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

КОРПОРАТИВНАЯ ИНТЕГРИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ КОМПЛЕКСОМ

Спектр
Издательский дом

Москва, 2012

УДК 621.332
ББК з27-02
Ч-72

Р е ц е н з е н т ы:

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 Корпоративная интегрированная система управления распределительным электросетевым комплексом. – М.: Издательский дом «Спектр», 2012. – 228 с. – 400 экз.

ISBN 978-5-444-2000-49

Рассмотрен прикладной проект автоматизации филиалов региональных сетевых компаний ОАО «МРСК Центра» на основе разработки технологических систем: оперативного управления; контроля и управления электротехническим оборудованием; сети передачи информации; диагностики оборудования распределительных электросетевых комплексов. Показана общая структура управления и организации современной корпоративной интегрированной системы управления электротехническим оборудованием подстанций в виде: выбора автоматизированных систем управления; тенденции развития телемеханики в электросетевом комплексе; принципов построения элементов автоматики на подстанциях 110 и 35 кВ; систематизации регламента бизнес-процесса «Диагностика», системы диагностики и технического обслуживания и ремонта оборудования региональных сетевых компаний.

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 аспирантов и студентов вузов, обучающихся по направлению 140400 «Электроэнергетика и электротехника».

УДК 621.332
ББК з27-02

ISBN 978-5-444-2000-49

© Чичёв С.И., Калинин В.Ф., Глинкин Е.И., 2012

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

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

ПС – подстанция

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

ТМ – телемеханика

ТС – телесигналы

ТИ – телеизмерение

ТУ – телеуправление

ТР – телерегулирование

УВС – управление высоковольтных сетей

УРС – управление распределительных сетей

ВВЕДЕНИЕ

«Системный проект автоматизации ОАО «МРСК Центра», в рамках которого автоматизируются основные, вспомогательные и развивающие бизнес-процессы на стратегическом и операционном уровнях, разработан в 2006 г. Основное его назначение – обеспечить целостность, управляемость и согласованную направленность всех задач по созданию корпоративной интегрированной системы управления (КИСУ).

В данной работе авторы рассматривают возможность перехода к разработке полномасштабной двухуровневой КИСУ распределительным электросетевым комплексом (РЭСК) региональной сетевой компании (РСК) и тем самым завершают логический цикл итоговых работ, посвященных автоматизации на производстве в рамках системного проекта [1 – 50].

Уважаемым читателям данной книги предоставляется возможность кратко ознакомиться с моделью автоматизации и методологией организации систем контроля оборудования распределительных электросетевых комплексов региональных сетевых компаний на современном этапе.

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 кафедры «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. СИСТЕМНЫЙ ПРОЕКТ – АВТОМАТИЗАЦИЯ

Рассмотрены цели, задачи и принципы развития автоматизации в филиалах ОАО «МРСК Центра», технология проектирования корпоративной интегрированной системы управления региональной сетевой компании на основе автоматизированных подсистем: контроля и учета электроэнергии, технологических процессов на подстанциях и сбора данных в распределительных электросетевых комплексах.

В последние годы быстрый рост рынка электроэнергии не сопровождается адекватным развитием системы управления распределительным электросетевым комплексом [1]. Неудовлетворенный спрос на электроснабжение приводит к замедлению экономического роста в других отраслях экономики страны. Неэффективность прежней системы управления РЭСК обусловливает неоправданно высокие операционные издержки, ведущие к снижению рентабельности бизнеса, быстрому росту тарифов и уменьшению инвестиционных возможностей [66]. Изношенность основных производственных фондов РЭСК в сочетании с увеличивающейся нагрузкой на сети может являться причиной частых аварий и низкого качества электроснабжения.

1.1. ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ И ПРИНЦИПЫ

Старая система управления не приспособлена к горизонтально интегрированной модели РЭСК, которая задается проводимой в настоящее время реформой [1, 52]. Следовательно, она также нуждается в пересмотре. В противном случае появляются риски потери управляемости РЭСК. Для успешного решения этих проблем перед ОАО «МРСК Центра» стоят следующие стратегические цели:

– поддержать новую модель ведения бизнеса и сократить операционные издержки РЭСК;

– ускорить развитие РЭСК в соответствии с потребностями рынка и повысить капитализацию, инвестиционную привлекательность РЭСК, надежность и качество электроснабжения потребителей.

Стратегия развития ОАО «МРСК Центра» предусматривает построение эффективной системы управления с использованием информационных технологий, обеспечивающей корпоративный контроль деятельности РСК, входящих в зону ответственности ОАО «МРСК Центра». Одним из необходимых условий построения такой системы управления является комплексная и сквозная автоматизация всего процесса управления, включая применение единой учетной политики, методик и стандартов учета, сбор данных о деятельности предприятий

и подразделений на базе технологических систем (АСУ ТП), планирование деятельности, учет, отчетность, контроль и управляющие корректирующие воздействия.

В 2006 г. в ОАО «МРСК Центра» была разработана общая концепция автоматизации компании. Ее цель – решение вопросов унификации системы управления в РСК, обеспечение прозрачности бизнеса для акционеров и вышестоящих организаций, а также повышение эффективности операционного управления большим географически распределенным холдингом. Документ получил название «Системный проект автоматизации ОАО «МРСК Центра». В рамках Системного проекта автоматизируются основные, вспомогательные и развивающие бизнес-процессы на стратегическом и операционном уровнях.

Системный проект – это, в первую очередь, инструмент для стратегического управления ОАО «МРСК Центра» и РСК ее зоны ответственности. Для того, чтобы этот инструмент работал эффективно, цели и задачи Системного проекта должны соответствовать целям и задачам системы управления.

Целями развития системы управления ОАО «МРСК Центра» являются:

– унификация систем управления всех РСК, централизация управления на стратегическом уровне и обеспечение прозрачности бизнеса для акционеров и «регуляторов»;

– повышение эффективности операционного управления компанией за счет внедрения эффективных методов управления и информационного взаимодействия с другими участниками рынка электроэнергии;

– управление корпоративными ресурсами и ускорение работы ключевых процессов управления.

В ходе достижения целей развития системы управления решаются задачи:

– разработка модели управления, методико-регламентного обеспечения и конфигурации программного комплекса;

– построение инфраструктуры информационных технологий и АСОТУ;

– обучение пользователей и организация служб развития и сервисной поддержки.

Системный проект – это документ, который содержит укрупненный план дальнейших действий по автоматизации и описывает информационно-технологическую модель интегрированной системы менеджмента. Основное его назначение – обеспечить целостность, управляемость и согласованную направленность всех задач по созданию корпоративной интегрированной системы управления распределительным электросетевым комплексом (КИСУ РЭСК, далее КИСУ).

Цели Системного проекта – обеспечить:

– соответствие целей Проекта создания КИСУ бизнес-целям ОАО «МРСК Центра» и целостность модели управления и архитектуры КИСУ;

– прозрачность и управляемость комплексного Проекта создания КИСУ;

– достижение главных целей и задач проекта создания КИСУ и эффективность инвестиций в систему управления предприятием.

Задачи Системного проекта:

– проанализировать состояние автоматизации предприятия;

– определить комплексную архитектуру КИСУ, согласованную с целевой моделью управления предприятием;

– предложить оптимальную организацию работ;

– оценить проектные риски и предложить оптимальную стратегию работы с ними;

– провести оценку ресурсов, требуемых для реализации проекта.

Системный проект отражает видение руководством предприятия целевого состояния как бизнес-процессов и структур самого предприятия и этапов их перехода из одного состояния в другое, так и обеспечения бизнес-процессов информационной поддержкой, автоматизированными механизмами контроля и регулирования.

После согласования с руководством компании Системный проект используется как основной документ в работе по автоматизации каждого из направлений. Он определяет основные ориентиры в последовательности и времени проведения работ по автоматизации, дает возможность оценить необходимые для этого ресурсы и инвестиции, своевременно включить в планы предприятия изменения организационной структуры, проведение необходимых работ и закупок, заключение договоров и т.п.

Системный проект позволяет руководителям всех направлений деятельности сверять свои планы с темпами и охватом автоматизацией своих и смежных направлений, делает эту перспективу прозрачной и, будучи утвержденным, устраняет основную массу разногласий.

Разработка и утверждение схемы бизнес-процессов дает возможность перехода к разработке Системного проекта. Основываясь на общей схеме бизнес-процессов предприятия, Системный проект определяет направленность и последовательность подпроектов создания КИСУ (с учетом модели управления и организационной структуры предприятия).

В рамках проекта требуется автоматизировать функции управления на трех уровнях: стратегическом; операционном; управления технологическими процессами.

Автоматизируется управление всеми видами бизнес-процессов: основными, развивающими, вспомогательными.

Автоматизация затрагивает процессы управления всех подразделений Центрального аппарата и РСК зоны ответственности ОАО «МРСК Центра» до уровня РЭС включительно. Процесс внедрения автоматизированной системы управления РСК основывается на следующих основных принципах.

Принцип масштабности внедрения. Подразумевает максимально возможный, исходя из имеющихся ресурсов, охват проектом всех РСК зоны управления ОАО «МРСК Центра».

Принцип последовательности развертывания единого ИТ пространства «сверху вниз» (от стратегии к операциям). Заключается в последовательном охвате основных контуров управления в соответствии с их приоритетной значимостью с точки зрения автоматизации.

В итоге, технология проектирования архитектуры КИСУ РЭСК предложенная согласно [1 – 15] определена основными закономерностями автоматизации систем оперативно-технологического контроля сетей 35 и 110 кВ, технологического процесса на подстанциях данного класса напряжений и учета электроэнергии с применением информационных технологий, отвечающих международным стандартам и интерфейсной совместимости, имеющих развитые графические возможности и современные вычислительные средства.

1.2. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Для иерархической КИСУ в [2] предложена базовая структура в два уровня: интегрированной АСОТУ верхнего уровня РСК и АСОТУ нижнего уровня базовых РЭС. Такой подход к построению КИСУ позволил более рационально обеспечить стандартными протоколами сбор и обработку, хранение и архивирование первичной информации, передачу управляющих воздействий на сетевое оборудование и системы автоматики, а также организацию взаимодействия с системами верхнего ранга.

Важное место в работе [2] занимает исследование КИСУ с позиций концепции структурной интеграции АСОТУ (см. табл. 1.1), позволившее разработать технологию проектирования и архитектуру КИСУ на основе классификации базисных структур (БС): АСУ верхнего уровня ЦУС РСК; программно-технических средств (ПТС) нижнего уровня ДП РЭС и верхнего уровня ЦУС РСК; сети передачи информации (СПИ) нижнего уровня подстанций, ДП РЭС и верхнего уровня ЦУС РСК; системы контроля и управления СКУ электротехническим оборудованием на подстанциях нижнего уровня.

1.1. Классификация базисных структур КИСУ

4. АСУ верхний уровень ЦУС РСК **(предоставление)**	4.1.1. Информационно-вычислительный комплекс контроля и учёта электроэнергии	4.2.1. Технологический комплекс решения производственных задач по системам оборудования	4.3.1. Оперативно-технологический комплекс управления электрическими сетями 110 кВ и ниже
	4.1. АСКУЭ	**4.2. АСТУ (ТП)**	**4.3. АСОТУ**
3. ПТС нижний уровень ДП РЭС и верхний уровень ЦУС РСК **(преобразование)**	3.1.3. Система управления 3.1.2. Базовая операционная система 3.1.1. Прикладные программы	3.2.2. Технологические подсистемы 3.2.1. Приложения производственных задач	3.3.2. Стандартное программное обеспечение 3.3.1. Прикладное программное обеспечение (SCADA)
	3.1. ½ часть (программная) ЦППС	**3.2. Серверы**	**3.3. ОИК**
2. СПИ нижний уровень ПС и ДП РЭС и верхний уровень ЦУС РСК **(передача)**	2.1.2. Каналы связи и телемеханики 2.1.1. Оборудование каналов связи и телемеханики	2.2.1. Программируемые канальные адаптеры	2.3.4. Серверы 2.3.3. Рабочие станции 2.3.2. Локальные терминалы оператора 2.3.1. Оборудование передачи данных и др.
	2.1. Сеть связи	**2.2. Модемы**	**2.3. ½ часть ЦППС (аппаратная)**
1. СКУ нижний уровень ПС **(сбор)**	1.1.1. Первичные измерительные приборы	1.2.1. Устройства сбора и передачи данных (промышленные логические контроллеры)	1.3.1. Контроль и учет электроэнергии
	1.1. Преобразователи и приборы	1.1. Микропроцессорные средства	1.3. Подсистемы

Опираясь на результаты исследования (табл. 1.2), архитектура КИСУ определена как совокупность информационных процессов (ИП): сбора, передачи, преобразования и предоставления данных) и их форм представления (ФП): информационных уровней (ИУ), адресного пространства (АП), программных модулей (ПМ) и информационного обеспечения (ИО) базисных структур интегрированной АСОТУ.

Разработанная технология построения интегрированной АСОТУ представлена морфологической матрицей, которая позволяет произвести выбор аппаратных, микропроцессорных средств и компоновку сети передачи информации на иерархическом, структурном и функциональном уровнях для организации архитектуры КИСУ. На основе классификации базисных структур и компонентов структур (КС) разработана и внедрена КИСУ с иерархией подчинения: интегрированная АСОТУ – ОИК – Серверы – ЦППС – Модемы – Оборудование связи – Подсистемы – Микропроцессорные средства – Приборы и первичные измерительные преобразователи, – обеспечивающая оптимальный контроль и управление электросетевым комплексом РСК.

1.2. Морфологическая матрица

ИП	**БС** / **КС**	**СКУ**	**СПИ**	**ПТС**	**АСУ**
4. АСУ верхний уровень ЦУС РСК **(предоставление)**	4.3. АСОТУ				
	4.2. АСТУ				
	4.1. АСКУЭ				
3. ПТС нижний уровень ДП РЭС и верхний уровень ЦУС РСК **(преобразование)**	3.3. ОИК				
	3.2. Серверы				
	3.1. ½ ЦППС				
2. СПИ нижний уровень ПС и ДП РЭС и верхний уровень ЦУС РСК **(передача)**	2.3. ½ ЦППС				
	2.2. Модемы				
	2.1. Сеть связи				
1. СКУ нижний уровень ПС **(сбор)**	1.1. Подсистемы				
	1.2. Микропроцессорные средства				
	1.1. Преобразователи и приборы				
ИП	**ФП** / **КС**	**ИУ**	**АП**	**ПМ**	**ИО**

Концепция интеграции компонентов структур двухуровневой АСОТУ слева направо и снизу вверх в табл. 1.2 и снизу вверх в матрице (табл. 1.1) выявляет дифференциацию базисных структур по соответствующим информационным процессам: сбора, передачи, преобразования и предоставления информации. А также позволяет конкретизировать эти процессы на формы их представления, например:

1. Информационный процесс ***сбора*** (данных) в СКУ представлен формой в виде ***информационных уровней*** **(*ИУ*)**: а) сопряжения, б) преобразования, в) сети передачи данных на подстанциях;

2. Информационный процесс ***передачи*** (данных) в СПИ представлен формой в виде ***адресного пространства*** **(*АП*)** в прямых и обратных направлениях от подстанций до диспетчерских центров РЭС и РСК;

3. Информационный процесс ***преобразования*** (данных) в ПТС представлен формой в виде ***программных модулей*** **(*ПМ*)** в ЦППС и ОИК АСОТУ верхнего уровня;

4. Информационный процесс ***предоставления*** (данных) представлен формой в виде ***информационного обеспечения*** **(*ИО*)**, регламентирующего способы передачи информации, обработку и хранение баз данных верхнего уровня, а также состав технических средств и их распределение по уровням иерархии в базисных структурах КИСУ.

Дифференциация архитектуры КИСУ по вертикали (по базисам) служит для решения поставленных задач рациональной организации информационных процессов, а также выявляет компоновку ИИС на функциональном и структурном уровнях. Например, состав аппаратных и микропроцессорных средств подсистем СКУ нижнего и программных модулей ОИК верхнего уровня; структуру программных и аппаратных комплексов технологической сети связи на подстанциях, диспетчерских пунктах РЭС и в центре управления сетей РСК; состав ПТС в автоматизированных системах управления нижнего и верхнего уровней и др.

В свою очередь, дифференциация архитектуры КИСУ по горизонтали (по формам представления), например: информационных уровней в СКУ; адресного пространства СПИ; программных модулей в ПТС; информационного обеспечения в АСУ, – необходима для построения иерархических уровней и окончательного синтеза модели интегрированной АСОТУ – высшего звена КИСУ.

Методика разработки соответствующего информационного процесса или формы представления в КИСУ отражает специфику области ее исследования и способствует интеграции между собой смежных производственно-технических направлений, таких как связь и телемеханика, релейная защита и диагностика оборудования, учет электроэнергии и др., за счет использования их прогрессивных методов и технологий.

Комплексный подход к организации интегрированной модели АСОТУ позволил определить рациональный путь выбора аппаратных и микропроцессорных средств, программного обеспечения и компоновку структуры сети передачи информации на структурном, функциональном и иерархическом уровнях для создания оптимальной архитектуры двухуровневой КИСУ РЭСК.

Разработанная структура АСОТУ нижнего уровня каждого РЭС включает три функциональные ступени (рис. 1.1): сопряжения – 1, сбора данных – 2, предоставления данных – 3.

Низшая ступень сопряжения 1 контролируемых пунктов КП ($\overline{1,\ n}$) *k*-х подстанций обеспечивает соединение технологического оборудования подстанций по каналам телемеханики с пунктами управления диспетчерских пунктов *j*-х РЭС и с ЦППС *i*-х базовых РЭС.

Средняя ступень сбора данных 2 представляет собой каналы ТМ, а также технические и микропроцессорные средства сети передачи информации *k*-х подстанций, *j*-х и *i*-х базовых РЭС. Диалоговая система ступени 2 решает задачи сбора, преобразования и передачи информации и служит для мониторинга и управления электрооборудованием подстанций.

Верхняя ступень предоставления данных 3 организована на основе микропроцессорных средств ЦППС, ОИК (на базе персональных компьютеров рабочих станций, АРМ и технологической ЛВС) *i*-х базовых РЭС и пунктов управления ПУ, микроОИК *j*-х остальных РЭС. Осуществляет по ступени 2 с *k*-х подстанций сбор и преобразование, передачу, переработку и отображение информации с выводом ее в структурном и детальном уровнях на диспетчерские щиты *j*-х и *i*-х РЭС нижнего уровня АСОТУ и далее с передачей на верхний уровень в ЦППС центра управления сетей РСК.

