разрывной функции в отрицательной и положительной областях ненормированного диапазона $\overline{0, \infty} = W_{i0}$. Калибровка по характеристике тока структуры модели $\{1, 0\}$ более предпочтительна модели $\{0, 1\}$ из-за подобия функций предельного I_i и структурного I_{si} токов, изменяющихся в относительных координатах влажности унитарного диапазона $\overline{0, 1} = W_{0i}$ образцов с известными характеристиками. Метрологическая и технологическая эффективность снижается при аппроксимации по модели $\{0, 1\}$ из-за неявной оценки информативных параметров $\{W_0, I_s\}$ по алгоритмам их оптимизации относительно известных мер образцов границ адаптивного диапазона.

5.2. КАЛИБРОВКА ПО ЗАВИСИМЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ

Калибровка по зависимым характеристикам (табл. 5.2) максимума влажности W_{i0} и минимума тока I_{is} организуется по математической модели $\{0, 0\} = \{W_{i0}, I_{is}\}$:

$$W_i = W_{i0} \left(1 - I_{is} / I_i\right), \quad (5.12)$$

сформированной из модели $\{1, 1\}$ с информативными параметрами $\{W_0, I_s\}$

$$W_{0i} = W_0 \left(1 - I_s / I_{di}\right) \quad (5.13)$$

при неопределенном их значении.

Сложность аппроксимации желаемой функции зависимостью (5.12) обусловлена калибровкой по двум зависимым характеристикам W_{i0} и I_{is} с общим решением, выявляемым итерационным анализом методом последовательного приближения.

5.2. Модель калибровки $\{0, 0\} = \{W_{i0}, I_{is}\}$

	1. I_j	2. W_{i0}	3. I_{is}
а) Характеристики			
б) Модели	$W_j(I_j, W_{j0}, I_{js})$ $W_{j0}(1 - I_{js}/I_j)$	$W_{i0}(I_i, I_{is}, W_0, I_s)$ $W_0 \frac{I_i - I_s}{I_i - I_{is}}$	$I_{is}(W_i, W_{i0}, W_0, I_s)$ $I_s \frac{1 - W_i/W_{i0}}{1 - W_i/W_0}$
в) Аппроксимация	$W_{j0} = W_0 \frac{I_j - I_s}{I_j - I_{js}}$ $I_{js} = I_s \frac{1 - W_j/W_{j0}}{1 - W_j/W_0}$	$I_{is}(I_i, W_{i0}, W_0, I_s)$ $I_i - \frac{W_0}{W_{i0}}(I_i - I_s)$	$W_{i0}(W_i, W_{is}, W_0, I_s)$ $\frac{W_i}{1 - I_{is} \left(1 - \frac{W_i}{W_{is}}\right)} / I_s$
г) Параметры	$W_0(I_i, W_{i0}, I_{is})$ $i = \overline{1, n}$ $I_s(I_i, W_{i0}, I_{is})$	$W_0(I_i, W_{i0}, I_{is})$ $i = \overline{1, n}$ $I_s(I_i, W_{i0}, I_{is})$	$W_0(I_i, W_{i0}, I_{is})$ $i = \overline{1, n}$ $I_s(I_i, W_{i0}, I_{is})$

Вспомогательные калибровочные характеристики моделируют из совместного решения уравнений (5.12) и (5.13) для закономерных тождественных значений влажности $W_i = W_{0i}$ и токов $I_i = I_{di}$ образцов с известными характеристиками i и $(i + 1)$ -й границ адаптивного диапазона:

$$\begin{cases} D_W = W_{0i+1} - W_{0i}; \\ D_I = I_{i+1} - I_i. \end{cases} \quad (5.14)$$

Тождественность влажностей $W_i = W_{0i}$ из моделей (5.12) и (5.13) реализует характеристику нормируемой влажности W_{i0} :

$$W_{i0} = W_0 \frac{I_i - I_s}{I_i - I_{is}}, \quad (5.15)$$

а тождественность токов $I_i = I_{di}$ приводит к синтезу характеристики минимума структурного тока I_{is} :

$$I_{is} = I_s \frac{1 - W_{0i} / W_{i0}}{1 - W_{0i} / W_0}. \quad (5.16)$$

Анализ выражений (5.15) и (5.16) показывает взаимозависимость дополнительных калибровочных характеристик W_{i0} и I_{is} и их связь с информативными параметрами $\{W_0, I_s\}$ и нормированными величинами $\{W_{0i}, I_i\}$. Общее решение уравнений (5.15), (5.16) находят итерационным анализом, а алгоритмы параметрической оптимизации $\{W_0, I_s\}$ выводят из калибровки характеристик (5.15) и (5.16) по i и $(i + 1)$ -м образцам верхней и нижней границ адаптивного диапазона D_W и D_I .

Алгоритм расчета параметра I_s следует из решения системы уравнений (5.15) для i и $(i + 1)$ -х измерений на образцах границ диапазона:

$$\begin{cases} W_{i0} = W_0 \frac{I_i - I_s}{I_i - I_{is}}; \\ W_{i+1,0} = W_0 \frac{I_{i+1} - I_s}{I_{i+1} - I_{i+1,s}}. \end{cases} \quad (5.17)$$

Поделим одно уравнение системы (5.17) на второе и сгруппируем подобные члены:

$$W_{i+1,0} (I_{i+1} - I_{i+1,s}) (I_i - I_s) = W_{i0} (I_i - I_{is}) (I_{i+1} - I_s).$$

Разделим между собой переменные относительно параметра I_s :

$$I_s [W_{i+1,0}(I_{i+1} - I_{i+1,s}) - W_{i0}(I_i - I_{is})] = W_{i+1,0}(I_{i+1} - I_{i+1,s})I_i - W_{i0}(I_i - I_{is})I_{i+1}$$

и выразим алгоритм расчета информативного параметра минимума тока структуры

$$I_s = \frac{W_{i+1,0}(I_{i+1} - I_{i+1,s})I_i - W_{i0}(I_i - I_{is})I_{i+1}}{W_{i+1,0}(I_{i+1} - I_{i+1,s}) - W_{i0}(I_i - I_{is})}. \quad (5.18)$$

Алгоритм (5.18) показывает зависимость тока I_s структуры от полного тока I_i и значений характеристик W_{i0} , I_{is} для i и $(i + 1)$ -х границ диапазонов $\{D_W, D_I\}$, т.е. $I_s\{I_i, W_{i0}, I_{is}\}$, и лишь в неявной форме параметр I_s зависит от известных значений W_{0i} , W_{0i+1} влажности образцов.

Учитывая зависимость (5.12) и тождественность влажностей $W_i = W_{0i}$, несложно преобразовать алгоритм (5.18) к стандартному виду калибровки по модели $\{1, 1\}$:

$$I_s = \frac{W_{0i+1} - W_{0i}}{W_{0i+1}/I_i - W_{0i}/I_{i+1}}, \quad (5.19)$$

так как приведя в числителе и знаменателе (5.18) подобные члены I_i , I_{i+1} , после их сокращения получаем зависимость:

$$I_s = \frac{W_{i+1,0}(1 - I_{i+1,s}/I_{i+1}) - W_{i0}(1 - I_{is}/I_i)}{W_{i+1,0}(1 - I_{i+1,s}/I_{i+1})/I_i - W_{i0}(1 - I_{is}/I_i)/I_{i+1}},$$

которая преобразуется к выражению (5.19).

Калибровочная зависимость (5.16) удобна для вывода алгоритма оптимизации W_0 из системы уравнений для i и $(i + 1)$ -х измерений на образцах границ диапазона:

$$\begin{cases} I_{is} = I_s \frac{1 - W_{0i}/W_{i0}}{1 - W_{0i}/W_0}; \\ I_{i+1,s} = I_s \frac{1 - W_{0i+1}/W_{i+1,0}}{1 - W_{0i+1}/W_0}. \end{cases} \quad (5.20)$$

С учетом модели (5.12) систему (5.20) можно представить (после подстановки I_s из одного уравнения в другое) в виде выражения:

$$(W_{0i+1}I_{i+1} - W_{0i}I_i)/W_0 = I_{i+1} - I_i,$$

из которого следует алгоритм расчета параметра W_0 для калибровки по модели $\{1, 1\}$ относительно нормированных значений $\{I_i, W_{0i}\}$ и $\{I_{i+1}, W_{0i+1}\}$. Используя закономерность тождественности $W_i = W_{0i}$ и модель (5.14), получаем зависимость:

$$W_0 = \frac{I_{i+1}W_{i+1,0}(1 - I_{i+1,s}/I_{i+1}) - I_i W_{i0}(1 - I_{is}/I_i)}{I_{i+1} - I_i}.$$

Перемножая в числителе выражения в скобках на соответствующие токи I_i, I_{i+1} , находим алгоритм оптимизации нормированного максимума влажности W_0 для калибровочных характеристик (5.15) и (5.16) математической модели (5.12) с кодом $\{0, 0\} = \{W_{i0}, I_{is}\}$:

$$W_0 = \frac{W_{i+1,0}(I_{i+1} - I_{i+1,s}) - W_{i0}(I_i - I_{is})}{I_{i+1} - I_i}. \quad (5.21)$$

Из алгоритма (5.21) очевидна неявная зависимость информативного параметра W_0 от известных норм $\{W_{0i}, W_{0i+1}\}$ образцов. Искомый параметр W_0 является функцией от зависимых характеристик $\{W_{i0}, I_{is}\}$ и полного тока I_i образцов для i и $(i + 1)$ -х границ диапазонов $\{D_W, D_I\}$.