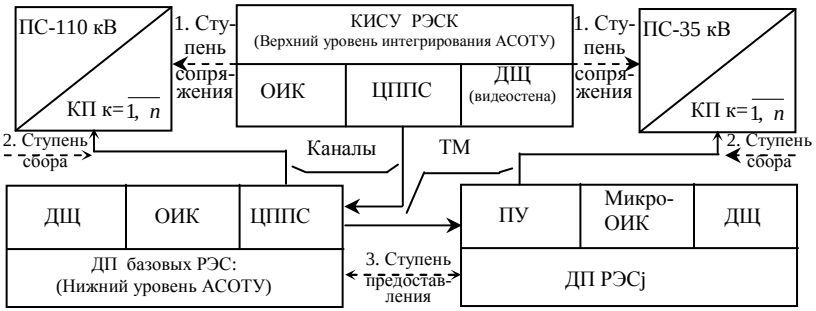

Рис. 1.1. Структура двухуровневой КИСУ РСК «Тамбовэнерго»

Данная трехступенчатая структура АСОТУ нижнего уровня выполняет функции диалоговой автоматизированной системы контроля и управления территориально-распределенными подстанциями с решением следующих основных задач уровня РЭС: обеспечение сбора и регистрации информации об аварийных и установившихся процессах в реальном масштабе времени с привязкой к астрономическому времени с точностью до 1 мс; комплексная обработка информации; архивирование информации; отображение информации в графических и табличных формах; управление электросетевым комплексом 6,10 и 35 кВ.

Полномасштабная архитектура КИСУ (рис. 1.2), включающая в себя критерии системности и адаптивности, стандартизации и совместимости, построена в радиальной системе *i*, *j*, *k*-х координат ($i = \overline{1,\ 5}$ по

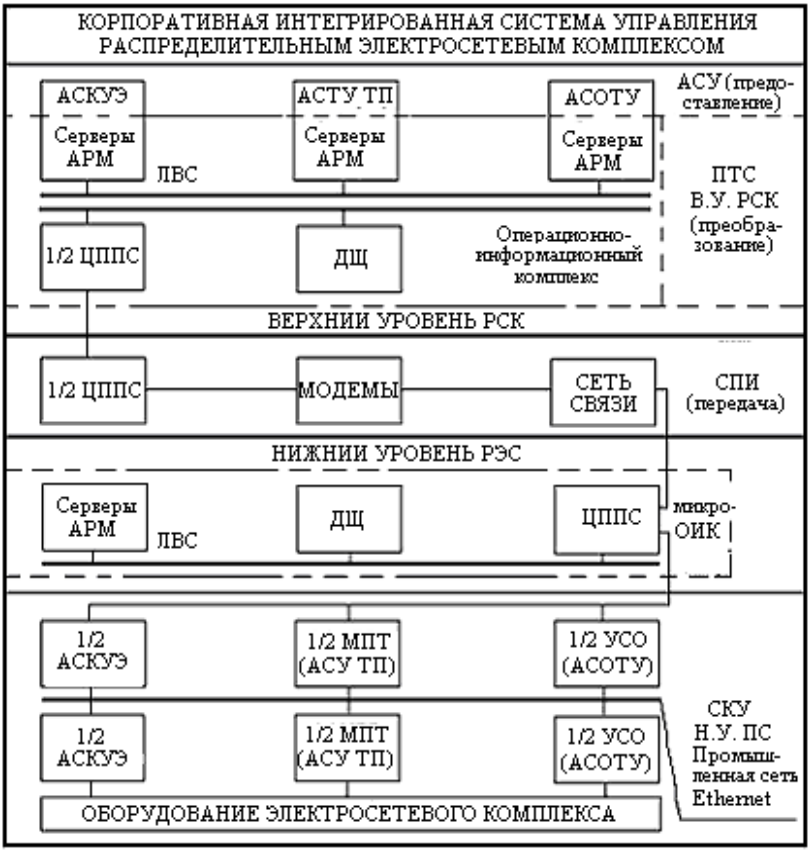

Рис. 1.2. Архитектура КИСУ региональной сетевой компании

количеству базовых РЭС; $j = \overline{1, n}$ число остальных РЭС; $k = \overline{1, n}$ ряд подстанций) как иерархическая двухуровневая интегрированная АСОТУ РСК.

Таким образом, иерархическая КИСУ обеспечивает в обоих уровнях функции сбора, преобразования и передачи, переработки и отображения информации, а также реализует передачу регулирующих и управляющих команд в целях исполнения системой функций надежного и экономичного снабжения электроэнергией требуемого качества всех ее потребителей.

1.3. ПОДСИСТЕМЫ КИСУ

Управление режимами распределительных электросетевых комплексов (РЭСК) 35 и 110 кВ, включая все их звенья, в филиалах региональных сетевых компаний осуществляется с помощью интегрированной автоматизированной системы оперативно-технологического управления, которая состоит из средств вычислительной техники, связи и телемеханики, систем автоматики и комплексов программного обеспечения.

В настоящее время в составе АСОТУ на всех уровнях ее иерархии в РСК созданы и эксплуатируются [2]:

– системы релейной защиты;

– оперативно-информационные комплексы, обеспечивающие в реальном времени дежурного диспетчера информацией о текущем режиме, управление диспетчерским щитом, ведение суточной диспетчерской ведомости и пр.;

– системы оперативного управления внутри суточного периода (советчик диспетчера), обеспечивающие внутрисуточную коррекцию режима по активной мощности и напряжению, оперативную оценку надежности;

– системы краткосрочного (сутки, неделя) и долгосрочного (месяц, квартал, год) планирования электрических режимов;

– системы автоматизации коммерческого учета и контроля электроэнергии и мощности.

Состав перечисленных подсистем АСОТУ в филиалах РСК в ближайшие годы не изменится, хотя содержание этих подсистем будет развиваться с учетом происходящих реформ в российской электроэнергетике, связанных с переходом и установлением рыночных отношений.

Важной задачей на пути реализации методов управления РЭСК в РСК является задача формирования единой двухуровневой модели иерархической интегрированной системы оперативно-технологического управления [3].

При решении этой задачи учитываются требования взаимной преемственности схем на разных уровнях иерархии, обеспечения расчет-

ных схем телеинформацией по критерию «наблюдаемости» и пр. Наряду с определением схем формируются базы данных и сети передачи оперативно-технологической информации между центрами диспетчерского управления (центров управления сетей – ЦУС) РСК и диспетчерскими пунктами районов электрических сетей (ДП РЭС), базируясь на современных технологиях.

АСОТУ состоит из отдельных подсистем, реализующих комплексные функции оперативно-технологического и диспетчерского управления. В реализации непрерывного оперативно-технологического управления режимами работы РЭСК большую роль играет оперативно-информационный комплекс. Этот комплекс, основанный на использовании текущей телеинформации и результатов решения задачи оценки состояния, имеет два вида назначений: текущее обслуживание диспетчеров ЦУС и его звеньев, а также формирование массивов информации для задач оперативного управления и планирования режимов. Наиболее важным видом информации является автоматически формируемая в ОИК суточная ведомость. К настоящему времени разработаны и используются множество систем ОИК, причем их авторы выступают как независимые разработчики, и по этой причине системы не унифицированы и даже не снабжены протоколами обмена данными. Поэтому важнейшими задачами в этом направлении являются унификация, отбор лучших систем для верхнего ЦУС РСК и нижнего ДП РЭС уровней иерархии управления.

Унификация касается многих аспектов – как унификации информационного описания объектов (подстанций), так и использования унифицированных баз данных, унифицированных средств отображения информации (например, на основе технологий Internet), используемых операционных систем в технологии клиент-сервер, сетевых протоколов, средств доступа к данным и человеко-машинного интерфейса.

Роль задач ОИК постоянно возрастает по мере усложнения условий функционирования РЭСК в филиалах региональных сетевых компаний. Если несколько лет назад ОИК, в основном, применялись как средства приема, обработки и отображения телемеханической информации, то сегодня перед ОИК ставятся все новые задачи по управлению электропотреблением, обеспечению надежности и экономичности энергоснабжения, обеспечению функционирования рынка и т.п. В дальнейшем роль в ОИК управляющих функций будет все возрастать.

Все более значимую помощь диспетчеру начинают оказывать экспертные системы. Экспертные системы будут использоваться как консультанты диспетчера (ремонтные заявки), советчики диспетчера (управление оборудованием), для анализа ситуаций (оперативная диагностика «нештатных» ситуаций), для диспетчерского мониторинга (интеллектуальный анализ топологии электросетей) и как тренажеры.

В части задач управления диспетчером текущим режимом большой интерес представляет совершенствование диспетчерских щитов, в частности использование на щите управления всего пространства отображения за счет средств коллективного пользования (видеостена) [3]. Максимальный эффект использования указанных средств достигается в результате отображения наиболее характерных результатов ситуационного анализа текущего режима и данных контроля диспетчерского графика. Основными исходными данными для отображения текущей ситуации являются результаты параметрического и топологического анализа текущей ситуации, по частоте и напряжению, перетокам и перегрузке основных трансформаторов, отключению оборудования, разрыву транзитов и разделению схемы и т.п.

В итоге, значительный качественный шаг развития по управлению РЭСК 35 и 110 кВ в филиалах РСК состоится за счет комплексирования отдельных подсистем АСОТУ в единую иерархическую интегрированную систему с единым информационным обеспечением на основе базисных структур и компонентов структур – КИСУ.

Инфраструктура КИСУ филиала РСК, образованная составом автоматизированных подсистем АСКУЭ (потребителей), АСУ ТП подстанций и, собственно, АСОТУ РЭСК, рассмотрена ниже в главе 2.

ВЫВОДЫ

1. Технология проектирования архитектуры КИСУ в филиалах РСК определена основными закономерностями автоматизации систем оперативно-технологического контроля сетей 35 и 110 кВ, технологического процесса на подстанциях данного класса напряжений и учета электроэнергии с применением информационных технологий, отвечающих международным стандартам и интерфейсной совместимости, имеющих развитые графические возможности и современные вычислительные средства.

2. Предложена новая технология проектирования, основанная на применении морфологической матрицы базисных структур и компонентов их структур, позволяющая разработать полномасштабную архитектуру двухуровневой интегрированной КИСУ РЭСК на базе автоматизированных подсистем контроля и учета электроэнергии потребителей, технологических процессов на подстанциях и оперативно-технологического управления РЭСК 35 и 110 кВ.

3. Диалоговая двухуровневая иерархическая КИСУ, разработанная на основе отдельных подсистем АСОТУ, обеспечивает в обоих уровнях функции сбора, преобразования и передачи, переработки и отображения информации, а также реализует регулирующие и управляющие команды для исполнения надежного и экономичного снабжения электроэнергией требуемого качества всех ее потребителей.

2. ИНФРАСТРУКТУРА КИСУ

Предложена и рассмотрена организация инфраструктуры корпоративной интегрированной системы управления на основе АСКУЭ потребителей, АСУ ТП подстанций и АСОТУ распределительным электросетевым комплексом региональной сетевой компании.

Современная экономическая ситуация определяет актуальность создания в каждой РСК АСКУЭ, в основу разработки которой положены отраслевые методические материалы «МРСК Центра», а также отраслевых институтов. Полномасштабная АСКУЭ является частью интегрированной АСОТУ верхнего уровня с обеспечением функций эффективного контроля электроснабжения и рационального использования электроэнергии, как ее потребителей, так и на подстанциях 110 и 35 кВ РСК.

2.1. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

АСКУЭ потребителей предназначена для осуществления коммерческого учета балансов мощности и энергии энергетических объектов (подстанций) и обеспечивает получение данных о средних 30-минутных значениях мощности и об учтенной электроэнергии по зонам суток за каждые календарные сутки и накопительно за неделю, месяц и год. Приборы коммерческого учета устанавливаются на подстанциях и обеспечивают передачу накопленной информации по каналам связи на ближайший по иерархии диспетчерский пункт. Информация поступает в компьютер, обрабатывается (агрегируется) и передается на следующий уровень управления вплоть до верхнего уровня.

Основные принципы создания и развития АСКУЭ в РСК [1, 2, 10, 21, 40]:

– иерархический принцип формирования территориально распределенной системы с централизованным управлением и информационно-вычислительным комплексом в РСК;

– автоматизация учета электроэнергии подстанций на отходящих присоединениях, а также расчетов баланса электроэнергии по уровням напряжения подстанции, распределительного пункта и сети в целом;

– АСКУЭ вносится в Государственный реестр технических средств измерений как единичное средство измерений в системе учета электроэнергии.

АСКУЭ в составе СКУЭТО подстанций создается как составная часть общей системы учета с использованием ресурсов телекоммуни-

кационных средств РСК. Основной целью создания АСКУЭ на современном этапе является следующее:

– измерение количества электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии ОРЭ;

– контроль заданного режима поставки электроэнергии;

– снижение потерь и возможности хищений электроэнергии;

– повышение эффективности использования энергетических ресурсов на базе получаемой информации о поставках электроэнергии (мощности).

Для достижения поставленной цели предложена структура АСКУЭ РСК как многоуровневой информационно-измерительной системы с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений по следующей схеме (рис. 2.1):

– первый уровень – ИИК (включающий ЭС с цифровым интерфейсом, трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и измерительные цепи) выполняет функцию автоматического проведения измерений в точках учета на ПС;

– второй уровень – ИВКЭ (информационно-вычислительный комплекс электроустановки) на основе УСПД (промконтроллер) выполняет функцию консолидации информации, размещается на подстанции и обеспечивает цифровой интерфейс доступа к информации по учету электроэнергии ИИК;

– третий уровень – ИВК (в составе ПК, промконтроллера и/или сервера с программным обеспечением) размещается в ЦСОИ РСК «Тамбовэнерго» (ЦУС) и обеспечивает автоматизированные: сбор, хранение результатов измерений и диагностику состояния средств измерений; подготовку отчета в XML-формате для передачи требуемых данных в НП «АТС» и смежным субъектам ОРЭ по электронной почте.

В итоге, на всех трех уровнях АСКУЭ формируется система обеспечения единого времени (СОЕВ), выполняющая законченную функцию измерений времени, имеющая нормированные метрологические характеристики и обеспечивающая автоматическую синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже ± 5,0 с/сутки. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени.

Следовательно, в современных условиях, необходимо создание 3-уровневой компонентной структуры АСКУЭ как многоуровневой КИСУ с централизованным управлением и распределенной функцией

выполнения измерений, с передачей данных в «Системе обеспечения единого времени» современными средствами телекоммуникаций.

Структура сбора данных в АСКУЭ. В настоящее время, к сожалению, не существует прямого нормирования точности измерения электрической энергии и мощности. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) устанавливают только требования к классам точности измерительных приборов и трансформаторов и их вторичной нагрузке. Такой косвенный способ нормирования точности измерения электрической энергии и мощности оправдан лишь для простейших первичных и вторичных схем соединения.

Для более сложных схем выполнение требований ПУЭ в отношении классов точности измерительных приборов и трансформаторов не дает гарантии приемлемой точности измерений электрической энергии и мощности из-за внесения дополнительной погрешности от всех трансформаторов тока, участвующих в измерении тока контролируемого присоединения.

В некоторых проектных схемах соединений при соблюдении всех требований ПУЭ к средствам коммерческого учета согласно выполняемым расчетам погрешность измерения в общем случае достигает 5…6%.

Кроме того, перечислим дополнительные реально существующие факторы, уменьшающие точность измерения:

– низкий класс точности широко применяемых индукционных счетчиков (не выше 1,0);

– перегрузка вторичных цепей измерительных трансформаторов; двухэлементные счетчики, включаемые по «схеме Арона»;

– применение трансформаторов тока ТТ с номинальным током, значительно превышающим рабочий ток присоединения;

– отсутствие у большинства типов ТТ специальной измерительной обмотки с меньшим коэффициентом трансформации.

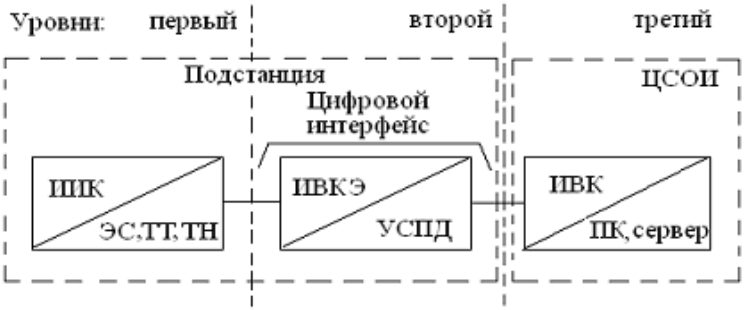

Рис. 2.1. Трехуровневая АСКУЭ РСК

С учетом этих факторов погрешность измерения при наиболее неблагоприятном сочетании погрешностей всех элементов измерительной схемы может достигать 10%. Вполне понятно, что коммерческий учет с такой точностью неприемлем, равно как и расчет потерь по показаниям счетчиков.

Следовательно, для повышения точности коммерческого учета электрической энергии и мощности необходимо при проектировании АСКУЭ РСК, а в отдельных случаях в эксплуатации предусматривать:

– использование электронных счетчиков класса 0,5 и выше;

– отказ от применения в сетях 110 кВ схемы включения счетчиков по «схеме Арона»;

– установку измерительного ТТ непосредственно в цепи ВЛ при измерении расхода электроэнергии, передаваемой по линиям электропередачи;

– использование для измерений ТТ с номинальным током, близким по значению к рабочему току.

Таким образом, в результате выполнения вышеуказанных мероприятий для РСК как крупных потребителей электроэнергии погрешность измерения будет не выше 1…2%. Существующие в России на данный момент схемные решения и достигнутый уровень измерительной техники позволяют обеспечить такую точность дистанционного измерения [10].

Для соблюдения договорных перетоков мощности и обеспечения возможности применения зонных тарифов на электроэнергию на основе 30-минутных измерений рассчитывается и регистрируется ежесуточно 48 средних за интервал значений мощности. Поэтому эффективный учет электрической энергии и мощности в каждой РСК, позволяющий регистрировать, сохранять и обрабатывать информацию по желаемому алгоритму, а также передавать ее на различные уровни пользователей требует применения АСКУЭ на базе современных микропроцессорных технических средств, например Системы Телемеханики – Систел.

Устройство сбора и передачи данных (УСПД Систел). Рассмотрим АСКУЭ для РСК, которая реализует прямые и косвенные измерения количества электроэнергии, мощности и ряда других ее параметров через свою, как правило, трехуровневую структуру, содержащую множество электронных счетчиков и устройство сбора и передачи информации типа «Систел» (далее УСПД) [1].

УСПД является важнейшим компонентом АСКУЭ и представляет собой последнее пломбируемое устройство в структурной логической схеме передачи данных: Счетчик – УСПД – Система верхнего уровня. Поэтому к УСПД предъявляются высокие требования по функциональ-

ности, конструкции и надежности, в том числе в нормативных документах Некоммерческого Партнерства «Ассоциация Товарищеских Сообществ» (НП «АТС») для оптового рынка электроэнергии.

Обычно АСКУЭ разрабатываются для различных по масштабу и сложности электросетевых структур – от простейших с несколькими счетчиками (подстанция) до территориально распределенных с сотнями (РЭС) и тысячами счетчиков (РСК).

Проблема масштабирования систем и проектных решений в РСК решается применением, именно, УСПД, что позволяет унифицировать структурные схемы проектируемых объектов и подстанций, а также дает возможность построения пространственно распределенных, многоуровневых систем АСКУЭ в РСК. При этом упрощаются наладка, ввод в эксплуатацию и текущая эксплуатация системы, что особенно важно при возникновении нештатных ситуаций. Конечно, успешное внедрение систем коммерческого учета электроэнергии стимулирует желание руководителей сетевых предприятий внедрить систему технического учета электроэнергии путем расширения уже существующей системы, а для упрощения интеграции сделать это на аналогичных программно-технических решениях (например, для РСК фирма «Систел»).