Анализ аппроксимации желаемой функции по модели $\{0, 0\} = \{W_{i0}, I_{is}\}$ показывает:

- сложность процедуры калибровки из-за использования трех взаимозависимых характеристик $W_i(I_i, W_{i0}, W_{is})$, $W_{i0}(I_i, I_{is})$ и $I_{is}(W_{0i}, W_{i0})$ в отличие от двух и одной по моделям с кодами $\{0, 1\} = \{W_{i0}, I_{i0}\}$, $\{1, 0\} = \{W_{0i}, I_{si}\}$ и $\{1, 1\} = \{W_{0i}, I_{is}\}$;

- неявную связь информативных параметров $\{W_0, I_s\}$ от нормированных значений образцов $\{W_{0i}, W_{0i+1}\}$ для i и $(i + 1)$ -х границ диапазонов $\{D_W, D_I\}$ при их регламентации от взаимозависимых значений характеристик $\{W_{0i}, I_{is}\}$;

- низкую метрологическую и технологическую эффективность аналитического контроля из-за иррациональных аппроксимаций по итерационным алгоритмам последовательного приближения субъективных мер измерения.

Таким образом, показана информационная технология эффективных метрологических средств контроля изоляции высоковольтного оборудования за счет калибровки нормированной влажности в адаптивном диапазоне с заданной точностью, регламентированной погрешностью образцовых мер границ диапазона и калибровки по зависимым характеристикам. Развитие двух методов калибровки направлено к оптимальному решению с двумя информативными параметрами: ток структуры и нормированная влажность.

5.3. УСТРОЙСТВО АНАЛИЗА СОСТОЯНИЙ ОБЪЕКТА

Ниже предложено устройство управления объектом в виде когнитивного графического образа эквивалентов, формируемого в адресном пространстве кодовой матрицы постоянного запоминающего устройства автоматизированной системы оперативной диагностики технического и функционального состояния многопараметрического объекта для улучшения метрологической и технологической эффективности за счет автоматического оптимального управления энергосбережением.

Устройство оперативного анализа [26] относится к области структурного распознавания образов и может быть использовано в автоматизированных системах оперативной диагностики технического и функционального состояний многопараметрического объекта энергосбережения по данным измерительной информации.

Известны устройства централизованного динамического контроля и анализа состояний многопараметрического объекта [27] на базе информационно-измерительной системы с кольцевой структурой последовательно включенных интерфейса ввода данных, ЭВМ, исполнительного преобразователя, измерительных преобразователей, средства отображения, функционирующих в соответствии с командами оператора или программы-диспетчера. Их недостатками являются низкая оперативность в выполнении команд и процедур, необходимых для оценки работы системы и ее коррекции, дорогостоящее программное и аппаратное обеспечения и сложность оперативной комплексной оценки поступающей информации.

Устройства реализуют способ оперативного динамического анализа состояний многопараметрического объекта [28], заключающийся в измерении и оценке интегрального состояния многопараметрического объекта по графическому образу когнитивной матрицы, преобразовании результатов допусковой оценки разнородных динамических параметров в соответствующие информационные сигналы с обобщением по всему множеству параметров в заданном временном интервале и определении относительной величины и характера изменения интегрального состояния многопараметрического объекта.

Недостатками известных решений являются низкая метрологическая и технологическая эффективность, а также отсутствие энергетической эффективности технологического оборудования с минимумом затрат энергии из-за невозможности автоматического принятия решений в масштабе реального времени, в том числе, реализации адаптивных управляющих воздействий по результатам анализа цветокодовой матрицы состояний исследуемого объекта с минимумом затрат энергии.

Целью предлагаемого устройства является улучшение метрологической и технологической эффективности за счет автоматического оптимального управления энергосбережением, использующего для синтеза в масштабе реального времени энергосберегающих управляющих воздействий при любых изменениях состояний многопараметрического объекта в анализируемом диапазоне с заданной точностью синтезируемых воздействий, регламентируемых погрешностью образцовых сигналов.

Поставленная цель достигается тем, что устройство содержит постоянное запоминающее устройство и шифратор, соединенный по входам с выходом датчиков объекта, а по выходам – со старшими адресными разрядами постоянного запоминающего устройства, соединенного младшими адресными разрядами с выходами счетчика, а выходная шина постоянного запоминающего устройства связана с информационными входами цифро-аналогового преобразователя, управляющий вход которого соединен с управляющим информационным выходом устройства управления, управляющий тактовый выход которого связан с соответствующим входом генератора импульсов.

Сущность работы устройства поясняет способ оперативного динамического анализа состояний многопараметрического объекта, заключающийся в измерении и оценке общего состояния объекта, информация о котором представлена в виде когнитивного графического образа эквивалентов оптимального управления $\{\Phi\} = \{L_1 \times L_2\}$ (рис. 5.1), формируемого по данным диагностической информации (рис. 5.2, кривая z) с последующим синтезом энергосберегающих управляющих воздействий в масштабе реального времени (рис. 5.3, кривая u^*).

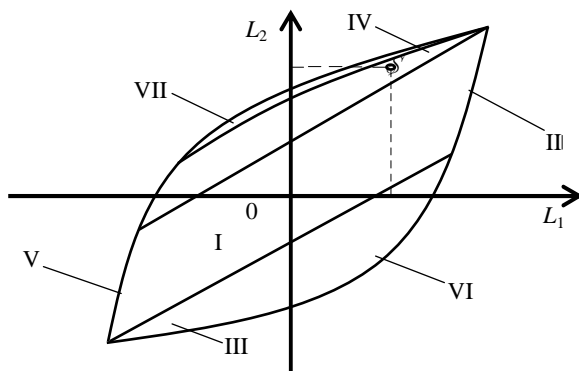


Рис. 5.1. Матрица множества состояний оптимального управления

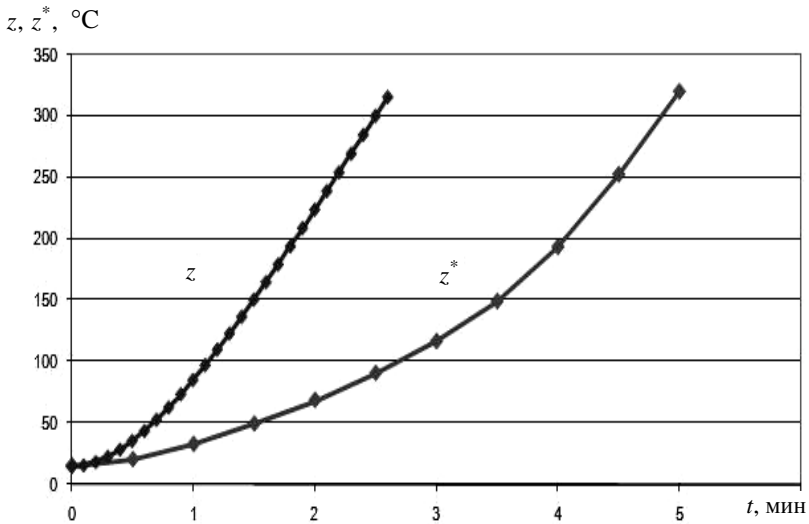


Рис. 5.2. Состояния многопараметрического объекта

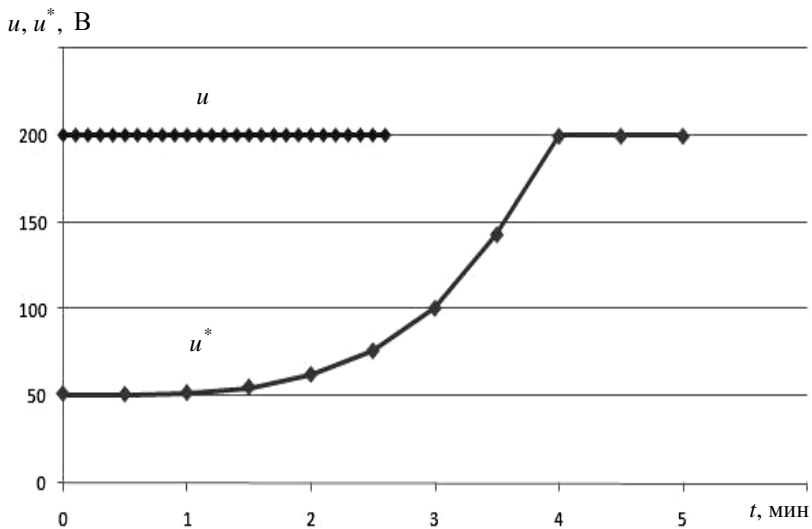


Рис. 5.3. Управляющее воздействие на объект

Результаты полного анализа процессов динамики оптимального управления объектом представляют в виде образов эквивалентов (рис. 5.1), которые формируют в адресном пространстве кодовой матрицы постоянного запоминающего устройства (ПЗУ) устройства. Этот

образ находят априори из полного анализа процессов динамики оптимального управления объектом, описываемой моделью двойного аperiodического звена с минимизируемым функционалом по затратам энергии. Использование когнитивного графического образа эквивалентов оптимального управления позволяет исключить процедуру анализа оптимального управления при динамическом анализе состояний многопараметрического объекта в реальном масштабе времени, тем самым значительно понизить требования к техническим средствам, реализующим управление.