В то же время необходимо учитывать, что в сетевых предприятиях к УСПД предъявляются дополнительные требования по организации локальных рабочих мест производственного персонала и сопряжения с существующими АСУ ТП подстанций и SCADA-системами.

Функции коммерческого учета. УСПД осуществляет автоматический сбор измеренных данных о приращениях активной и реактивной электроэнергии и диагностических данных журнала событий с электронных счетчиков.

Сбор данных осуществляется по цифровым интерфейсам счетчиков с учетом запрограммированного в счетчиках автоматического перехода на летнее/зимнее время. Кроме счетчиков электроэнергии для реализации учета по присоединениям УСПД осуществляет сбор данных с датчиков коммутационных аппаратов (дискретные сигналы типа «сухой контакт»).

Для организации пространственно распределенных и многоуровневых систем применяется метод каскадного включения УСПД, позволяющий осуществлять автоматический сбор измеренных и диагностических данных не только со счетчиков, но и из архивов подчиненных УСПД, в том числе подключенных по разным каналам связи функцией автоматического перехода на резервный канал.

Расчеты, хранение данных и передача в систему верхнего уровня. Для целей коммерческого учета УСПД ведет расчет расхода активной и реактивной электроэнергии на коммерческом интервале в

натуральных показателях (именованных величинах) по точке учета, по присоединению, по группе точек учета/присоединений. Все виды расчетов могут производиться в многотарифном режиме с учетом перехода на летнее/зимнее время.

Расчет по точке учета ведется с учетом измерений электросчетчика и коэффициентов тока и напряжения измерительных трансформаторов. В том случае, если величина интервала профиля счетчика меньше принятой в системе величины коммерческого интервала приращения электроэнергии, то УСПД автоматически рассчитает по профилю счетчика приращения электроэнергии по сконфигурированной в УСПД величине коммерческого интервала.

Расчет по присоединению необходим для осуществления коммерческого учета на объектах с рабочими и обходными системами шин и, соответственно, обходными выключателями. Для проведения расчетов в УСПД вводятся электрические схемы объекта учета. Ввод электрических схем осуществляется специализированным редактором на языке релейных схем в соответствии с международным стандартом МЭК 61131-3.

Редактор электрических схем поставляется во встроенном программном обеспечении УСПД. На основании собранных данных по точкам учета основных и обходных ячеек и автоматического слежения за состоянием коммутационных аппаратов УСПД обеспечивает полнофункциональный коммерческий учет по присоединению в автоматическом режиме.

Расчет по присоединению представляется в архивах УСПД в виде профиля коммерческих интервалов по присоединению аналогично расчету по точке учета. При необходимости группового расчета в группу можно включать как отдельные точки учета, так и присоединения. Присоединение в групповых расчетах выступает в качестве «виртуальной» точки учета. Для удобства конфигурирования в группу кроме точек учета и присоединений можно включать любое количество других, ранее созданных групп.

Любой элемент может входить в группу как с положительным, так и с отрицательным знаком для расчета баланса по группе. Реализован поиск максимальной мощности в заданных временных зонах мощности с выводом на встроенный пульт ввода/вывода.

Все первичные расчетные и диагностические данные сохраняются в архивах УСПД в энергонезависимой памяти. Глубина хранения данных конфигурируется пользователем и при необходимости может составлять более 5 лет.

Любые хранимые в архивах УСПД данные могут рассматриваться с помощью встроенного программного обеспечения и внешнего инженерного пульта (ноутбука) или передаваться в системы верхнего уров-

ня по соответствующему протоколу. Передача данных происходит по запросу системы верхнего уровня, т.е. УСПД при этом работает в режиме «сервера». Одновременно может работать до 20 различных каналов связи с системами верхнего уровня.

Встроенный пульт ввода/вывода УСПД. Предназначен для выполнения необходимых функций пользовательского интерфейса эксплуатационного персонала в условиях автономного функционирования УСПД без связи с системами верхнего уровня и без применения внешнего инженерного пульта.

Встроенный пульт расположен на лицевой стороне корпуса УСПД и состоит из компактного дисплея и функциональной 12-клавишной клавиатуры. Основными функциями встроенного пульта являются:

– просмотр параметров конфигурации УСПД;

– просмотр показаний ЖКИ цифровых счетчиков локального и каскадного подключения в реальном времени по команде пользователя методом прямого чтения или расчетным методом по архивным данным;

– просмотр расчетных и архивных данных;

– просмотр и коррекция текущего времени;

– диагностика аппаратного обеспечения встроенного ввода/вывода.

Использование встроенного пульта ввода/вывода предполагает наличие минимальной подготовки пользователя, а интуитивно понятый русскоязычный интерфейс дисплея облегчает процесс текущей эксплуатации УСПД со стороны дежурного персонала подстанции.

Коммуникационные возможности УСПД. Для сбора и передачи данных, выдачи управляющих сигналов УСПД имеет следующие виды встроенных аппаратных интерфейсов: RS-232 и RS-422/485, Ethernet 10/100Mbp и дискретные входы/выходы.

Аппаратные интерфейсы входа-выхода УСПД позволяют организовать различные виды коммуникаций со счетчиками и датчиками коммутационных аппаратов, УСПД в каскадных схемах включения и системами верхнего уровня:

– коммутируемые и выделенные телефонные линии (с применением модемов серии «ZyXEL U-326, других hayes-совместимых модемов);

– разнообразные модемные соединения с использованием GSM-модемов, радиомодемов и спутниковых модемов;

– Ethernet-соединения со счетчиками через Ethernet-сервер TCP/IP-COM (с поддержкой подключения к дополнительному интерфейсу Ethernet УСПД для аппаратного разделения сетей).

Все виды коммуникаций имеют развитую систему настроек, которая позволяет в минимальные сроки произвести наладку системы

любой сложности даже в условиях некачественной связи. Настройки могут подбираться под каждый канал связи индивидуально и конфигурируются с использованием встроенной программы конфигурации УСПД.

Для решения проблемы уменьшения объема передаваемых данных в системы верхнего уровня в условиях ограниченного трафика по медленным, некачественным или платным линиям связи предоставляется возможность сжатия передаваемых данных.

Поддержка единого времени в системе. Первичные, расчетные и диагностические данные в системе АСКУЭ привязаны ко времени. От точности привязки ко времени коммерческих данных системы зависит точность финансовых расчетов между поставщиками и потребителями электроэнергии. Все три основных элемента АСКУЭ – счетчики, УСПД и серверы базы данных системы верхнего уровня – имеют встроенные электронные часы. Так как любые часы имеют погрешность, то организация управления единым временем в системе является одной из задач УСПД.

Собственное время УСПД всегда соответствует «зимнему» времени и может быть установлено по местному времени любого часового пояса в процессе наладки системы. УСПД в процессе работы осуществляет автоматическую коррекцию времени подключенных электросчетчиков. Реализована возможность плавной отработки задания на коррекцию времени подключенных к УСПД электросчетчиков с заданным программой конфигурации темпом.

Коррекция системного времени УСПД может осуществляться как ручным, так и автоматическим способом. Ручной способ коррекции времени УСПД возможен со встроенного пульта ввода/вывода или с инженерного пульта программой конфигурации УСПД. Конкретный вид автоматической коррекции времени УСПД определяется на стадии проектирования системы путем использования одного из следующих видов:

– от устройства синхронизации системного времени (УССВ) (устройства GPS – приемник) по протоколу NMEA-0183;

– от системы верхнего уровня;

– от вышестоящего или подчиненного УСПД в каскадном включении.

Кроме того, в УСПД реализована передача текущего времени УСПД в систему верхнего уровня для синхронизации времени по запросу протокола обмена данными.

Таким образом, разнообразные методы автоматической коррекции времени, реализованные в УСПД, обеспечивают поддержку единого времени в системе АСКУЭ любой сложности от единственного источника точного времени, подключенного к любому серверу системы верхнего уровня.

Диагностика работы системы. По полученным итоговым расчетным данным системы АСКУЭ проводятся финансовые расчеты между поставщиками и потребителями электроэнергии. Этим объясняются высокие требования к средствам контроля УСПД за правильностью функционирования программного и аппаратного обеспечения системы.

Важным инструментом для контроля и диагностики работы основных составляющих системы в УСПД является ведение журналов событий. Журнал событий – это специализированный архив УСПД для хранения событий, которые могут влиять на точность коммерческих расчетов или работоспособность системы. В журнал событий УСПД заносятся все события из журналов счетчиков, считанные во время сеансов связи, а также собственные события.

Собственные события включают в себя регистрацию изменений коммерческих и технических параметров конфигурации УСПД, а все события хранятся с привязкой ко времени. В УСПД поддерживается регистрация событий, подчиненных УСПД каскадного включения, при этом головной УСПД в каскаде содержит полную диагностику работы всей системы.

Глубина хранения журнала событий УСПД конфигурируется пользователем и может составлять более 5 лет, а данные событий можно просматривать с помощью встроенного программного обеспечения и внешнего инженерного пульта (ноутбука) или передавать в системы верхнего уровня по соответствующему протоколу.

Для проведения разовых контрольных проверок работы системы АСКУЭ в реальном времени УСПД предоставляет следующие средства диагностики подключенных к системе счетчиков, включая сквозной доступ к счетчикам в каскадных схемах работы УСПД:

– прямое чтение показаний расхода электроэнергии с жидкокристаллическим индикатором (ЖКИ) цифрового счетчика локального или каскадного подключения в реальном времени по команде пользователя с выводом результатов на пульт ввода/вывода УСПД или на внешний инженерный пульт;

– прямое чтение массивов данных (классов) из памяти цифрового счетчика в реальном времени по команде пользователя с выводом результатов на внешний инженерный пульт.

Средства контрольной диагностики могут быть особенно полезны для наладки и контроля за работой больших территориально распределенных систем АСКУЭ. Так как внешний инженерный пульт УСПД поддерживает различные виды удаленного подключения к УСПД, то отсутствует необходимость в поездках проверяющего и наладочного персонала по подстанциям для проведения работ по диагностике работы счетчиков.

Для дежурного персонала электроустановок и диспетчерских пунктов в условиях текущей эксплуатации рекомендуется использовать подсистему оперативной самодиагностики УСПД, которая регистрирует события основных видов, позволяющие контролировать работу АСКУЭ в реальном времени:

– рабочего режима УСПД;
– полноты собранных данных;
– работоспособности УССВ (приемника GPS);
– статуса аварий и предупреждений счетчиков;
– времени счетчиков и УСПД.

При наступлении события подсистема оперативной диагностики инициирует сигнал дискретного выхода УСПД, соответствующий наступившему событию. При исчезновении события сигнал выключается. Сигналы подсистемы можно использовать для реализации звуковой и/или световой сигнализации в помещении электроустановки или диспетчерском центре. Параллельно подсистема выдает соответствующее предупреждение на экран компьютера локального рабочего места дежурного персонала, функционирующего на базе встроенного Web-сервера УСПД.

Защита от несанкционированного доступа. Защита от несанкционированного доступа и обеспечение достоверности обрабатываемой информации являются приоритетным направлением во всех системах, связанных с коммерческой информацией. В УСПД реализованы различные методы обеспечения достоверности данных на аппаратном и программном уровнях.

На аппаратном уровне защита данных обеспечивается следующими конструктивными и техническими мероприятиями:

– установка механических пломб для предотвращения доступа к энергонезависимой памяти с архивами УСПД;
– поддержка программой конфигурирования аппаратной блокировки в пломбируемом отсеке УСПД и возможности изменения конфигурации.

На программном уровне УСПД осуществляет полную парольную защиту всех этапов работы, предоставляя следующие возможности:

– пароли счетчиков;
– функции идентификации и протокола аутентификации с использованием однонаправленной хэш-функции MD5 для каждого соединения по протоколу передачи данных с системами верхнего уровня и в каскадных включениях УСПД;
– программные пароли для доступа к встроенному программному обеспечению УСПД с использованием внешнего инженерного пульта;
– программные пароли для изменения конфигурации УСПД.

Кроме парольной защиты, которая носит превентивный характер, в УСПД реализованы меры защиты и контроля штатного режима работы:

– возможность автоматической блокировки опросов счетчиков со стороны УСПД в реальном времени при изменении конфигурационных параметров счетчика через оптопорт;

– ограничение изменения времени УСПД любым способом в пределах одной даты;

– поддержка записи в архив журнала событий всех изменений в конфигурации УСПД с указанием времени и типа измененных коммерческих и технических параметров.

Проектные решения с включением УСПД, помимо локальных сетей (LAN) в глобальные корпоративные сети (WAN), а также Интернет, требуют дополнительных мер для обеспечения конфиденциально обрабатываемых данных и устойчивой работы всего программного обеспечения. Для защиты от попыток программного взлома парольного доступа к данным, организации «подслушивания» передачи данных и атак «хакеров» с целью дестабилизации рабочего режима работы рекомендуется использовать следующие возможности УСПД:

– встроенный брандмауэр фильтрации пакетов с функцией трансляции сетевых адресов;

– сжатие и шифрование передаваемой информации в протоколах связи с системами верхнего уровня и каскадных включениях УСПД.

Отдельно следует отметить реализацию в УСПД подсистемы разграничения доступа к коммерческим данным со стороны смежных систем АСКУЭ. Состав передаваемой информации определяется с помощью программы конфигурирования УСПД для каждого внешнего соединения. Данная подсистема для конфигурирования УСПД на стыках различных коммерческих систем предотвращает несанкционированный доступ к чужим коммерческим данным со стороны внешних систем.

Конфигурирование УСПД. Все параметры и настройки системы определяются с использованием встроенной программы конфигурации УСПД. Программа конфигурации имеет дружественный, русскоязычный, интуитивно понятный интерфейс с текущими подсказками в нижней части экрана. Для облегчения процесса конфигурирования счетчиков программа обеспечивает прямое считывание параметров конфигурации из памяти счетчиков. Прямое считывание параметров конфигурации счетчиков можно применять и в случае каскадного включения УСПД. При этом подчиненные УСПД образуют сквозной канал реального времени между запрашивающим УСПД и счетчиком. Функция прямого считывания параметров счетчиков значительно сокращает время и наладку системы и уменьшает количество ошибок в конфигурации системы.

В случае возникновения необходимости корректировки определенных параметров программа конфигурации УСПД позволяет внести исправления в конфигурацию работающего УСПД без потери накопленных архивов и текущей конфигурации. А для документирования этапа наладки и быстрого восстановления системы предусмотрена функция создания резервной копии текущей конфигурации УСПД. Доступ к программе конфигурирования УСПД осуществляется с внешнего инженерного пульта (ноутбука).

Внешний инженерный пульт УСПД. Внешний инженерный пульт УСПД – это портативный или персональный компьютер с постановляемым программным обеспечением для доступа к встроенному программному обеспечению УСПД.

Подключение внешнего инженерного пульта к УСПД осуществляется по аппаратным интерфейсам типа Ethernet или RS-232, включая использование модемов для коммутируемых и выделенных телефонных линий связи, GSM-модемов. С помощью внешнего инженерного пульта УСПД можно выполнить следующие функции:

– конфигурирование УСПД;

– просмотр расчетных и архивных данных;

– просмотр журнала событий;

– просмотр и коррекция текущего времени;

– просмотр показаний ЖКИ цифровых счетчиков локального и каскадного подключения в реальном времени по команде пользователя методом прямого чтения или расчетным методом по архивным данным;

– осуществлять прямое чтение массивов данных (классов) из памяти цифрового счетчика в реальном времени по команде пользователя с отображением на дисплее;

– обеспечить импорт/экспорт рабочей конфигурации УСПД и архивных данных;

– диагностировать работу УСПД.

Для доступа к встроенному программному обеспечению УСПД с внешнего инженерного пульта используется любая бесплатно распространяемая терминальная программа с поддержкой определенного типа терминала. Такое решение позволяет применять в качестве внешнего инженерного пульта ноутбук или компьютер с любой операционной системой и терминальной программой, уменьшая затраты пользователя на текущую эксплуатацию УСПД.

Мониторинг мощности. На крупных подстанциях при соответствующих условиях договора электроснабжения на диспетчерский персонал возлагаются функции контроля за потребляемой мощностью. При этом задачей диспетчера является наблюдение за текущим потреблением электроэнергии в реальном времени и принятие организа-

ционных мер для предотвращения превышения зафиксированной в договоре электроснабжения величины усредненной мощности на заданном интервале времени.

По современным требованиям величина интервала профиля в электросчетчике на коммерческом учете является равной коммерческому интервалу (30 минут). Мониторинг мощности на интервалах времени, равных или меньших коммерческого, основанный на анализе профиля счетчика, по таким счетчикам невозможен. УСПД предлагает два варианта решения этой проблемы.

Первый вариант. Предусматривает регистрацию в УСПД подинтервалов мощности, собранных по цифровому интерфейсу со счетчика во время сеансов связи. Для работы счетчики необходимо запрограммировать на требуемую длительность подинтервала мощности. Возможная величина подинтервала мощности вышеприведенных счетчиков – от 1 минуты и более.

Второй вариант. Предусматривает регистрацию в УСПД подинтервала профиля счетчика. Подинтервалы профиля формируются в УСПД по специальному алгоритму сбора и обработки запросов показаний счетчиков в реальном времени и поддерживается для всех типов счетчиков, определенных в УСПД.

Величина подинтервала профиля счетчика конфигурируется в УСПД с выполнением условия, что интервал профиля счетчика должен быть кратен подинтервалу профиля. Длительность подинтервала профиля ограничена временем опроса счетчика и может составлять от 30 секунд и более.

В общем случае УСПД может регистрировать, хранить в архивах и передавать в системы верхнего уровня три различных интервала с одного счетчика одновременно:

– интервал профиля счетчика (может быть не равен коммерческому интервалу);
– расчетный коммерческий интервал;
– подинтервал мощности/профиля.

Регистрация подинтервалов мощности/профиля в УСПД расширяет возможности использования систем коммерческого учета и применяется во многих реализованных проектах АСКУЭ.

Регистрация параметров электросети. Развитие рыночных отношений в области производства, передачи и потребления электроэнергии заставляет обращать внимание потребителей на качество электроэнергии, поставляемой энергоснабжающей организацией.

Отклонение параметров электросети от нормативных может приводить к неустойчивой работе или даже к аварии различного энергетического и технологического оборудования с большими экономическими потерями для предприятия. Наличие на технологических объектах

предприятия средств автоматизированного контроля за такими важными параметрами электросети, как ток, напряжение, частота и другими позволяет выявлять причины аварийных ситуаций и вести конструктивный диалог с поставщиками электроэнергии.

При наличии функции измерения параметров электросети в счетчике УСПД способно осуществлять сбор множества параметров электросети для всех поддерживаемых типов счетчиков. Вышеприведенные счетчики не поддерживают хранение профилей параметров электросети с привязкой ко времени.

Параметры электросети представляют собой мгновенные значения на момент опроса счетчика УСПД. Поэтому в УСПД предусмотрена гибкая система планирования сеансов связи со счетчиками, которая позволяет конфигурировать различную частоту опросов для разных параметров или групп параметров электросети. Но в любом случае частота опроса ограничивается временем сеанса связи со счетчиком.

Максимальная частота опроса параметров электросети в реальных условиях промышленной системы составляет от 30 секунд и более в зависимости от количества счетчиков на одном аппаратном интерфейсе УСПД. Относительно низкая частота дискретизации получаемых цифровых осциллограмм параметров электросети не дает возможности детального анализа быстрых динамических процессов в электросетях, таких как переходные процессы при включениях или отключениях оборудования и им подобных.

Однако круглосуточная автоматическая регистрация по всем точкам учета энергосистемы позволяет накапливать результаты измерений в сервере базы данных системы верхнего уровня за длительный период. Методами статистической обработки накопленных данных за большой срок можно получить достаточно объективные оценки качества поставляемой электроэнергии.

Учет состояния электрических схем. Помимо коммерческого учета электроэнергии по присоединению в зависимости от положения обходных выключателей УСПД предоставляет дополнительные функции автоматического контроля над состоянием любых электрических схем. Электрические схемы конфигурируются специализированным редактором с использованием языка релейных схем по международному стандарту МЭК 61131-3. Редактор входит в состав встроенного программного обеспечения УСПД.

Реализована возможность конфигурировать электрические схемы, отражающие два вида комбинаций состояний коммутационных аппаратов – аварии и предупреждения. При этом логика обработки электрических схем позволяет включать в схемы аварий сигналы предупреждений и вводить в логику электрических схем учета по присоединениям результаты обработки аварий и предупреждений.

В результате обработки схем аварий и предупреждений в архивах УСПД формируется журнал аварий и предупреждений. Кроме журнала аварий и предупреждений имеется возможность разрешить запись отдельных или всех аварий и предупреждений в общий журнал событий УСПД.

Состояние объектов электрических схем в виде сигналов типа «сухой контакт», подключенных к аппаратным интерфейсам УСПД типа «дискретный вход», опрашивается УСПД с дискретностью до 1 миллисекунды. Такая точность позволяет протоколировать в УСПД порядок и последовательность выполнения переключений в электроустановках, производимых в соответствии с соответствующими нормативными документами.

Для анализа результатов учета состояния электрических схем встроенное программное обеспечение УСПД включает функцию просмотра истории переключений в виде хронологической последовательности электрических схем, отражающих зарегистрированную информацию об изменениях состояний в схемах. Возможен просмотр по выбранной по всей схеме или по всем сконфигурированным в УСПД схемам.

Информация предоставляется по всем типам схем, введенным в УСПД: схемам присоединений, схемам предупреждений и схемам аварий. Просмотр информации производится с помощью инженерного пульта.

Оперативный контроль баланса электроэнергии. Подведение итогов расчетного периода и сведение баланса электроэнергии в крупной организации происходит за достаточно длительный период времени, обычно не менее месяца. Получающиеся суммарные цифры могут скрывать серьезные проблемы с распределением и потерями электроэнергии на отдельных объектах, особенно, если они имеют периодический характер.

Детальный разбор выявленного небаланса электроэнергии требует определенных трудозатрат. При этом если и удается найти проблемный объект и установить причины потерь электроэнергии, то происходит это после свершившегося факта нештатной работы энергосистемы, который уже привел к невосполнимым финансовым потерям.

Решение данной проблемы состоит в организации оперативного контроля за расчетом баланса электроэнергии на каждой подстанции. Для этого в УСПД реализована подсистема оперативного расчета баланса электроэнергии по группам точек учета/присоединений и подстанции в целом. Расчет баланса производится периодически после окончания каждого коммерческого интервала (30 минут) и сбора всех данных.

Критерием правильности расчетов за истекший коммерческий интервал является сравнение вычисленных фактического и допустимого небалансов. При превышении значения фактического небаланса над допустимым подсистема делает запись в журнале событий. При наличии локального рабочего места дежурного персонала на базе встроенного Web-сервера УСПД производится вывод тревожного сообщения на экран компьютера. Кроме того, возможна реализация звуковой или световой сигнализации с использованием сигнала дискретного выхода УСПД.

Организация рабочих мест на базе встроенного Web-сервера. АСКУЭ носят, как правило, распределенный характер, а по разнообразию и сложности системных решений напрямую зависят от структуры технологических производств конкретного предприятия. Целью внедрения систем АСКУЭ является экономия расхода энергоресурсов путем оперативного контроля за их потреблением на производственных участках каждого подразделения предприятия.

Распространенной ошибкой при проектировании технической системы учета и, как следствие, получение низкой эффективности от ее внедрения является централизация оперативного контроля на уровне отдела главного энергетика предприятия. Объясняется это нежеланием нести дополнительные затраты на проектирование, внедрение и текущую эксплуатацию большого количества автоматизированных рабочих мест в подразделениях. Действительно, применение традиционных решений с использованием SCADA-систем для визуализации данных и генерации отчетов – дорогое удовольствие для небольшого подразделения и требует высокого уровня квалификации обслуживающего персонала.

Новые возможности УСПД заставляют пересмотреть традиционные взгляды на архитектуру автоматизированных систем. Использование встроенного полнофункционального Web-сервера УСПД – эффективное решение по организации автоматизированных рабочих мест уровня подстанций предприятия. В этом случае УСПД выполняет роль локального сервера базы данных.

В УСПД предоставлено необходимое количество отчетов по оперативным данным, включая:

– отчет о коммерческих интервалах по точкам учета с расчетом сальдо-перетока;

– отчет об итоговых данных за сутки по точкам учета с расчетом сальдо перетока;

– срез расчетных показаний счетчиков на заданное пользователем время и дату и др.

Встроенный Web-сервер УСПД позволяет организовать вывод на рабочие места пользователей итогов работы подсистем оперативной диагностики УСПД и оперативного расчета баланса электроэнергии.

Таким образом:

1. УСПД «Систел» значительно расширяет возможности реализации автоматизированных систем коммерческого и технического учета электроэнергии;

2. Разнообразные функциональные возможности УСПД, базирующиеся на высоконадежной операционной системе «жесткого» реального времени, позволяют решать новые задачи по управлению производством;

3. Совокупность всех новых свойств УСПД позволяет оценить как «универсальный сервер» и позиционировать в проектных решениях в качестве основного элемента автоматизированных систем учета.

Трехуровневая АСКУЭ на основе промышленных УСПД «Систел» интегрирована в АСУ ТП подстанций 35 и 110 кВ, которая рассмотрена ниже в п. 2.2.

2.2. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ НА ПОДСТАНЦИЯХ

АСУ ТП на подстанциях строится на основе современных телемеханических комплексов, на базе микропроцессорных контроллеров, подключаемых непосредственно к вторичным цепям трансформаторов тока и напряжения, и обеспечивает [5, 13, 28 – 30]:

– управление присоединениями с использованием устройств телеуправления и выполнение переключений при выделении поврежденных участков сети из работы;

– измерения и регистрацию режимных и технологических параметров;

– автоматизацию технологических процессов основного и вспомогательного оборудования.

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;

– 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 должна строиться на основе телемеханизации сетевых объектов 6…20 кВ и АСУ технологических процессов подстанций электросетевого комплекса 35…110 кВ.

АСУ ТП подстанций электросетевого комплекса 35 и 110 кВ. Электрические подстанции 110 кВ региональных сетевых компаний осуществляют прием, преобразование, распределение, передачу электроэнергии и представляют собой совокупность силового, коммутационного и измерительного оборудования, объединенного электрической схемой по классам напряжения, включая комплекс устройств защиты и автоматики, измерения и управления.

Анализ технического состояния большинства действующих подстанций, введенных в эксплуатацию в 60-е – 80-е годы XX века, показал, что физический износ основного и вспомогательного оборудования достигает критических величин. Существующее вторичное оборудование морально и физически устарело, имеет низкую надежность и информативность, высокие эксплуатационные затраты, что требует проведения поэтапной реконструкции на основе применения современных систем контроля, защиты и управления (СКЗУ) нового поколения.

Согласно технической политике ОАО «МРСК Центра»» современный подход к созданию СКЗУ и АСУ ТП подстанций в филиалах региональных сетевых компаний [52] – массовый переход на микропроцессорные цифровые защиты, а также перевод выполнения функциональных задач управления технологическими процессами на подстанциях из оперативного в автоматизированный и далее в автоматический режим с одновременным сокращением числа подстанций с дежурным персоналом.

Существенная часть вновь строящихся и реконструированных ПС-110 кВ и выше, их пусковых очередей были введены в эксплуатацию не более 10 – 12 лет назад и имеют удовлетворительное техническое состояние основного оборудования, устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) и противоаварийной автоматики (ПА). Информационно-регистрирующая подсистема представлена группой показывающих приборов, имеющих низкую точность и информативность. Для регистрации аварийных процессов используются морально и физически устаревшие светолучевые осциллографы, установленные на отходящих линиях, сборках и системах шин. Подсистема оперативного управления представлена группой ключей, накладок, блоков, ламп и табло сигнализации. Вывод информации о работе основных систем ПС осуществляется на щит центральной сигнализации в обобщенной форме («работа», «неисправность», «функциональная единица»). Изменение информации сопровождается двумя видами звуковой сигнализа-

ции (аварийной и предупредительной). Ведение различных ведомостей событий, оперативного журнала, учет срабатывания указательных реле производится оперативным персоналом вручную.

Для вновь строящихся и реконструированных подстанций 110 кВ и выше замена морально и физически устаревших информационно-регистрирующих подсистем, создание подсистем технической диагностики основного оборудования, энергосберегающих технологий имеет наиболее актуальное значение. Именно для таких объектов является эффективным создание АРМ диспетчера и АСУ ТП с решением ряда информационных и управляющих задач.

Объекты автоматизации АСУ ТП характеризуются:

– значительным объемом информации, необходимой для контроля и управления;

– большим числом органов управления;

– стабильностью протекания нормальных режимов работы, как правило, не требующих вмешательства оператора, за исключением производства оперативных переключений в главной схеме электрических соединений и схеме собственных нужд;

– высокими скоростями протекания переходных процессов;

– рассредоточением управляемого электротехнического оборудования на большой территории, удаленного от оперативного пункта управления (ОПУ) и главного щита управления (ГЩУ);

– мощным влиянием электромагнитных полей широкого частотного спектра, с резко возрастающим уровнем их при переходных процессах;

– разнородными техническими средствами контроля и управления разных поколений, выполненных на различной элементной базе.

Функциональные задачи. На начальном периоде развертывания работ по созданию АСУ ТП подстанций 110 кВ и выше состав, классификация и терминология функций (иначе функциональных задач) системы определяются в соответствии с РД 34.35.120–90 и [52]. Согласно этому руководящему документу в АСУ ТП подстанции выделяются следующие подсистемы:

– информационная и оперативного управления;

– передачи и приема информации;

– связи и релейной защиты;

– диагностики состояния основного оборудования;

– автоматизации и контроля собственных нужд.

Классификация функций АСУ ТП в соответствии с РД 34.35.120–90 носит скорее не системный, а прикладной характер и больше привязана к видам оборудования и информации, нежели к функциональной направленности и, следовательно, накладывает ограничения на уни-

версальность функций. Это можно пояснить на следующих примерах. Функция «Хронологическая регистрация работы оборудования» из информационной подсистемы дает исходные данные для функций «Контроль параметров, вышедших за пределы установленных норм» и «Отображение информации для оперативного персонала» из подсистемы оперативного управления.

Функция «Автоматическое ведение суточных ведомостей» из подсистемы оперативного управления может выполняться при реализации функции «Сбор и первичная обработка аналоговой и дискретной информации» из состава информационной подсистемы и непосредственно влияет на выполнение функций всех подсистем. Далее, функция «Формирование, обновление и архивирование БД нормального режима» относится только к информационной подсистеме, а функции регулирования напряжения, управления коммутационной аппаратурой, управления охлаждением автотрансформаторов (АТ) относятся к области управления оборудованием, но разделены по разным подсистемам.

На основе положений, отраженных в [61], необходимо произвести классификацию функциональных задач при разработке технического задания и последующей реализации АСУ ТП ПС-110 кВ в каждой региональной сетевой компании. В ходе проведения этих и последующих системных работ для РСК необходимо определить развернутую и универсальную классификацию функций по укрупненным системным направлениям. Эти направления характеризуются как подсистемы:

– информационных и управляющих функций;
– общесистемных функций и вспомогательных функций.

К информационным относятся функции, обеспечивающие сбор и обработку информации о состоянии и работе силового и вспомогательного оборудования подстанции в нормальном и аварийном режимах. А также контроль параметров и диагностику состояния оборудования, выполнение расчетов, представление информации диспетчерскому и эксплуатационному персоналу подстанции, обмен информацией с вышестоящими уровнями управления.

В свою очередь информационные функции подразделяются на:

– оперативные, выдающие информацию в реальном времени и используемые непосредственно в ведении техпроцессов и управлении оборудованием подстанции;

– неоперативные, направленные на документирование хода и результатов выполнения техпроцессов, проведения расчетов и анализа информации, создания оперативных и отчетных документов, планирования и проведения регламентных мероприятий.

К управляющим относятся функции, обеспечивающие формирование и выдачу управляющих воздействий на оборудование подстан-

ции в соответствии с режимными условиями, графиками, заданными уставками и т.п.

К общесистемным относятся функции, обеспечивающие базовую поддержку выполнения информационных и управляющих функций, загрузку и установку конфигурации системы. А также ведение единого времени, формирование и обновление БД нормального режима, переходных и аварийных процессов, генерацию и редактирование видеокадров, графических и табличных форм.

Комплекс программно-технических средств АСУ ТП подстанции. Предназначен для автоматизации технологических процессов по преобразованию и распределению электроэнергии на подстанции и выполняет следующие функции [1, 2, 29, 31, 36]:

– сбор, обработку и хронологическую регистрацию аналоговой и дискретной информации о работе оборудования в нормальном режиме;

– формирование, автоматическое обновление, архивирование информационной базы данных нормального режима работы;

– автоматическое составление и ведение суточных ведомостей;

– автоматическое регулирование напряжения согласно диспетчерскому графику;

– контроль энергопотребления и диагностику параметров режима, вышедших за пределы установленных норм;

– контроль и диагностику цепей оперативной блокировки и правильности выполнения оперативных переключений;

– контроль температуры и автоматическое управление охлаждением трансформаторов, контроль давления и учет наработки компрессорных установок;

– контроль сопротивления изоляции цепей постоянного тока;

– отображение схем подстанции в реальном масштабе времени.

Таким образом, как показано выше, АСУ ТП на основе трех уровней (нижнего, второго и верхнего) с комплексом программно-технических средств для подстанций 110 кВ и выше обеспечивают сбор дискретной и аналоговой информации о состоянии и работе силового оборудования. А также первичную обработку информации, контроль параметров, выявление и регистрацию событий нормального и аварийного режимов, накопление информации о параметрах аварийного режима, формирование и выдачу управляющих воздействий на исполнительные механизмы при проведении процедур управления с верхнего уровня системы.

АСУ ТП на верхнем уровне интегрирована в АСОТУ распределительным электросетевым комплексом 35 и 110 кВ, которая рассмотрена ниже.

2.3. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ КОМПЛЕКСОМ

АСОТУ содержит следующие функциональные блоки [4, 13, 18]:

– сбора и передачи информации;

– мониторинга состояния и диагностики оборудования в нормальных и аварийных режимах;

– оперативно-технологического управления.

Подсистема сбора и передачи информации. Обеспечивает надежное функционирование системы АСОТУ при передаче первичной информации:

– с объектов электрических сетей всех классов напряжений в ЦУС филиалов и районов электрических сетей;

– с подстанций напряжением 110 кВ на диспетчерские пункты филиалов ОАО «СО ЕЭС» (Системный оператор Единой энергетической системы) в соответствии с перечнем распределения оборудования и ВЛ по способу диспетчерского управления.

Первичной информацией являются:

– электрические режимные параметры первичного оборудования подстанций 35 – 110/6-20; 6 – 20/0,4 кВ и распределительных пунктов 6…20 кВ;

– положение анцапф устройств регулирования напряжения на силовых трансформаторах подстанций 35…110 кВ;

– положение заземляющих ножей линейных разъединителей на ВЛ 35…110 кВ (при наличии соответствующих датчиков на коммутационных аппаратах);

– состояние (положение) коммутационных аппаратов на подстанциях, пунктах секционирования и автоматического включения резерва, распределительных и соединительных пунктах;

– результаты цифровой обработки осциллограмм аварийных режимов на контролируемых присоединениях;

– состояние устройств РЗА и противоаварийной автоматики в нормальных и аварийных режимах работы электрической сети;

– другая дополнительная информация о состоянии инженерных систем сетевого объекта.

Объем сбора и передачи информации с подстанций 35…110 кВ для АСОТУ. Для оперативного контроля и управления сетевыми объектами 6…10 кВ предусмотрено [52]:

– телеуправление выключателями 6…20 кВ;

– телесигнализация положения выключателей 6…20 кВ, в том числе, об аварийном отключении выключателей;

– телесигнализация «земли» в сети и других неисправностей (сигнал о неисправности во вторичных цепях и др.);

– охранная сигнализация для распределительных пунктов 6…20 кВ и закрытых подстанций;

– телеизмерения тока и напряжения, интегральные телеизмерения для технического учета электроэнергии;

– пожарная сигнализация и другие дополнительные параметры.

Подсистема оперативно-технологического управления включает [20, 52]**:**

– контроль состояния сетевых объектов;

– анализ оперативной обстановки на объектах с Центров управления сетями и ИАЦ;

– организацию оперативных действий по локализации технологических нарушений и восстановление режимов сетевых объектов;

– организацию оперативного обслуживания подстанций, производства оперативных переключений, режимное и схемное обеспечение безопасного производства ремонтно-эксплуатационных работ в сетях;

– использование в работе системы советчика диспетчера по схемным и режимным вопросам;

– мониторинг сигналов от охранных систем и систем видеонаблюдения на подстанциях 35…110 кВ;

– контроль объектов без постоянного обслуживающего персонала с возможностью управления из Центров управления сетями.

Требования к системам связи и передачи данных ОТУ. Основные задачи сетей связи филиала [8, 52]:

– расширение набора предоставляемых услуг корпоративной и технологической связи;

– обеспечение сетевой информационной безопасности и работы в чрезвычайных ситуациях;

– повышение живучести и надежности функционирования сети в целях управления нормальными и аварийными режимами;

– передача всех видов информации в единой транспортной среде;

– возможность предоставления широкого набора современных услуг связи и создания новых информационных услуг;

– возможность интеграции сетей связи с сетями других ведомств, заинтересованных в создании сетей связи на базе инфраструктуры электроэнергетики.

Требования к выбору технических решений:

– для обеспечения надежности и живучести АСОТУ целевой моделью организации связи с подстанциями 35…110 кВ необходимо считать организацию двух независимых цифровых каналов связи с каждым объектом. При этом допускается в качестве временного решения использовать один цифровой спутниковый канал связи с резервированием по имеющемуся аналоговому каналу связи (ВЧ-канал, арендованный телефонный канал и др.). При возможности выбора технических решений, с учетом тенденции роста заинтересованности сторонних операторов связи в использовании объектов электросетевого комплекса для размещения своего оборудования (подвес ВОЛС, установка оборудования радиорелейных линий (РРЛ) и др.) – предпочтение следует отдавать организации цифровой связи на основе волоконно-оптических и цифровых беспроводных сетей связи с использованием кольцевой топологии сети;

– при проектировании средств и систем подвижной радиосвязи – предпочтительно использовать цифровые радиостанции и системы, обеспечивающие возможность быстрой настройки ведения переговоров между ЦУС и подвижными объектами по всей территории РСК (сеть связи с единым центром контроля и управления).