На рисунке 5.4 представлена функциональная схема устройства, включающая в себя многопараметрический объект 1, блок управления 2, генератор импульсов 3, счетчик 4, ПЗУ 5, цифроаналоговый преобразователь (ЦАП) 6, усилитель 7, шифратор 8, блок питания 9. ЦАП 6 подключен через усилитель 7 к исполнительным механизмам многопараметрического объекта 1. Управляющий выход допускового контроля многопараметрического объекта 1 соединен с управляющими входами режимов энергопотребления блока управления 2, его управляющий выход энергопотребления соединен с соответствующим входом блока питания 9.

Шифратор 8 соединен по входам с выходом датчиков многопараметрического объекта 1, а по выходам – со старшими адресными разрядами ПЗУ 5, соединенного младшими адресными разрядами с выходами счетчика 4. Выходная шина ПЗУ 5 связана с информационными входами ЦАП 6, управляющий вход которого соединен с управляющим информационным выходом блока управления 2, его тактовый выход связан с соответствующим входом генератора импульсов 3.

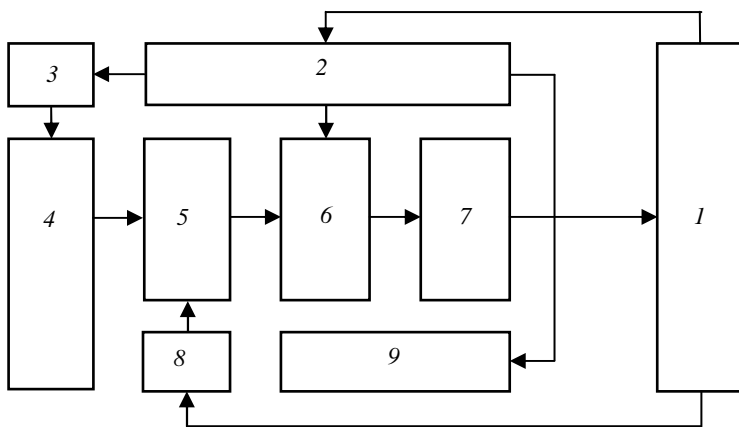


Рис. 5.4. Функциональная схема устройства

Устройство оперативного динамического анализа состояний многопараметрического объекта функционирует следующим образом. С управляющего выхода допускового контроля многопараметрического объекта 1 на управляющий вход режимов энергопотребления блока управления 2 подаются сигналы управления питанием схемы устройства, переводящие его в режимы «включено», «выключено» или «ожидание», а с управляющего выхода энергопотребления блока управления 2 на вход блока питания 9 подаются сигналы, соответствующие заданным режимам работы устройства – «включено», «выключено» или «ожидание».

Блок питания 9 осуществляет питание всех функциональных блоков 1 – 8 устройства в соответствии с заданным режимом. «Включено» – питание подается на все блоки устройства, «выключено» – устройство обесточено, «ожидание» – осуществляется перевод устройства в режим малого энергопотребления, при котором функционирует только блок управления 2.

В этом случае устройство способно выйти на рабочий режим значительно быстрее, чем из состояния «выключено». С тактового выхода блока управления 2 на соответствующий вход генератора импульсов 3 поступает сигнал включения или отключения генератора импульсов 3, тактовые импульсы которого поступают на тактовый вход счетчика 4.

С выходов датчиков многопараметрического объекта 1 на входы шифратора 8 подаются сигналы, соответствующие массиву реквизитов (2) задачи оптимального управления. С выходов шифратора 8 кодовая последовательность, соответствующая массиву реквизитов, подается на старшие адресные разряды A_n ПЗУ 5, представляющие собой адресную группу одной из семи зон I – VII когнитивного графического образа (рис. 5.1) областей оптимального управления. Каждой зоне соответствует определенный вид функции оптимального управления.

Формирование сигнала оптимального управления многопараметрическим объектом 1 осуществляется путем перебора счетчиком 4 адресов младшей адресной группы A_m ПЗУ 5, где записана функция оптимального управления, соответствующая выбранной зоне когнитивного графического образа (рис. 5.1) адресного пространства A_n . На выходной шине ПЗУ 5 формируются кодовые комбинации $N(A_m + A_n)$, соответствующие управляющему воздействию на многопараметрический объект 1, которые преобразуются в аналоговый сигнал ЦАП 6 и нормируются усилителем 7.