Принципы создания и развития сетей связи:

– переход на цифровые сети с применением нового оборудования и технологий;

– возможность гибкого и динамического изменения скорости передачи информации в зависимости от текущих потребностей и организации доступа к службам сетей связи независимо от используемой технологии (инвариантность доступа);

– организация полного набора традиционных служб связи и новых информационных служб с возможностью обеспечения требуемого качества обслуживания;

– независимость полноты технологических и корпоративных услуг связи от транспортных технологий;

– возможность управления службой, вызовом и соединением со стороны пользователя; создания новых сервисов с использованием стандартизированных средств;

– экономическая целесообразность использования создаваемой сети;

– удовлетворение потребностей различных потребителей, в том числе, в случаях чрезвычайных ситуаций.

Структура сетей связи обеспечивает сопряжение узлов связи на уровнях – филиал, РЭС, в том числе, с узлами связи магистральных

сетей и ОАО «ФСК ЕЭС», а также с узлами связи сети общего пользования Российской Федерации.

Техническая структура сетей связи формируется на основе:

– комплекса аппаратного обеспечения, в состав которого входят серверы, рабочие станции, локальные терминалы оператора, оборудование передачи данных (концентраторы, мосты, шлюзы и др.);

– комплекса программного обеспечения, в состав которого входят базовая операционная система; пакет прикладных программ, реализующих функции по анализу качества и планированию сети, передачи данных и поддержки локальных сетей и т.д.;

– сети передачи данных.

Техническая структура сетей связи обеспечивает на основе сертифицированных программно-аппаратных комплексов, поддерживающих функции самодиагностики, рассчитанных на круглосуточный непрерывный режим работы без профилактического обслуживания.

В состав сетей связи входят существующие и строящиеся линии и сети связи, а также арендованные каналы:

– кабельные линии связи и высокочастотные системы передачи по линиям электропередачи;

– волоконно-оптические линии связи и радиорелейные линии связи;

– сети радиосвязи (цифровая широкополосная система радиосвязи), цифровой спутниковой связи и телефонной связи.

Телефонная связь организуется на базе телефонной сети связи электроэнергетики, построенной по радиально-узловому принципу.

Система управления сетей связи формируется на базе центров управления и обеспечивает эффективное функционирование сетей связи. Архитектура сетей связи предполагает управление элементами сети, сетью в целом и техническим обслуживанием и ремонтами сетевых объектов. На всех уровнях управления обеспечиваются функции устранения неисправностей; изменения конфигурации сети; надежности и качества передачи, безопасности информации. Для безотказной работы систем управления сетей связи предусмотрено дублирование основных критичных для функционирования системы компонентов – баз данных, серверов и каналов управления.

Требования к оборудованию ЦУС уровня филиала и РЭС. Информационные системы ЦУС филиала обеспечивают [13, 52]:

– наблюдение за состоянием РЭСК, контроль положения коммутационных аппаратов объектов, измерение и расчет потокораспределения, выдачу команд телеуправления объектами в соответствии с Перечнем распределения оборудования по способу управления;

– получение информации о местоположении подвижных бригад с использованием средств GPS;

– возможность ведения переговоров с оперативно-ремонтной (ОРБ) и оперативно-выездной (ОВБ) бригадами как во время их движения, так и при нахождении (выполнении работ/операций) на объектах управления;

– прямые телефонные каналы с объектами управления и диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС»;

– прямые линии связи с центрами приема и обработки вызовов и доступ к функциональности SAP.

Система коллективного отображения информации ЦУС филиала. Строится на базе видеостены (видеокубов) с возможностью вывода схем на картографической основе. Не рекомендуется при проектировании ЦУС филиалов использовать мозаичные мнемосхемы.

Система коллективного отображения информации ЦУС уровня РЭС строится с использованием мнемосхем, позволяющих отображать положение коммутационных аппаратов и развернутые схемы 6…10 кВ. Крупные ДП РЭС оснащаются видеостеной, параметры которой выбираются и согласовываются на этапе разработки Технического задания на проектирование. При разработке схем организации каналов передачи данных вновь строящихся и реконструируемых объектов – в качестве типового решения следует принимать схему передачу телеинформации с объекта в ЦУС филиала с резервированием каналов связи.

При реконструкции объектовой системы телемеханики подстанций, оборудование которых находится в управлении ДП РЭС, в качестве типового решения обеспечивается прямая передача данных телеметрии в ЦППС ЦУС филиала с организацией удаленного доступа к этой информации оперативного руководителя ДП РЭС с использованием «тонкого клиента». Допускается прямая передача в ДП РЭС данных телеметрии по используемым протоколам для повышении надежности работы системы телеметрии.

Таким образом, организация АСОТУ как высшего звена КИСУ РЭСК основана на технической структуре сетей связи РСК, а также интеграции подсистем контроля и учета электроэнергии, технологических процессов на подстанциях и оперативно-технологического управления электросетевым комплексом 35 и 110 кВ в филиалах региональных сетевых компаний ОАО «МРСК Центра».

Системы оперативно-технологического управления электросетевыми комплексами рассмотрены ниже в главе 3.

ВЫВОДЫ

1. АСКУЭ потребителей на основе микропроцессорных устройств сбора и передачи информации позволяет организовать трехуровневую систему коммерческого и технического учета электроэнергии, базирующуюся на высоконадежной операционной системе «жесткого» реального времени с решением новых задач по управлению производством.

2. АСУ ТП на подстанциях 110 кВ и выше с ПТС обеспечивают территориальный сбор дискретной и аналоговой информации о состоянии и работе силового и коммутационного оборудования. А также контроль параметров, выявление и регистрацию событий нормального и аварийного режимов, формирование и выдачу управляющих воздействий на исполнительные механизмы при проведении процедур управления автономно или по командам с верхнего уровня системы.

3. АСОТУ верхнего уровня на основе технической структуры сети связи, подсистем контроля и учета электроэнергии, технологических процессов на подстанциях и оперативно-технологического управления электросетевым комплексом 35 и 110 кВ обеспечивает оптимальное функционирование двухуровневой КИСУ РЭСК в рамках каждого филиала региональных сетевых компаний ОАО «МРСК Центра».

3. СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМИ КОМПЛЕКСАМИ

Проведен анализ регламентированных систем оперативно-технологического управления электрическими сетями с целью классификации их структур и дальнейшего выбора для организации иерархической интегрированной двухуровневой АСОТУ центра управления сетей региональной сетевой компании.

Современное управление системой распределения и потребления электроэнергии в сетевых комплексах может быть эффективным лишь при наличии автоматизированных систем оперативно-технологического управления сетей. В то же время все большее число районов электрических сетей РСК оснащает подстанции цифровыми устройствами релейной защиты и автоматики, регистраторами аварийных событий и счетчиками электроэнергии. Поэтому для каждой РСК появилась конкретная цель создания единой автоматизированной системы, способной решать задачи, как диспетчерского контроля сетей, так и управления технологическими процессами подстанций на базе современных микропроцессорных систем.

3.1. ЖЕСТКАЯ СТРУКТУРА

Неинтеллектуальный пункт управления и контролируемый пункт. Автоматизацию контролируемых подстанций в РСК осуществляет комплекс специализированных устройств исполнения команд и сбора, управления и передачи информации на расстояние, представляющий собой СТМ.

Согласно [60] СТМ объединяет в любой комбинации такие понятия, как: телерегулирование и телесигнализация (ТС), телеизмерение (ТИ) и телерегулирование (ТР). Как правило, СТМ строятся по жесткой структуре. На примере одной из них – устройства ТМ-800 – рассмотрим принцип построения жесткой структуры.

Система ТМ-800 предназначена для телеуправления двухпозиционными объектами, телесигнализации и телеизмерений текущих значений параметров по вызову и выделенной двухпроводной кабельной линии связи или дуплексного канала тонального телеграфирования. Структурная схема устройства ТМ-800 включает (рис. 3.1):

– пункт управления (ПУ), который предназначен для задания режима опроса КП с целью получения информации о состоянии двухпозиционных объектов ТС, ТИТ и передачи команд ТУ;

– контролируемый пункт (КП), предназначенный для сбора и передачи объема информации о состоянии двухпозиционных объектов ТС, ТИТ и выполнения команд ТУ;

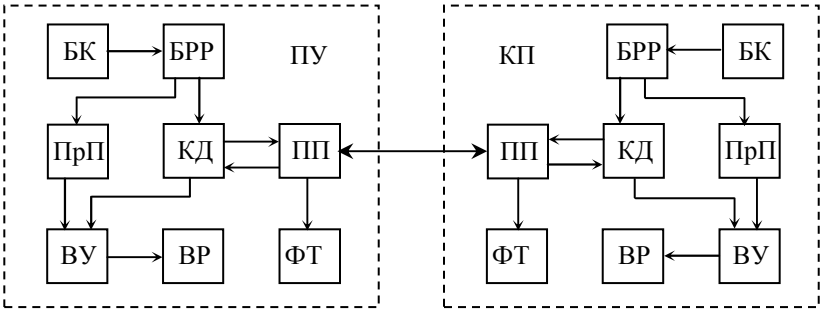

Рис. 3.1. Структура системы ТМ-800

– блок режимов работ (БРР), который задает алгоритм работы всем узлам аппаратуры ПУ и КП и производит временное распределение сигналов ТУ и ТС

– бесконтактные ключи (БК), обеспечивающие ввод информации ТУ, ТС, ТИТ в устройствах ПУ и КП;

– выходные реле (ВР), обеспечивающие коммутацию исполнительных цепей ТУ, ТИТ, ТС;

– выходные усилители (ВУ), используемые в качестве согласующих элементов между триггерами памяти (в ПрП) и выходными реле ВР;

– кодер – декодер (КД), служащий для повышения достоверности информации ТУ, ТС;

– приемопередатчик (ПП), предназначенный для усиления принимаемых и передаваемых информационных сигналов и гальванической развязки цепей аппаратуры телемеханики с каналом связи;

– промежуточная память (ПрП), служащая для промежуточного хранения принятой информации во время проверки ее достоверности КД;

– формирователь тактовых импульсов (ФТИ), обеспечивающий формирование тактовых импульсов и коррекцию фазового рассогласования;

– канал связи (КС), предназначенный для соединения ПУ с КП по проводной линии связи или дуплексному высокочастотному каналу тонального телеграфирования.

Принцип работы устройства ТМ-800 основан на передаче информации в виде ТУ, ТС, ТИТ с использованием временного разделения сигналов, передаваемых в виде кодовых комбинаций, с применением циклического кода Файра с образующим полиномом, позволяющего обнаруживать ошибки нечетной кратности, обрабатываемые по частоте при передаче их по каналу связи.

Анализ жесткой структуры устройства ТМ-800 выявляет следующие характеристики, присущие всем устройствам телемеханики, построенным по этому принципу: неинтеллектуальный ПУ – неинтеллектуальный КП обеспечивают высокую надежность выполняемых функций ТУ и ТС, ТИ и ТР, но при относительно малой информационной емкости и низкой скорости передачи информации. Поэтому система по жесткой структуре не позволяет в полной мере реализовать автоматизацию контролируемых подстанций в районах электрических сетей РСК.

Интеллектуальный пункт управления и неинтеллектуальный контролируемый пункт. Применение микропроцессоров и микроЭВМ в телемеханике привело к существенному изменению СТМ. Согласно [60] эти устройства вычислительной техники могут работать двояко:

1. Путем использования имеющихся в устройствах вычислительной техники (УВТ) и необходимых для построения СТМ высококачественных узлов и блоков (регистров, дешифраторов и др.).

2. Путем использования узлов и блоков УВТ и отдельных функций, свойственных вычислительной машине. Это расширяет возможности СТМ, улучшает их параметры, повышает надежность. Структура системы телемеханики при этом существенно изменяется и возникает телемеханический вычислительный комплекс (ТВК).

Рассмотрим структуру ТВК Гранит, построенного по принципу (п. 2): интеллектуальный (гибкий) ПУ – неинтеллектуальный (жесткий) КП.

Комплекс Гранит предназначен не только для выполнения обычных для систем телемеханики функций ТУ и ТС, ТИ и ТР. Он производит обработку информации для регистрации ее различной аппаратурой представления на мнемосхемах, аналоговых и цифровых приборах, сравнивает измеряемые параметры с уставками, вводит данные в ЭВМ и работает по любому каналу связи, включая выделенные проводные линии, полосу частот или радиотракт.

Структурная схема телекомплекса Гранит представлена на рис. 3.2, где:

– ПУ – пункт управления, обеспечивает программную обработку, прием, передачу и отображение разнородной информации с помощью двух микроЭВМ, работающих независимо друг от друга с целью повышения надежности и производительности;

– КП – контролируемый пункт, обеспечивает ввод, вывод, ретрансляцию разнородной информации без ее представления местному персоналу;

– БПдИ – блок передачи информации, служит для ввода информации с пульта (щита) диспетчера или от блока связи с микроЭВМ и дальнейшей передачи ее в регистр сдвига БРР;

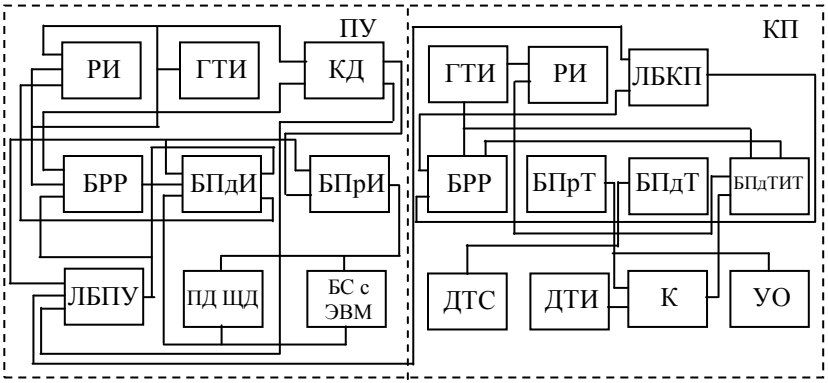

Рис. 3.2. Структура телекомплекса Гранит

– БПрИ – блок приема информации, принимает информацию адреса контролируемого пункта;

– БПдТС – блок передачи сигналов ТС, формирует коды номера группы объектов и их состояние;

– БПдТИТ – блок передачи сигналов ТИТ, передает команды телеуправляемых величин текущих значений;

– БПрТУ – блок приема сигналов ТУ, служит для проверки правильности принятой команды (кодовой комбинации) сигналов ТУ;

– БС – блок связи, организует связь устройства ПУ с микроЭВМ;

– ГТИ – генератор тактовых импульсов, создает тактовые импульсы для синхронизации блоков ПУ и КП;

– КД – кодер – декодер (в составе БРР), служит для повышения достоверности информации ТС, ТИТ, ТР;

– К – коммутатор (в составе БРР), предназначен для адаптирования к реальной системе связей внутри системы устройства КП;

– ЛБПУ – линейный блок ПУ, передает информацию на КП;

– ЛБКП – линейный блок КП, принимает информацию на КП;

– ПД (ЩД) – пульт диспетчера (щит диспетчера), служит для управления (отображения информации на ПУ);

– ДТС, ДТИТ и ДТИИ – датчики: телесигнализации; телеизмерений текущих значений; телеизмерений интегральных величин, соответственно;

– КС – канал связи, необходим для соединения ПУ с КП по проводной линии, полосе частот или радиоканалу.

В основу работы телекомплекса ГРАНИТ положен принцип временного разделения и групповой (кадровой) передачи – приема информации.

На ПУ координацию работы элементов осуществляет внутриблочный контроллер, а обмен информацией между микроЭВМ и остальной аппаратурой устройства ПУ осуществляется через системную централь, т.е. радиальный контроллер. На КП собранная информация от датчиков ТС, ТИТ, ТИИ по тому же принципу временного разделения передается на ПУ, а также принимаются с ПУ команды ТУ, ТР на исполнительные механизмы устройств отключения (УО).

Из рассмотренного примера видно, что структура телекомплексов, построенная по принципу: интеллектуальный (гибкий) ПУ – неинтеллектуальный (жесткий) КП, обеспечивает высокие: надежность, информационную емкость и скорость передачи выполняемых функций ТУ, ТС, ТИ, ТР территориально сосредоточенных или распределенных подстанций. Но жесткая структура КП не обеспечивает локальную автоматизацию и местное управление подстанциями.

3.2. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СТРУКТУРА

Интеллектуальный пункт управления – интеллектуальный контролируемый пункт. Телеинформационная система. При большом и сложном управляемом процессе диспетчер не успевает своевременно перерабатывать большой объем поступающей информации без электронно-вычислительной машины (ЭВМ). Совокупность СТМ и ЭВМ образует телеинформационную систему (ТИСис).

В ТИСис часть информации от объекта поступает непосредственно на пульт управления диспетчеру, однако большая часть информации обрабатывается сначала ЭВМ, а затем в обобщенном виде представляется диспетчеру, что значительно облегчает его работу, уменьшает вероятность ошибки при управлении, повышая его эффективность.

СТМ, работающие в ТИСис, имеют следующие особенности:

– большой объем и сложность, что связано с передачей значительного объема информации и необходимостью применения дополнительной аппаратуры для промежуточной обработки информации;

– наличие аппаратуры, позволяющей осуществить процесс управления как от диспетчера, так и автоматически; возможность передачи информации от управляемых объектов к ЭВМ и от ЭВМ к объектам;

– наличие аппаратуры сопряжения устройства телемеханики с ЭВМ и без нее.

Подробно структуру: интеллектуальный ПУ – интеллектуальный КП рассмотрим на примере системы АИСТ [60]. Адаптивная телеинформационная система АИСТ предназначена для передачи оперативной информации в диспетчерские пункты, распределяющие электроэнергию, и для управления высоковольтной коммутационной аппаратурой на электростанциях и подстанциях.

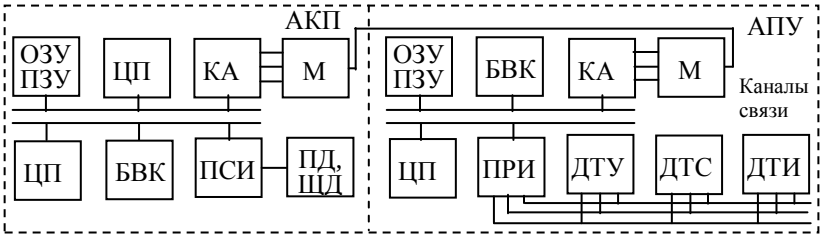

Рис. 3.3. Структура системы АИСТ

Структурная схема системы АИСТ представлена на рис. 3.3.