В случае, если оптимальное управление не найдено, т.е. координаты точки $L = (L_1, L_2)$ не принадлежат ни одной из семи областей ког-

нитивного графического образа (рис. 5.1), с управляющего информационного выхода блока управления 2 на управляющий вход ЦАП 6 подается сигнал, переключающий устройство в традиционный режим управления.

Теоретические исследования и практические результаты показывают, что при оптимальном управлении уменьшение затрат энергии может достигать от 5 до 40% по сравнению с традиционно используемыми управляющими воздействиями [29].

Таким образом, предлагаемое устройство оперативного динамического анализа состояний многопараметрического объекта позволяет упростить процедуру измерения и оценки общего состояния многопараметрического объекта за счет того, что сложная процедура анализа оптимального управления производится априори, в результате чего когнитивный графический образ эквивалентов оптимального управления записывается в адресном пространстве кодовой матрицы ПЗУ и не требуется его определение в процессе динамического анализа и управления, что в итоге повышает энергетическую и метрологическую эффективность на 36,85% и технологическую эффективность в 4 – 100 раз.

ВЫВОДЫ

1. Калибровка по нормированной влажности в адаптивном диапазоне с заданной точностью, регламентированной погрешностью образцовых мер границ диапазона, и калибровка по зависимым параметрам (максимума влажности и минимума тока) являются эффективными метрологическими средствами контроля изоляции.

2. Устройство оперативно-динамического анализа состояний многопараметрического объекта энергосбережения (подстанции) упрощает процедуру измерения, что, в свою очередь, повышает энергетическую эффективность более чем на 30% и метрологическую – в десятки раз.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Современная телесистема электросетевого комплекса строится как единая и интегрированная, иерархическая и распределенная человеко-машинная система, работающая в темпе протекания технологического процесса, оснащенная ТМ средствами управления и сбора, обработки и хранения, регистрации, передачи и отображения информации.

2. Конвергированные сети связи – концепция построения эффективных корпоративных сетей, объединяющая разнородные сетевые трафики: телемеханики и релейной защиты, автоматики и офисных приложений.

3. Программно-аппаратные средства промышленной автоматизации потенциально готовы для построения систем мониторинга технологической автоматики на подстанциях 110 кВ и выше. Внедрение таких систем сдерживается отсутствием нормативной и методологической документации по комплексному проектированию АСУ ТП именно в РСК.

4. В целях повышения эффективности функционирования и стандартизации бизнес-процесса «Обеспечение распределения электроэнергии» систематизирован регламент бизнес-процесса «Диагностика», внедренный в ОАО «МРСК Центра» в 2010 г.

5. За счет последовательного отсеивания на каждой ступени процедуры диагностики части беспроблемного оборудования и более низкой стоимости процедур функционального анализа и ранжирования оборудования по техническому состоянию позволяет добиться примерно двукратного снижения издержек на оценку и прогнозирование технического состояния оборудования.

6. Организация системы диагностики, методы и приборы частичных разрядов позволяют получать наиболее полную информацию о проблемных местах в высоковольтном оборудовании и кабельных линиях и эффективно решать вопрос об их дальнейшей эксплуатации.

7. Метод и установка сверхнизкой частоты 0,1 Гц являются единственным и эффективным способом проведения полевых испытаний кабелей из сшитого полиэтилена и других объектов с высокими емкостями.

8. Калибровка по нормированной влажности в адаптивном диапазоне с заданной точностью, регламентированной погрешностью об-

разцовых мер границ диапазона, и калибровка по зависимым параметрам (максимума влажности и минимума тока) являются эффективными метрологическими средствами контроля изоляции.

9. Устройство оперативно-динамического анализа состояний многопараметрического объекта энергосбережения (подстанции) упрощает процедуру измерения, что повышает энергетическую эффективность более чем на 30% и метрологическую – в десятки раз.

10. Комплексный подход к выбору тепловизоров, учету их характеристик и излучающих параметров электрооборудования, повышению квалификации персонала позволил по совокупности мер принимать взвешенные технические решения о поддержании высокой эксплуатационной надежности электрооборудования подстанций 110 и 35 кВ в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго».