В ее состав входят:

– АПУ – автоматизированный пункт управления, необходим для передачи и защиты информации в системе двоичным кодом (типа кода Хемминга) и защиты по нечетности каждых трех информационных символов;

– АКП – автоматизированный контролируемый пункт, предназначен для передачи информации в системе двоичным кодом режимами: адаптивным, циклическим, квазициклическим;

– БВК – блок визуального контроля, служит для контроля аппаратуры при поиске неисправностей и записи программ;

– КА – канальный адаптер, передает информацию в последовательном коде;

– М – модем, организует модуляцию–демодуляцию сигналов информации;

– ОЗУ, ПЗУ– оперативно и постоянно-запоминающие устройства, служат для оперативного и постоянного хранения информации;

– ПСИ – последовательный интерфейс, предназначен для кодировки и декодировки информации, передачи ее с адресом в ЦП, а также для сообщения, получена ли она с ошибкой или без нее;

– ПРИ – параллельный интерфейс, принимает кодированную информацию от аппаратов ТС, ТИ по специальной программе;

– ПД, ЩД – пульт и щит диспетчера служат для управления и отображения информации на ПУ;

– УАСПП – универсальный синхронно-асинхронный программируемый приемопередатчик (входит в состав ПСИ), преобразует параллельный код, полученный из микропроцессора, в последовательный код и выдает его в код из модема в параллельное 8-разрядное слово и в канал данных микропроцессора;

– ЦП – центральный процессор, по программе получает информацию от канального адаптера и размещает ее в ОЗУ (на ПУ);

– ДТУ, ДТС, ДТИ – датчики телеуправления, сигнализации, измерения служат для управления, контроля и сбора информации с КП;

– КС – канал связи, соединяет ПУ с КП по проводной линии или частотно-выделенной.

В основу построения системы АИСТ положены принципы адаптивности передачи всех видов информации, программируемости выполняемых функций, одновременности принятия информации по разным каналам связи от разнотипных передающих устройств и квазицикличности передачи.

Из анализа видно, что структура ТИСис АИСТ – интеллектуальный ПУ – интеллектуальный КП, позволяющий обеспечивать высокие: надежность, информационную емкость и скорость передачи выполняемых функций ТС, ТУ и ТИ сосредоточенных и распределенных объектов. Но устаревшая элементная база с узловым принципом построения не позволяет осуществить внедрение данной системы в районах электрических сетей.

Телеуправляемый комплекс. По мере совершенствования оборудования для подстанций различные компоненты телемеханики, релейной защиты и учета электроэнергии все чаще дублируются. Лучшим решением, очевидно, следует считать комплексное решение автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) подстанции, выполняющей функции всех подсистем.

Поэтому в последнее время появились телеуправляемые комплексы (ТУК) на базе современной цифровой техники, ставящие своей целью реализацию АСУ ТП подстанции. К таким комплексам относится, например, Компас ТМ 2.0 [76]. Компас ТМ 2.0 предназначен для автоматического и автоматизированного контроля и управления территориально сосредоточенными технологическими процессами с использованием различных видов каналов связи. Обеспечивает функции ТУ, ТС, ТИ, ТР, аварийных сигналов автоматики релейной защиты с отображением этих функций на мониторе ПЭВМ и/или мнемоническом щите, а также учет расхода энергоресурсов (выделенная подсистема АСКУЭ).

Структурная схема телекомплекса Компас ТМ 2.0 включает (рис. 3.4):

– ПУ – пункт управления, с помощью базового программного обеспечения выполняет полный набор автономных сервисных средств, обеспечивающих создание, коррекцию и загрузку в контроллеры служебной информации, формирование мнемосхем для отображения телеинформации на экран монитора ПЭВМ и диспетчерский щит;

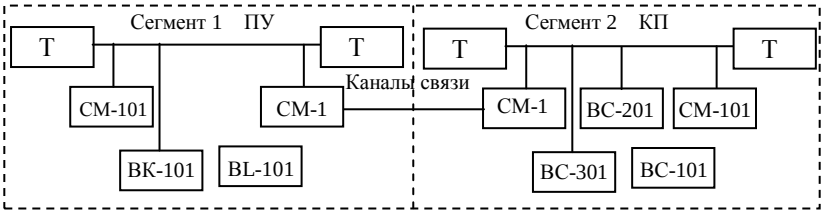

Рис. 3.4. Структура телекомплекса Компас ТМ 2.0

– КП – контролируемый пункт, выполняет функции по сбору информации о состояниях и значениях параметров объектов контроля и передаче этой информации на ПУ, а также по диспетчерскому управлению приводами;

– СМ-101 – модем с функциями контроллера ввода/вывода, организует позиционную работу в составе устройств ПУ (канальный адаптер) и КП (сервер устройства КП с функциями модема). Функции определяются загружаемым резидентным программным обеспечением во внутреннее FLASH ПЗУ и последующей параметризацией через ПЭВМ;

– ВК-101 – микроконтроллер ключей щита, предназначен для распределенного монтажа ключей мнемонического щита. Информационная емкость 16 ключей;

– BL-101 – микроконтроллер индикаторов щита, служит для распределенного монтажа единичных светодиодных индикаторов мнемонического щита. Информационная емкость: 16 единичных индикаторов;

– ВС-301 – микроконтроллер ТУ, необходим для распределенного монтажа на КП цепей ТУ. Информационная емкость: 8/16 каналов типа СДУ 2;

– ВС-201 – микроконтроллер ТС/ТИИ, применяют для распределенного монтажа на КП цепей ТС/ТИИ. Информационная емкость: 8 каналов типа ДС1;

– ВС-101 – микроконтроллер ТИТ типа АС 2 (+5 мА), вводит сигналы ТИТ. Информационная емкость: 8 каналов, процессор С 51 – 24 МГц, канал RS-485, энергонезависимая память 32-х событий, часы реального времени, электрически репрограммируемая память пользовательских параметров;

– СМ-1 – микроконтроллер связи, с помощью программы TMODEM производит настройку параметров модема и проверку отдельного канала передачи данных на прием или передачу;

– КС – канал связи соединяет ПУ с КП по физической двухпроводной линии; некоммутируемому каналу (с двух- и четырехпроводным окончанием) в тональной и/или надтональной части спектра; стандартному коммутируемому каналу с двухпроводным окончанием, цифровому каналу.

Принцип работы телекомплекса Компас ТМ 2.0 основан на централизованном или децентрализованном управлении контроллерами, образующими сегменты магистрали стандарта RS-485, свойства которых определены аппаратной реализацией и кодом резидентского программного обеспечения и параметризацией специальной управляющей информации, а взаимосвязь между сегментами (объектами) осуществляется через конверторы протоколов и контроллеры связи.

Структуры телеуправляемых комплексов интеллектуальный ПУ – интеллектуальный КП от других систем отличают высокие: надежность, информационная емкость и скорость передачи выполняемых функций ТУ и ТС, ТИ и ТР, территориально сосредоточенных и распределенных подстанций. Телеуправляемые комплексы на предприятиях электрических сетей получили широкое применение. Но телемеханические системы на базе телекомплексов создаются, как правило, методом агрегатирования из большого набора номенклатурных изделий, что делает данную систему довольно громоздкой и негибкой в управлении.

3.3. ЛОКАЛЬНЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ

АСУ концерна Asea Brown Boveri (ABB) на базе программных и аппаратных средств MicroSCADA. Предлагаемая система SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition – с англ. Диспетчерское управление и сбор данных) [78] функционирует на базе операционной системы Microsoft Windows NT с помощью ПК и микропроцессорной техники, охватывает все уровни предприятия: ПС – РЭС.

Уровень ПС: сбор и передача данных, выполнение функций РЗА, управление переключениями. Устанавливаются дистанционно-управляемые выключатели нагрузки DTU, контроллеры процесса RTU 211/232, цифровые терминалы релейной защиты, микропроцессорные счетчики электроэнергии ALHPA, которые осуществляют сбор и передачу данных. На крупных подстанциях могут устанавливаться локальные системы управления подстанцией на базе системы диспетчерского управления MicroSCADA.

Уровень РЭС: анализ базы данных основных и распределительных сетей, моделирование переключений, режим и переключение сети в режиме реального времени.

На диспетчерских центрах применяется система управления сетями на базе MicroSCADA, в качестве составной части которой функционирует система коммерческого учета электроэнергии, а ПО OPEN++ (графическая информационная система для распределительных сетей), позволяющее вести базу данных по оборудованию, проводить расчеты, моделировать переключения, отслеживать работу опера-

тивно-выездных бригад, отображать режим и коммутационную схему сети на фоне карты местности в масштабе реального времени.

Структура системы управления некоторой распределительной сетью, построенной на основе технологии MicroSCADA, как правило, содержит следующие подсистемы и устройства:

– подсистему верхнего уровня;

– подсистему нижнего уровня;

– устройства связи, объединяющие подсистемы в информационно-вычислительный комплекс.

Подсистема верхнего уровня, расположенная в диспетчерском центре, включает:

– сервер базовой системы MicroSCADA;

– сервер прикладных программ;

– графические рабочие станции операторов (в том числе удаленные);

– периферийное оборудование (принтеры, устройства аудио- и видеосигнализации, внешние часы, мнемощит и т.п.);

– фронтенды (серверы связи), которые связаны с локальной вычислительной сетью.

Сервер прикладных программ и сервер связи могут быть интегрированными с сервером базовой системы.

Подсистему нижнего уровня образуют устройства процесса:

– удаленные терминалы (RTU);

– программируемые логические контроллеры (PLK);

– устройства телемеханики (УТМ);

– релейные устройства и т.д.

Связь подсистем верхнего и нижнего уровней осуществляется с помощью устройств дистанционной связи (линии и каналы связи, модемы, адаптеры и т.п.).

В случае иерархической структуры управления системой MicroSCADA диспетчерские центры могут связываться в единую информационную сеть через фронтенды и устройства дистанционной связи. Сеть MicroSCADA может подключаться к другим ДЦ, базирующимся на оборудовании другого исполнения.

MicroSCADA – программируемая система контроля и управления технологическим процессом (распределительной сетью), функционирующая на базе персональных компьютеров и микропроцессоров, которая обеспечивает выполнение следующих функций:

– сбор и первичная обработка информации телеконтроля (ТС и ТИ) от устройств процесса;

– организация и ведение оперативной базы данных (БД) процесса, обновляемой в темпе процесса;

– дополнительная обработка информации, расчеты, формирование ретроспективных отчетов и сохранение их в специальной неоперативной БД;

– контроль над состоянием объектов, формирование предупреждающих и аварийных сигналов, сообщений, управление аварийными событиями и сигналами;

– ручной ввод данных и команд управления с помощью средств человеко-машинного интерфейса;

– формирование и передача команд телеуправления устройством процесса с предварительной проверкой возможности операций;

– выполнение автоматических процедур управления по заданным условиям;

– контроль и управление доступом пользователей системы;

– автоматическая самодиагностика состояния оборудования системы управления, устройств связи и устройств процесса;

– автоматизация ведения оперативной диспетчерской документации установленной формы;

– обеспечение обмена информацией с другими программными пакетами, БД и АСУ на данном или верхнем уровнях управления;

– системное обслуживание и администрирование системы;

– графический интерфейс пользователей для взаимодействия с системой управления, построенной по стандартам Windows;

– циклическая синхронизация системного времени и ряд других функций.

Базовые функции системы управления регулируются стандартным программным обеспечением базовой системы MicroSCADA. Дополнительные необходимые пользователям функции могут быть включены в систему из библиотек стандартных функций LIB5XX, реализованных с помощью языка программирования SCIL, или обеспечены за счет использования стандартных прикладных пакетов программ производства ABB, благодаря модульной структуре ПО и открытости системы.

Предлагаемые ABB прикладные пакеты Integra и Opera (Open++) реализуют специальные функции в задачах планирования и управления работой электрических распределительных сетей среднего (СН) и низкого напряжения (НН) на базе системы MicroSCADA.

За счет модульного принципа реализации функций в системе MicroSCADA при установке системы на конкретном объекте реализуется только необходимый набор функциональных возможностей, что позволяет найти оптимальное решение.

Основная программа MicroSCADA не содержит функций прикладных программ, которые принято называть «приложениями», но представляет средства для их создания и функционирования.

Все функции приложений в системе MicroSCADA размещены на одном уровне программного обеспечения, который может изменяться и расширяться (в том числе прошедшими подготовку пользователями) без изменения основной программы (ядра).

Процедура проектирования приложения, для конкретного пользователя, включает в себя создание совокупности необходимых определений для базы данных процесса, а также разработку набора изображений, диалоговых окон и SCIL-программ управления ими в связи с определенными моментами времени и/или событиями в процессе.

Разработка осуществляется с помощью входящих в состав системы инструментальных средств. В результате получается программный пакет для конкретного приложения, реализующий требуемый набор функций контроля и управления. На платформе одной базовой системы MicroSCADA могут работать до 100 приложений.

Разработка прикладной программы выполняется при помощи библиотек стандартных функций приложений под названием LIB500, LIB510 и/или путем программирования на специальном языке программирования системы MicroSCADA – объектно-ориентированном языке высокого уровня SCIL.

Библиотеки LIB5XX обеспечивают быстрое проектирование приложения для стандартных решений в области управления распределительной электрической сетью СН/НН, в то время как программирование на языке SC позволяет создавать разнообразные по функциям приложения в различных прикладных областях с учетом потребностей пользователей.

Подсистема коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) SMR (SCADA Meter Reading) на базе системы MicroSCADA является одной из прикладных задач комплексной системы управления, использующей микропроцессорные счетчики электроэнергии типа Альфа производства ABB.

Система SMR предназначена для контроля над потреблением электроэнергии в режиме близком к реальному времени и управления данными по потреблению электроэнергии. Выставляет счета, ведет расчет оплаты и сбор данных по «профилю нагрузки» – графику усредненных по задаваемым интервалам времени значений мощности за сутки, их обработку, архивирование и передачу при необходимости в другие системы управления или прикладные подсистемы обработки данных.

Техническое решение на базе SMR включает сервер с необходимым программным обеспечением для связи со счетчиками, а также для обработки оперативно собираемых с них «сырых» данных для наглядного отображения, создания отчетов. Необходимо также использование специального оборудования (платы связи и оптоэлектронных пре-

образователей) для подключения сервера SMR к счетчикам через оптическое волокно. Счетчики подключаются по оптоволоконной петле. Связь по типу «точка – точка» и «точка – многоточка» обеспечивается по выделенным линиям по специальному Альфа-протоколу. Возможности системы SMR могут быть использованы на различных уровнях как отдельная система или как подсистема комплексной подсистемы автоматизации подстанций, системы управления сетями.

Интерфейс пользователя. Оператор контролирует процесс путем просмотра на экране монитора изображений, генерируемых системой автоматически или вызываемых с помощью разнообразных меню и пиктограмм. Подает команды управления (просматривает результаты измерений) путем выбора графического образа управляемого (измерительного) устройства на технологической схеме (однолинейной, структурной, мнемонической или топологической) и нажатия с помощью мышки на функциональные ключи, расположенные в окне контекстного диалога на экране монитора. Ручной ввод (редактирование) данных осуществляется с помощью клавиатуры.

Процесс может контролироваться и управляться оператором вручную или автоматически, либо сочетанием указанных способов. Процедура ручного управления начинается с вызова нужного изображения или диалогового окна оператором. Процедура автоматического управления запускается в заранее заданные моменты времени, периодически, при определенных событиях в процессе, пользовании, при проверках и т.д. и заключается в выполнении составленных заранее SCIL-программ.

Контроль и управление самой системой MicroSCADA выполняется по тем же принципам, что и контроль и управление процессом. Система обеспечивает возможность одновременного показа нескольких процессов (нескольких изображений MicroSCADA) в различных окнах на 1 – 3 мониторах рабочей станции оператора и оперативного состава, изменения и размещения этих окон на экране. Эта способность позволяет параллельно, на одном рабочем месте, контролировать процесс, управлять системой и проектировать приложения.

В состав программных средств базовой системы входят:

– главная программа (ядро), обеспечивающая согласованное функционирование всех компонентов системы (SYS500);

– система управления базами данных реального времени (БДРВ) для оперативной информации и неоперативной БД для архивирования ретроспективных данных, использующая современные методы обработки информации;

– инструментальные средства для конфигурирования и описания физических, логических и информационных объектов системы управления (TOOL), а также объектов данных (SIGTOOL);

– библиотеки стандартных функций контроля и управления процессом для ускорения разработки прикладных программ (LIB500, LIB510);

– объективно-ориентированный язык высокого уровня для реализации специальных функций прикладного программного обеспечения с помощью макрокоманд (SCIL);

– оригинальный графический редактор для разработки полнографического пользовательского интерфейса (Visual SCIL), включающий редакторы изображений, представлений, диалога;

– вспомогательные инструментальные средства (конверторы языка, протоколов, навигатор по объектам системы);

– коммуникационное программное обеспечение для осуществления связи между компонентами и узлами системы (NET);

– широкий спектр поддерживаемых стандартных интерфейсных средств для стыковки с другими пакетами программного обеспечения и базами данных (SQL/ODBC, DPE, API, CPI), а также ряд открытых протоколов ведущих производителей контроллеров процесса.

Система MicroSCADA базируется на использовании персональных компьютеров с процессором Intel Pentium и другого стандартного компьютерного оборудования широко известных производителей.

Требования к аппаратной части системы определяются масштабами объекта автоматизации, набором используемых функций контроля, управления и техническими условиями их реализации.

Базовая система MicroSCADA версии 8.4.2 функционирует на основе операционной системы Microsoft Windows NT4.0. Функциональные возможности системы MicroSCADA, эффективность ее применения значительно повышены с применением в качестве устройств телемеханики дистанционных терминальных устройств (контроллеров процесса) RTU 211.

Удаленный терминал RTU 211 является стандартной системой телеуправления, предназначенной для использования в системах управления сетями. RTU 211 легко адаптируется к различным средам передачи и различным режимам трафика. Он имеет микропроцессорное управление, модульную структуру и разработан для применения на объектах с количеством сигналов (ТУ, ТС, и ТУ) в диапазоне от 20 до 1800. RTU 211 позволяет гибко программировать режимы сбора, первичной обработки и передачи данных, может обеспечивать выполнение ряда программируемых функций локальной автоматизации (ЛАФ).

Сбор и выдача данных процесса выполняется платами ввода/вывода. Каждая из таких плат имеет свой рабочий процессор, который выполняет основные функции ввода/вывода и предварительной обработки данных. Это снижает нагрузку на рабочий процессор центрального управляющего блока и на среду передачи данных, обеспе-

чивая тем самым высокую производительность обработки сигналов. ЛАФ-программы можно использовать различным образом, например, для реализации предварительно составленных программ переключений, отключений и заземлений, замены сборных шин, включения на параллельную работу трансформаторов и т.п.

Такие программы могут быть выполнены автоматически, с надлежащим учетом состояния цепи управления, блокировок и проверки достоверности измеренных величин. Неспособность выполнить условия переключения может быть определена и служит критерием для прекращения программы переключений. Для подготовки, тестирования и загрузки ЛАФ-программ используется специальная программа (RTS), работающая на автономном ПК.

Следовательно, структура АСУ концерна ABB на базе системы MicroSCADA обеспечивает надежность электроснабжения потребителей, быструю локализацию поврежденных участков и ликвидацию аварий, оптимизацию режима и уменьшение потерь в сети, организацию коммерческого учета и качество электроэнергии. Высокая стоимость программных и аппаратных средств не способствует широкому внедрению системы на предприятиях электрических сетей, но есть опыт применения на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), государственных районных электростанциях (ГРЭС), а также для электроснабжения нефтепромыслов.