11. Показана общая организация современной системы контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций для интеграции конвергированной сети связи, объединяющей в неделимую адаптивную архитектуру аппаратные средства телемеханики и релейной защиты с программным обеспечением автоматики и офисных бизнес-планов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чичёв С.И., Калинин В.Ф., Глинкин Е.И. Информационно-измерительная система центра управления электрических сетей. – М.: Машиностроение, 2009. – 176 с.
2. Чичёв С.И., Калинин В.Ф., Глинкин Е.И. Информационно-измерительная система электросетевой компании. – М.: Издательский дом «Спектр», 2011. – 156 с.
3. Чичёв С.И. Информационно-измерительная система диспетчерского управления сетей: Автореф. ... канд. техн. наук / Липецкий государственный технический университет. – Липецк, 2005. – 16 с.
4. Чичёв С.И., Калинин В.Ф. Разработка архитектуры информационно-измерительной системы региональной сетевой компании «Тамбовэнерго» // Вестник Тамбовского государственного технического университета. – Тамбов, 2009. – Т. 15, № 4. – С. 746 – 757.
5. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Современные средства и методы контроля оборудования в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» // Вестник Тамбовского Университета. Серия Естественные и технические науки / Тамбовский государственный университет им. Г.Р. Державина. – Тамбов, 2010. – Т. 15, № 2. – С. 609 – 613.
6. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Концепция организации системы диагностики в филиале «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» // Вести высших учебных заведений Черноземья. – Липецк, 2010. – № 4. – С. 23 – 26.
7. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Контроль силовых трансформаторов 110 кВ (на англ. языке) // Вестник Тамбовского государственного технического университета. Серия Энергетика. Энергосбережение. Экология. – Тамбов, 2011. – Т. 17, № 1. – С. 179 – 186.
8. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Комплексный подход к организации эффективной информационно-измерительной системы центра управления сетей на примере филиала ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» // Энергобезопасность и Энергосбережение. – М., 2011. – № 2. – С. 36 – 39.
9. Глинкин Е.И., Чичёв С.И. Организация эффективной информационно-измерительной системы филиала ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» // Энергоэффективность систем электроснабжения и направления их развития: IX Международная научно-практическая

интернет-конференция «Энерго- и ресурсосбережение – XXI век», 15 – 30 июня 2011 г. – Орел, 2011. – 5 с.

10. Глинкин Е.И., Чичёв С.И. Инфосистема центра управления сетей региональной сетевой компании // Автоматизированные системы управления – эффективные средства энерго- и ресурсосбережения: IX Международная научно-практическая интернет-конференция «Энерго- и ресурсосбережение – XXI век», 15 – 30 июня 2011 г. – Орел, 2011. – 5 с.

11. Чичёв С.И. Реализация автоматизированной информационно-измерительной системы контроля и учета электроэнергии в рамках выполнения технической политики в распределительном электросетевом комплексе ОАО «МРСК Центра» // Электрика. – М., 2010. – № 6. – С. 24 – 29.

12. Чичёв С.И. Организация системы диагностики в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» // Электрика. – М., 2010. – № 11. – С. 35 – 38.

13. О регламентации бизнес-процесса «Диагностика»: приказ № 362-ЦА от 03.11.2010. – М., 2010. – Прил. № 1 – 6.

14. Техническая политика ОАО «МРСК Центра». – М., 2010. – Прил. к ПР-15-ЦА. – 66 с.

15. Концепция диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.03.2005.

16. Производство, передача и распределение электрической энергии: Электротехнический справочник. В 4 т. / В.Г. Герасимов, А.В. Дьякова и др.; Под общ. ред. В.Г. Герасимова; Московский энергетический институт. – М., 2002. – 963 с.

17. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Ю.Н. Руденко и др.; Под ред. Ю.Н. Руденко, В.А. Семенов; Московский энергетический институт. – М., 2000. – 648 с.

18. Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования / АО «Фирма ОРГРЭС». – М., 1998. – 493 с.

19. Объем и нормы испытаний электрооборудования / ЭНАС. – М., 2003. – 254 с.

20. РД 153-34.0-20.363–99. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ / РАО ЕЭС РФ. – М.: Издательство НИЦ ЭНАС, 2004. – 85 с.

21. РД 34.35.120–90. Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций напряжением 35–1150 кВ. – М., 1990. – 54 с.

22. Передвижные высоковольтные лаборатории серии ЛВИ НVT: Каталог / Холдинговая компания «Ярославский электромеханический завод». – Ярославль, 2010. – 40 с.
23. Глинкин Е.И., Глинкин М.Е. Технология АЦП. – Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2008. – 140 с.
24. Глинкин Е.И. Схемотехника АЦП. – Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2009. – 160 с.
25. Глинкин Е.И., Глинкин М.Е. Метрологические средства // Вестник Тамбовского университета. Серия Естественные и технические науки. – Тамбов, 2009. – Т. 14, вып. 3. – С. 515 – 520.
26. Пат. 2422873 РФ, МКИ G 05 В 19/408. Способ и устройство оперативного динамического анализа состояний многопараметрического объекта / Е.И. Глинкин, М.Е. Глинкин и др. – Бюл. № 31, 2011.
27. Теория автоматического управления / Под ред. Ю.М. Соломенцева. – М.: Высшая школа, 2000. – С. 202 – 204.
28. Пат. 2134897 РФ, ПМК G 05 В 19/408, G 06 F 17/40. Способ оперативного динамического анализа состояний многопараметрического объекта / В.В. Омельченко, Е.А. Засухин. – Опубл. 20.08.1999.
29. Аджиев М.Э. Энергосберегающие технологии. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 64 с.
30. Волков Э.П., Баринов В.А. Стратегия развития электроэнергетики России на период до 2030 г. // Энергетик. – 2008. – № 5.
31. ГОСТ 20911–89. Техническая диагностика. Термины и определения. – М., 1989.
32. ГОСТ 27.002–89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – М., 1989.
33. ГОСТ 15467–79. Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения. – М., 1979.
34. Надежность и эффективность в технике: Справочник в 10 т. – М.: Машиностроение, 1987.
35. Афанасьев О.В., Голик Е.С., Первухин Д.А. Теория и практика моделирования сложных систем. – СПб.: Сев.- Зап. ГЗТУ, 2005.
36. Самарский А.А., Михайлов А.П. Математическое моделирование: Идеи. Методы. Примеры. – М.: Физматлит, 2005.
37. Меламедов И.М. Физические основы надежности. – Л.: Энергия, 1970.