Программно-технические комплексы. Бурное внедрение в технику автоматизированного управления с помощью микропроцессоров и цифровых ЭВМ последнего поколения позволило разработать программные технические комплексы (ПТК) и создать системы управления и контроля всего технологического цикла: сбора, обработки, передачи информации, а также управления подстанциями в режиме реального времени.

К таким комплексам относится, например, программно-технический комплекс SMART – совместная разработка РТСОФТ и ЦДУ ЕЭС России, г. Москва [79]. Программный технический комплекс SMART предназначен для оперативно-технологического контроля и управления территориально распределенными технологическими процессами, представляя собой недорогие открытые системы для промышленной автоматизации и обработки данных (см. рис. 3.5).

Принцип работы комплекса SMART основан на программируемости при помощи инструментального пакета программ ISAGRAF, реализующих языки программирования логических контроллеров в соответствии со стандартом IEC 1131-3 и компилятора Ultra C для языка программирования реального времени ANSI-C. Контроллеры могут быть использованы как программируемый микроконтроллер и как компьютерная система, работающая в реальном времени.

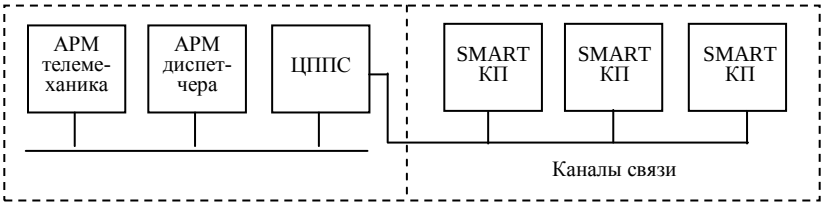

Рис. 3.5. Структура комплекса SMART

Для обеспечения максимальной эффективности, в контроллере предусмотрено использование принципа модульности. Пользователь, в зависимости от своей задачи, комплектует контроллер SMART, выбирая: вид процессора и модуль-носитель; вид полевой шины или последовательного интерфейса; необходимые модули ввода-вывода.

Комплекс SMART содержит функциональные контроллеры SMART I/O, SMART 2, SMART-КП и блок АЦП SM-ADC 32 M. Контроллеры SMART I/O и SMART 2 являются двумя параллельными линиями ПЛК, взаимодополняющими друг друга и использующими общую элементную базу как на уровне микросхем, так и на уровне модулей ввода-вывода.

Устойчивая к сбоям операционная система реального времени OS-9 и пакет ISAGRAF позволяют легко создавать потребителям мощное, устойчивое прикладное программное обеспечение систем автоматизации, а сетевые возможности (MOBUS, PROFIBUS-FMS, PROFIBUS-DP, CAN) – любую по степени сложности и разветвленности ее децентрализацию.

Совместимость программного обеспечения с контроллерами среднего и верхнего уровней (IUS, VME) позволяет переносить программное обеспечение, в случае необходимости, на более мощные контроллеры и создавать многоуровневые системы без переучивания персонала предприятия.

Системы SMART более производительны, чем неинтеллектуальные дистанционные системы ввода-вывода, поскольку они поддерживают локальный интеллект – решение локальных задач производится на месте, без занимающего много времени обмена информацией с верхним уровнем.

Контроллеры SMART I/O и SMART 2 спроектированы на базе процессора MC 68302 фирмы Motorola, микросхема которого содержит два микропроцессора. Один из них является стандартным процессором 68 H000 с частотой 20 МГц, а второй – коммуникационным процессором с сокращенным набором команд (RISC). RISC – процессор, использующийся для реализации протокола промышленных шин и связи с

модулями ввода-вывода. Тем самым основной процессор освобождается для решения задач логического управления и измерений. Энергонезависимая память SRAM с батарейной поддержкой (в SMART I/O) или с суперконденсатором GolCap в SMART 2, а также FLASH EPROM (электрически стираемая и записываемая постоянная память) обеспечивают надежное и длительное хранение прикладной программы и данных. Основой контроллеров SMART I/O является модуль SMART-BASE, в состав которого входят преобразователь постоянного тока, центральный процессор, таймер, полевая шина PROFIBUS, схема управления модулями ввода-вывода и гнезда для трех SMART – модулей ввода-вывода.

Расширение количества модулей ввода-вывода осуществляется добавлением модулей расширения SMART-EXT. SMART-EXT является модулем-носителем, предназначенным для установки двух модулей ввода-вывода.

Контроллер телемеханики SMART-КП предназначен для построения как локальных, так и распределенных систем автоматизации и телемеханизации энергосистем с передачей телемеханической информации на диспетчерские пункты, а также в аппаратуру противоаварийной автоматики. SMART-КП представляет собой микропроцессорное устройство, выполненное на базе промышленного микроконтроллера SMART I/O фирмы PEP Modular Computers (Германия).

Микроконтроллер имеет модульную конструкцию, позволяющую легко изменять конфигурацию. Основой SMART/0 является блок процессора SMART-BASE, который содержит микропроцессор MC 68302 фирмы Motorola (США), преобразователь постоянного напряжения, память, последовательные и параллельные порты, таймеры и три слота для модулей ввода-вывода.

Аналого-цифровой преобразователь (АЦП) – SM-ADC 32M используется в составе контроллеров SMART I/O и SMART 2 (или в виде отдельного блока) фирмы PEP Modular Computers для построения каналов аналогового ввода автоматизированных систем измерения и управления. Для передачи информации требуются дуплексные уплотненные или физические каналы связи. Уплотненные каналы создаются различной аппаратурой уплотнения, образующей высокочастотные каналы по высоковольтным и проводным линиям связи. По уплотненным каналам контроллер может работать со скоростью от 50 до 19 200 бод. Кроме того, имеется возможность передачи информации с помощью любых телефонных и радиомодемов. Для работы в промышленных сетях PROFIBUS-MODBUS на объекте должны применяться физические линии связи, структура и требования к которым определены соответствующими международными стандартами.

SMART-КП по каналам связи поддерживает следующие протоколы телемеханики: УТК-1, УТМ-7, ТМ-512, АИСТ, КОМПАС, ТМ-800А, ГРАНИТ, МЭК 870-5, формат FT-3. Гибкая логика контроллера позволяет запрограммировать любые другие протоколы, а также передавать информацию по нескольким независимым уплотненным каналам связи, в том числе, и с различными телемеханическими протоколами.

Таким образом, структура программных технических комплексов, построенных по принципу: интеллектуальный ПУ – локальный интеллект КП, обеспечивает высокие: надежность, информационную емкость и скорость передачи выполняемых функций ТУ и ТС, ТИ и ТР территориально сосредоточенных и распределенных объектов. Особенности данной системы предоставляют предприятию гибкое конфигурирование и настройку под условия любого объекта, возможность поэтапного внедрения, согласованную работу с имеющейся каналообразующей и приемной аппаратурой. Однако достаточно высокая стоимость программно-технических средств ПТК (например, SMART-КП) способствует внедрению данной системы лишь на сосредоточенных объектах с большим количеством сигналов телеуправления, телесигнализации и телеизмерений, например ГРЭС и ТЭЦ. Широкое внедрение программно-технических комплексов для рассредоточенных подстанций с малым количеством сигналов в районах электрических сетей сдерживается высокой стоимостью программного обеспечения и аппаратных средств этой системы.

Автоматизированная система технологического управления на базе программно-аппаратных средств ООО «Систел Автоматизация». Данная система «Систел А» [80] предназначена для решения задач оперативно-технологического управления электрическими сетями и построена как модульная распределенная система с резервированием особо важных компонентов (рис. 3.6).

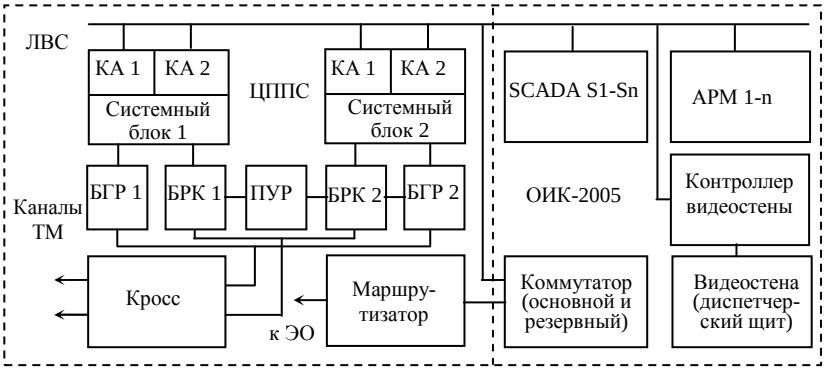

Рис. 3.6. Структура системы «Систел А»

В состав системы «Систел А» входят:

– программно-технический комплекс на базе ОИК-2005;
– центральная приемопередающая станция (ЦППС);
– технологическая локальная вычислительная сеть (ЛВС);
– подсистема коллективного отображения информации или ДЩ;
– серверные платформы;
– информационное обеспечение;
– программное обеспечение.

Оперативно-информационный комплекс. В ПТК входит ряд программных комплексов (SCADA S1…Sn), основным из которых является ОИК-2005 с выполнением следующих функций:

– автоматическое архивирование поступающих телемеханических данных;

– автоматическое и/или автоматизированное резервное копирование конфигурационных, архивных и других данных;

– обеспечение телеуправления и телерегулирования с заданной точностью и дискретностью;

– автоматическое ведение электронных журналов состояния сети, оборудования, действий диспетчера и др.;

– автоматизированная генерация и печать отчетов;

– обеспечение доступа оперативному персоналу к технологической и нормативно-справочной информации.

Программный комплекс ОИК-2005 представляет собой гибкую и универсальную структуру, отдельные системы которой являются функционально законченными и могут использоваться независимо друг от друга в составе различных систем диспетчерского контроля и управления.

В основной состав ОИК-2005 входят следующие приложения:

– сервер, выполняющий функции SCADA в двухмашинном дублированном варианте;

– АРМ: администратора, руководителя, диспетчера и инженера РЗиА;

– Grafix;

– GredOLE.

Приложение «Сервер SCADA» предназначено для приема, обработки, передачи и хранения телеметрической информации, поступающей в реальном времени, предоставления оперативно-диспетчерскому персоналу доступа к ней, а также проведения команд телеуправления и телерегулирования, выполняет функции:

– прием телемеханической (ТС, ТИТ) и иной информации от различных систем сбора данных;

– анализ и обработка данных, в том числе контроль соответствия значений нормальному состоянию, фильтрация, тарировка;

– передача команд ТУ и ТР;

– организация вычислений дорассчитываемых параметров;

– интегрирование аналоговых величин;

– архивирование данных;

– ведение суточной и диспетчерской ведомостей измерений, журналов событий и действий персонала;

– работа в комплексе с резервированием систем сбора данных и др.

Приложение «АРМ администратора» позволяет, в зависимости от настроек, просматривать информацию, создавать и редактировать графические изображения и т.д., выполняет функции:

– создание и редактирование графических изображений при проектировании экранных форм, при создании которых пользователю предоставляются средства рисования по функциональным возможностям, сопоставимые со средствами рисования графических редакторов систем MS Word и Excel;

– создание оперативной схемы при помощи библиотеки стандартных наборов элементов с возможностью включать в создаваемый документ различные объекты (строки текста, числа, диаграммы), подготовленные другими программами;

– создание динамичных элементов экранных форм и их привязка к информационным каналам системы сбора данных, полям произвольных баз данных и т.д.

Приложение «АРМ диспетчера» позволяет, в зависимости от настроек, просматривать информацию о режимах работы и состоянии объектов электрических сетей в виде таблиц, графиков и мнемосхем, осуществлять управляющие воздействия, контролировать работу комплекса и т.д., выполняет следующие функции:

– представление информации о режимах работы и состоянии объектов электрических сетей в виде таблиц, графиков и мнемосхем;

– формирование графических, текстовых, звуковых сообщений диспетчеру о ситуациях выхода параметров системы за технологические и аварийные пределы, срабатывания аварийно-предупредительной сигнализации;

– выдача команд телеуправления и телерегулирования с автоматическим контролем их исполнения;

– контроль функционирования каналов связи;

– отображение нормативной и справочной информации.

Приложение «АРМ руководителя» предназначено для руководителей предприятия и обеспечивает, в основном, предоставление информации.

Приложение «АРМ инженера РЗА» предназначено для работы с устройствами РЗА и хранения данных на внешнем дисковом устройстве.

Приложение «Grafix» предназначено для построения графиков по исходной информации, представленной из архива базы данных удаленного доступа АСДУ, выполняет следующие функции:

– настройка вида графиков (отображение маркеров точек, координат мыши, соединительных линий, изменение цвета, толщины линий);

– перенос графика при помощи мыши;

– масштабирование при помощи инструмента масштабирования или путем выбора нового масштаба;

– отображение нескольких графиков одновременно;

– отображение графиков за временный интервал в несколько дней;

– настройка цветовой схемы интерфейса.

Приложение «GredOLE» предназначено для формирования отчетной информации на основании данных из архивов или базы данных АСДУ с помощью системы генерации отчетных форм, интегрированной с электронными таблицами MS Excel, записи в отдельную таблицу базы данных АСДУ изменений параметров энергообъекта с заданным интервалом времени с обеспечением автоматического дорасчета по формулам, в которых в качестве аргументов используются изменившиеся данные.

Следовательно, серверная часть ОИК-2005 выполняет функции:

– обмена информацией с сервером сбора данных реального времени (ЦППС);

– обработки запросов клиентов – АРМ;

– работы с информацией баз данных;

– оповещения о событиях;

– организации расчетов;

– хранения архивов, схем, форм, документов и другой нормативно-справочной информации;

– обеспечения удаленного доступа пользователей к архивам системы.

Клиентская часть ОИК-2005 осуществляет взаимодействие с серверами, решение административных и прикладных задач, содержит ПО АРМ-пользователей, оболочку, интегрирующую запуск и выполнение функциональных модулей клиентской части.

Центральная приемопередающая станция (ЦППС) включает (см. рис. 3.6): сервер сбора передачи и предварительной обработки телемеханической информации в двухмашинном резервированном варианте (системный блок); блок гальваноразвязки (БГР); блок резервирования каналов (БРК); канальные адаптеры (КА); прямые и обрат-

ные ТМ каналы; консоль управления с пультом управления резервированием (ПУР); кабель роста связи (КРосС) и др.

ЦППС обеспечивает выполнение следующих функций:

– прием/передача информации от устройств телемеханики по 64 последовательным каналам в протоколах МЭК 870-5-101/104, РПТ-80, МКТ-1(2,3), ТМ-512, ТРС-1, УТС-8, УТМ-7, УВТК-УН, Гранит, ТМ-800А (В), ТМ-120, Компас и др.;

– контроль функционирования каналов связи с накоплением и анализом статики сбоев;

– предварительная обработка полученных данных (масштабирование, фильтрация, интегрирование, дорасчет измерений, контроль отклонений и др.);

– формирование оперативной базы данных в памяти ЦППС;

– информационный обмен с сервером SCADA;

– информационный обмен с подсистемой коллективного отображения информации;

– обеспечение единого времени и синхронизации ЦППС и устройств телемеханики на подстанциях в соответствии с протоколами обмена;

– обеспечение работы в режиме автоматического резервирования.

Технологическая ЛВС. Архитектура технологической ЛВС построена на основе достижения баланса между возможностями сети по приложениям и следующими основными характеристиками:

– высокая доступность сети;

– высокоскоростная коммутация пакетов по технологии Ethernet 1000 Base-TX (1000 Мбит/с);

– сетевая безопасность;

– организация управляемых «виртуальных сетей» и маршрутизация потоков данных между ними;

– возможность организации резервных маршрутов связи с наиболее ответственными элементами сети.

В состав технологической ЛВС входят следующие технические средства:

– сетевые коммутаторы (основной и резервный);

– маршрутизатор с интегрированными сервисами для электрооборудования.

При разработке архитектуры технологической ЛВС преследуется цель достичь баланса между следующими основными характеристиками и возможностями сети:

– высокая доступность сети;

– высокоскоростная коммутация пакетов по технологии Ethernet 1000 Base-TX (1000 Мбит/с);

– сетевая безопасность;

– высокое качество обслуживания пользователей и приложений;

– мониторинг технологической ЛВС и управление на основе правил;

– организация управляемых «виртуальных сетей» и маршрутизация потоков данных между ними;

– возможность организации резервных маршрутов связи с наиболее ответственными элементами сети.

Программно-аппаратное выделение технологической ЛВС реализуется посредством использования современного коммутирующего и маршрутизирующего оборудования. В качестве активного оборудования используются изделия фирмы CISCO (Франция).

Коммутаторы серии Catalyst (3750G-24TS-EI) представляют пользователям порты Ethernet 1000Base-TX, образуют виртуальные сети, «замкнутые» в пределах этих коммутаторов, и выполнены в виде стекируемых или модульных устройств. Каждый из коммутаторов имеет по два маршрута в любую точку сети, чем достигается ее высокая живучесть.

Технологическая ЛВС системы подключается к ЛВС предприятия и через маршрутизатор серии CISCO 2851 (с дополнительными модулями расширения) позволяет разделить между собой различные ЛВС, поддерживать виртуальные сети, обеспечивать шифрование данных, обнаружение вторжений и др.

При использовании данного оборудования обеспечиваются:

– классификация трафика – способность классифицировать трафик по типам приложений, физическим и сетевым адресам источников и получателей, портам коммутаторов. Классифицированный трафик получает метку, обозначающую назначенный пакетам уровень приоритета, тем самым давая возможность устройствам сети соответствующим образом обслуживать трафик;

– предотвращение и управление перегрузками – способность управлять поведением сети при перегрузке, отбрасывая определенные пакеты на основе классификации в моменты перегрузки сети с помощью технологии Weighted Random Early Detection (WRED) и множества очередей на интерфейсах.

Используя возможности транспортного протокола TCP, эти механизмы позволяют эффективно управлять скоростью передачи данных и снизить скорость передачи между конечными системами до того, как перегрузка затронет приоритетные приложения. Администратор технологической ЛВС устанавливает пороговые значения для различных уровней приоритета;

– планирование – способность осуществлять приоритетную передачу пакетов, основанную на классификации с помощью нескольких очередей и технологии Weighted Round Robin (WRR).

Подсистема коллективного отображения информации (диспетчерский щит). Диспетчерский щит обеспечивает выполнение функций с отображением состояния оборудования и режима электрической сети с использованием ситуационно-динамической технологии, включающей три уровня: ситуационный (структурный), объектный и детально-информационный.

Ситуационный уровень отображает:

– состояние и коммутационную динамику сети;

– объектные события;

– интегральное состояние и динамику режима;

– состояние основных параметров режима.

Объектный уровень показывает:

– упрощенные раскрытые коммутационные схемы в составе мнемосхемы сети;

– состояние и коммутационную динамику оборудования;

– динамические элементы присоединения.

Детально-информационный уровень объектов раскрывает:

– подробную коммутационную схему объекта для раскрытия вне общей мнемосхемы сети в режимном разделе видеощита либо на экране рабочего места;

– подробную информацию о параметрах режима и оборудования.