38. Глущенко П.В. Техническая диагностика. – М.: Вузовская книга, 2004.

39. Ситников В.Ф., Скопинцев В.А. Вероятностно-статистический подход к оценке ресурсов электросетевого оборудования в процессе эксплуатации // Электричество. – 2007. – № 11.

40. Комплект программно-аппаратных средств телемеханики КОМПАС ТМ 2.0 / ОАО «ЮГ-СИСТЕМА». – Краснодар, 2009. – 34 с.

41. Шпиганович А.Н., Гамазин С.И., Калинин В.Ф. Электроснабжение: Учебное пособие. – Елец: ЕГУ, 2005. – 90 с.

42. Набатов К.А., Громов Ю.Ю., Калинин В.Ф. Распределение ресурсов сетевых электротехнических систем. – М.: Машиностроение, 2008. – 240 с.

43. Калинин В.Ф., Иванов В.М. Теоретическая электротехника в электрооборудовании: Учебное пособие. – Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2010. – 316 с.

44. Калинин В.Ф., Иванов В.М., Печагин Е.А. Режимы работы трехполюсников в электрооборудовании. – Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2010. – 152 с.

45. Калинин В.Ф., Иванов В.М., Печагин Е.А. Цепи трехфазного тока в электрооборудовании. – Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2010. – 260 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	3
ВВЕДЕНИЕ	4
1. ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ	5
1.1. Тенденции развития	5
1.2. Построение телесистемы	8
1.3. Конвергированные сети связи	19
Выводы	27
2. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ	28
2.1. Требования к организации структуры	28
2.2. Разработка подсистем АСУ ТП	33
2.3. Модернизация автоматики на подстанциях	40
Выводы	51
3. СИСТЕМАТИЗАЦИЯ РЕГЛАМЕНТА «ДИАГНОСТИКА»	52
3.1. Область применения	52
3.2. Структурная схема бизнес-процесса «Диагностика»	53
3.3. Стандарты процессов	55
Выводы	78
4. СИСТЕМА ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ	79
4.1. Организация системы диагностики	79
4.2. Диагностический контроль и методы частичных разрядов ...	97
4.3. Частотная диагностика изоляции	109
4.4. Тепловизионный контроль	113
Выводы	117
5. МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ ИЗОЛЯЦИИ	118
5.1. Калибровка по нормированной влажности	118
5.2. Калибровка по зависимым характеристикам	122
5.3. Устройство анализа состояний объекта	127
Выводы	132
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	133
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	135

Научное издание

ЧИЧЁВ Сергей Иванович,
КАЛИНИН Вячеслав Федорович,
ГЛИНКИН Евгений Иванович

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМ ОБОРУДОВАНИЕМ ПОДСТАНЦИЙ

Редактор Т.М. Г л и н к и н а
Инженер по компьютерному макетированию М.Н. Р ы ж к о в а

Сдано в набор 15.09.2011 г. Подписано в печать 08.11.2011 г.
Формат 60 × 84/16. Бумага офсетная. Гарнитура Times New Roman
Усл. печ. л. 8,14. Уч.-изд. л. 8,00
Тираж 400 экз. Заказ № 488

ООО «Издательский дом «Спектр», 119048, Москва, ул. Усачева, д. 35, стр. 1
[Http://www.idspektr.ru](http://www.idspektr.ru). E-mail: idspektr@rambler.ru

Подготовлено к печати и отпечатано в Издательско-полиграфическом центре
ФГБОУ ВПО «ТГТУ»
392000, г. Тамбов, ул. Советская, д. 106, к. 14

По вопросам приобретения книги обращаться по телефону 8(4752)638108
E-mail: izdatelstvo@admin.tstu.ru