В подсистему коллективного отображения информации входят технические средства:

– «видеокубы» (MITSUBISHI VS-50PH50U), образующие видеостену ДЩ;

– контроллер управления видеостеной ДЩ (Jupiter Fusion 960).

В основе контроллера Jupiter Fusion 960 лежит производительная вычислительная архитектура – два процессора Intel Xenon с тактовой частотой 2,4 ГГц и шиной данных 533 МГц. Стандартно используется 1 Гбайт оперативной памяти DDR типа, шина PCI нового поколения. Контроллер Jupiter Fusion 960 с программным обеспечением Control Point основан на архитектуре клиент/сервер.

Серверная часть программного обеспечения устанавливается на контроллер, а клиентская – на подключенный к сети ПК с операционной системой Windows. Взаимодействие клиентской и серверной части происходит по протоколу TCP/IP и по специальному протоколу Control Point. Данный протокол является открытым и позволяет создавать собственные приложения под конкретные задачи управления системой. *Клиентская часть* Control Point обеспечивает пользовательский

интерфейс и позволяет запускать, позиционировать и изменять размер окон приложений и видеосигналов. А также позволяет пользователю не только изменять параметры дисплея: яркость, контрастность, насыщенность и цветность, но и изменять размер и именовать окна.

Серверные платформы. В качестве базовых серверных платформ для реализации серверов системы Систел используется продукция фирмы «Kraftway»-Kraftway Express 400 EM11 и Kraftway Express ISP ES24.

Серверная платформа Kraftway Express 400 EM11. Сервер построен на основе серверной архитектуры Intel с использованием чипсета Intel E8501/E8500 с частотой системной шины 800/667 МГц, с поддержкой работы четырех процессоров Intel Multi-Core Xeon (с кэш-памятью третьего уровня до 16 Мбайт). Максимальный объем памяти 64 GB Registered SDRAM DDR2-400 с поддержкой горячей замены (hot-swap) плат памяти, шин PCI Express и PCI-X с поддержкой горячей замены (Hot-Plug PCI).

Сервер предназначен для максимально надежного и бесперебойного обслуживания корпоративных сервисов Интернет/Интранет приложений и баз данных, документооборота, электронной почты и хостинга. Все важные компоненты в сервере продублированы: платы памяти и жесткие диски, блоки питания и вентиляторы охлаждения. Сервер можно использовать в качестве сервера приложений, мощной корпоративной вычислительной площадки и создавать на его основе кластеры серверов.

Серверная платформа Kraftway Express ISP E24. Сервер построен на основе серверной архитектуры Intel с использованием чипсета Intel 5000P с частотой системной шины до 1333 МГц, с поддержкой работы двух процессоров Intel Multi-Core Xeon, с использованием памяти ECC FBDIMM DDR2-533 или DDR2-667, шин PCI-Express.

Сервер ориентирован на использование дисковой подсистемы на базе SATA или SAS HDD с поддержкой горячей замены и предназначен для надежного и бесперебойного обслуживания сервисов ресурсоемких Интернет/Интранет приложений и электронной почты, документооборота, хостинга и кэширования.

Данные серверные платформы обладают широкими возможностями модернизации конфигурации, резервными компонентами, средствами автоматической диагностики и устранения неисправностей, поддержкой кластерных конфигураций.

Далее, информационно-вычислительный комплекс центра обработки данных автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (ИВК-ЦОД АСКУЭ) включает серверы: сбора данных коммерческого учета; расчетов; реляционных баз данных с внешними дисковыми устройствами хранения

данных; удаленного доступа АИИС КУЭ; интеграции SCADA-системы электронного документооборота (например, SAP R/3).

Таким образом, программный комплекс Систел ориентирован на клиент-серверную модель, обеспечивающую наибольшую эффективность процессов по управлению электрическими сетями РСК.

Информационное обеспечение. Информационная база данных на основе комплекса Систел представляет собой архив данных и средств телеизмерений и телесигнализации, телеуправления и телерегулирования, а также программных модулей и справочной информации.

Система хранения информации в системе Систел представляет собой распределенную совокупность баз данных, расположенных по соответствующим уровням иерархии (как правило, АСДУ РЭС, ЦУС РСК и контролируемых ПС).

Телеметрическая информация принимается в автоматическом или автоматизированном режиме по основному цифровому каналу связи со следующими данными:

– скорость передачи 64…2048 кбит/с;
– протокол передачи телеинформации МЭК-870-5-104;
– наличие шифрованного трафика связи и виртуальной частной сети связи IP VPN.

Резервный канал связи обеспечивается через оператора сотовой связи. Скорость передачи более 9,6 кбит/с, протокол передачи МЭК-870-5-101. База данных работает под управлением СУБД MS SQL Server 200x и расположена на нескольких жестких носителях информации для обеспечения быстродействия и надежности.

Методы контроля в маршрутах обработки данных. Средства информационного контроля функционируют на сервере сбора данных (ЦППС) и выполняют проверку достоверности данных и их полноты.

Проверка соответствия информации происходит на этапе: регламентного опроса источника информации; запроса данных другими программами; занесения нового источника информации в систему, вывода в резерв или удаления.

Программное обеспечение. ПО системы представляет собой совокупность программных средств базового программного обеспечения (БПО) и прикладного программного обеспечения (ППО). В качестве БПО используются стандартизованные лицензионные операционные системы (ОС) и системы управления базами данных (СУБД) мировых производителей, антивирусные программы, а в качестве ППО – сертифицированные продукты ООО «Систел Автоматизация», которые функционируют в среде БПО. ППО, на базе которого реализуются подсистемы, содержит программный комплекс ОИК «Систел 2005» для АСДУ и программный комплекс «Базис» для ИВК-ЦОД АСКУЭ.

Прикладное программное обеспечение АСОТУ. Основу ППО верхнего уровня АСОТУ составляет программный комплекс ОИК-«Систел-2005», который входит в состав основной системы. ОИК-«Систел-2005» принимает данные с сервера сбора данных (ЦППС), управляет, обрабатывает и архивирует данные в базах данных, а также выдает информацию на средства отображения в удобном для пользователя системы виде. Используемое прикладное программное обеспечение ППО предназначено для работы под управлением семейства ОС Windows Server и Windows. В качестве СУБД АСОТУ используется MS Windows SQL Server фирмы «Microsoft» (США).

Прикладное программное обеспечение «Базис» ИВК-ЦОД АСКУЭ. Программный комплекс «Базис» предназначен для реализации функций верхнего уровня ИВК-ЦОД (информационно-вычислительный комплекс центра обработки данных) АСКУЭ регионального уровня.

Данный комплекс принимает данные от сервера сбора данных, обрабатывает и архивирует данные на базе данных АСКУЭ, а также выдает информацию на средства отображения в удобном для пользователя системы виде. Источниками информации для сервера сбора данных ИВК-ЦОД АСКУЭ являются данные с субъектов оптового рынка электроэнергии и мощности.

Подсистема приема и первичной обработки информации ИВК-ЦОД АСКУЭ осуществляет прием, обработку данных, контроль достоверности, расчеты, масштабирование, ретрансляцию данных и др.

В состав программного комплекса «Базис» входят серверы: приложений; сбора данных АСКУЭ; представления данных АСКУЭ; расчетов; программного обеспечения АРМ пользователей.

Сервер приложений служит для выполнения следующих функций:

– обеспечение обмена данными между приложениями и БД АСКУЭ;

– авторизация пользователей и приложений;

– оптимизация нагрузки на системе управления базой данных СУБД АСКУЭ и прямой обмен данными с БД АСКУЭ.

Сервер сбора данных предназначен для осуществления процесса сбора данных из различных источников и записи их в базу данных АСКУЭ для последующего хранения и обработки другими программами-серверами. Сервер представления данных АСКУЭ предназначен для выполнения функций:

– отображение структуры объектов БД АСКУЭ в виде дерева;

– настройка структуры представления, экспорт и импорт данных.

Сервер расчетов предназначен для технологических расчетов, необходимых диспетчеру АСКУЭ.

Таким образом, структура системы Систел, построенная по принципу: интеллектуальный ПТК – программный способ приема и передачи информации телемеханических каналов АСОТУ, обеспечивает для верхнего уровня региональной сетевой компании управления высокие: надежность, информационную емкость и скорость передачи выполняемых функций телеуправления ТУ и телесигнализации ТС, телеизмерений ТИ и телерегулирования ТР территориально распределенных объектов.

3.4. КЛАССИФИКАЦИЯ

Анализ известных систем оперативно-технологического управления электрическими сетями позволяет их систематизировать по развитию регламентированной структуры в интеллектуальную архитектуру (рис. 3.7):

– жесткая структура систем телемеханики обеспечивает высокую надежность выполняемых функций при относительно малой информационной емкости и низкой скорости передачи информации;

– гибкая (частично или полностью интеллектуальная) структура телеинформационных систем, телемеханических, вычислительных и телеуправляемых комплексов обеспечивает высокие надежность, информационную емкость и скорость передачи информации;

– локальный интеллект программно-технических комплексов – высшее звено в структурах автоматизированных систем управления сетей и подстанций для РЭС и РСК.

Информационный анализ систем оперативно-технологического управления для РЭС и РСК (рис. 3.7) показывает их вектор развития от жесткой структуры (ТМ-800) к жесткой архитектуре (ГРАНИТ) и повышение гибкости архитектуры от интеллектуальных ТИС, ТУК (АИСТ, КОМПАС) к интеллектуальным системам (ABB SCADA) и локальным интеллектуальным ПТК (SMART), далее к системе Систел.

Рис. 3.7. Классификация систем оперативно-технологического управления

Следовательно, для решения задачи реализации АСОТУ и СКУ-ЭТО ПС в РСК за прототип выбрана система Систел как наиболее рациональное техническое решение с гибкой структурой и открытой модульной архитектурой.

Система контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций рассмотрена далее в главе 4.

ВЫВОДЫ

1. Наиболее простой и достаточно надежной является система телемеханики с жесткой структурой управления объектами, например ТМ-800. Однако, жесткая структура таких систем не позволяет в полной мере реализовать автоматизацию контролируемых подстанций.

2. Вариант частично интеллектуальной структуры в телемеханических вычислительных комплексах, например, ГРАНИТ, достаточно полно реализует выполняемые функции по контролю и управлению объектами, что позволяет на их основе строить частичную АСУ ТП подстанций.

3. Наиболее полно функции сбора и передачи, управления и хранения информации в автоматизированных системах реализуют полностью интеллектуальные структуры, например АИСТ, КОМПАС, но агрегатный метод телемеханических систем является громоздким и не гибким для управления электротехническим оборудованием на рассредоточенных подстанциях.

4. Структуры, реализующие функцию «локальный интеллект» в терминальных устройствах RTU 211 (система ABB) и устройствах КП (ПТК SMART), позволяют создавать комплекс автоматизированных систем диспетчерского управления сетями и территориально распределенными подстанциями в режиме реального времени. Но их широкое применение ограничено высокой стоимостью внедрения для рассредоточенных подстанций.

5. Интеллектуальная структура системы Систел позволяет наиболее полноценно обеспечивать контроль и управление нижестоящим уровнем управления РСК с использованием ситуационно-динамичной технологии.

6. Информационный анализ систем для СОТУ показывает их вектор развития от жесткой структуры (ТМ-800) к жесткой архитектуре (ГРАНИТ) и повышение гибкости архитектуры от интеллектуальных ТИС, ТУК (АИСТ, КОМПАС) к локальным интеллектуальным ПТК (ABB SCADA, Систел, SMART и т.д.).

7. Для решения задачи организации АСОТУ за прототип выбрана система Систел как наиболее рациональное техническое решение с гибкой структурой, открытой модульной архитектурой с использованием ситуационно-динамичной технологии контроля и управления.

4. СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМ ОБОРУДОВАНИЕМ ПОДСТАНЦИЙ

Рассмотрены требования к организации телемеханики, показаны пример построения двухуровневой телесистемы в электросетевом комплексе на основе современных микропроцессорных средств, идеология автоматизации подстанций, мониторинг силовых трансформаторов, а также принцип проектирования «умных» электрических сетей и тепловизионный контроль высоковольтного электрооборудования в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго».

В нашей стране развитие телемеханики шло параллельно с развитием электроники и средств связи. Первые системы строили на релейных схемах. В 50-х годах XX века на смену реле пришли более надежные полупроводниковые элементы, а в конце 60-х годов 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 году в Беларуси был изготовлен первый комплекс телемеханики «Сириус», построенный на восьмиразрядных микропроцессорах. Часть программного обеспечения и конфигурация системы загружалась в память контроллеров с ПЭВМ.

4.1. ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ

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 [1, 2, 7]. 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.

Особое значение телемеханика приобретает в связи с созданием автоматизированных систем управления (АСУ) в распределительных электросетевых комплексах 110…10 кВ [20]. 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 – «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, поступают 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 слово 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 программного 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, возрастает потребность экспорта собранных данных в специализированные программы (расчета режимов и планирования, аналитические и специалистов). В условиях усложнения систем повышается роль средств диагностики и отладки.

С технической стороны, в системах все чаще используются современные скоростные каналы связи (оптоволокно) 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 (телесигнализация – ТС, телеизмерение – ТИ, телеуправление – ТУ) добавляются функции энергоучета и транспорта данных с локальных автоматических приборов. К обычным функциям контроля за изменением состояния и превышением предельных значений добавляются возможности текущих расчетов и логического анализа внутри самой телесистемы.

4.1.1. ПОСТРОЕНИЕ ТЕЛЕСИСТЕМЫ

Двухуровневая система. Рассмотрим основные понятия, используемые в телемеханических системах, на примере так называемой *двухуровневой системы*, ставшей классической схемой (рис. 4.1) [1, 2].

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

Нижний уровень (НУ) – часть комплекса, устанавливаемая обычно на 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 – это место размещения диспетчерского персонала, аппаратуры для приема и обработки информации от контролируемых пунктов. Часто под термином «пункт управления» подразумевают контроллеры, непосредственно выполняющие прием и первичную обработку данных от КП.

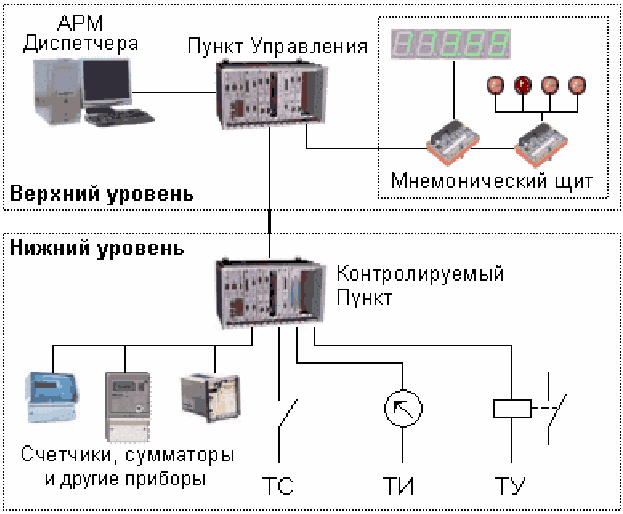

Рис. 4.1. Двухуровневая система телемеханики

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 сети контроллеров, что обеспечивает быстрый запуск системы и восстановление в случае сбоев.

Объекты контроля и управления находятся на контролируемых пунктах (КП), одном или нескольких. Контролируемый пункт – это место размещения объектов контроля и управления, а также аппаратура, выполняющая функции контроля и управления, обычно называемая контроллером КП. Часто под термином КП подразумевают один, установленный на контролируемом объекте.

Контроллер КП выполняет непосредственный сбор данных с объекта (посредством опроса датчиков и преобразователей) и передачу их (реализуя функции 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* [1, 18]. 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) 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 приходящих 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 кон-

тактные 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 обеспечивают 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 и 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 (например, 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 получают 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 (AO – Analog Output). Обеспечивает дистанционное задание уровня воздействия на объект управления. Управление начинается с задания оператором величины воздействия, а затем выдачи 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 – напри-

мер, 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, и является составной частью системы 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. 4.2).

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. Ими управляет щитовой контроллер (контроллеры). В основном на щит выводят информацию двух типов. 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 комплекса телемеханики).

Рис. 4.2. Мнемонический щит энергетической системы

4.1.2. 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 [76].

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, нефте- и газопроводах, в 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 мнемоническим 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 вы-

соком технологическом уровне. Для контроллеров используются процессоры семейств: 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 удобство 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 входов-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 телемеханизации 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: 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 (сателлитными) 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 A8051 выполняют 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 C165 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 оборудо-

вания 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, иерархиче-

ская и распределенная человеко-машинная система, работающая в темпе протекания технологического процесса, оснащенная средствами управления и сбора, обработки и хранения, регистрации, передачи и отображения информации с подстанций.

4.2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ АСУ ТП И ВНЕДРЕНИЕ АВТОМАТИКИ

Требования к организации структуры. Техническая политика ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра», разработанная в соответствии с [52], определяет основные требования к проектированию АСУ ТП в филиалах региональных сетевых компаний.

Как указывалось в первой главе, 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 [26 – 32]:

– 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 организуется на основе территориально распределенной информационно-вычислительной системы, имеющей три ступени управления и обработки [1, 2].

Первая (нижняя) ступень – это сеть программируемых микропроцессорных контроллеров, размещенных непосредственно около силового и измерительного оборудования и 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-110 кВ 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-110 кВ 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 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 качестве 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 распредустройства 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, обеспечивающая 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 распредустройств с динамическим изменением аналоговой и дискретной информации.

Разделение и одновременное выполнение функций эксплуатационного персонала при использовании единой информационной базы данных системы требует 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 должно подтверждаться 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, 32 – 38]. С позиций СКУЭТО цифровые устройства РЗА являются оконечными устройствами, т.е. релейными терминалами. Переход на цифровые способы обработки информации в устройствах РЗА не приводит к появлению каких-либо новых принципов построения защиты электроустановок, но существенно расширяет их функциональные возможности, упрощает эксплуатацию и снижает стоимость. Именно по этим причинам цифровые реле очень 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, может быть реализована 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

фиксирует сумму квадратов токов КЗ отключения каждой его фазой. Включение выключателя может быть заблокировано при превышении заданных значений величин.

Дискретные входы используются 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, cosφ 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, вышеуказанный 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.

4.2.1. ИДЕОЛОГИЯ ВНЕДРЕНИЯ АСУ ТП

В современных условиях стратегия развития электрических сетей (ЭС) ОАО «МРСК Центра» согласно ее технической политике [52] и технической диагностике [66] выходит на качественно новый уровень – ЭС проектируются как необслуживаемые объекты, а основной принцип их автоматизации – переход от децентрализованных систем управления к иерархически централизованным. В таком случае ЭС

становятся составной частью АСУ ТП распределения и потребления электроэнергии.

В 90-х годах прошлого столетия в ОАО «Тамбовэнерго» подстанции 35…110 кВ стали частично не обслуживаемыми. Для этого требовалась как минимум система телемеханики 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 не контролируемыми и не управляемыми.

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

Задача разработки и проектирования, постройки 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, 46, 59, 61].

Опыт эксплуатации подстанций в РСК подсказывает, как выполняется система управления необслуживаемой подстанции нового поколения, в которую входят следующие подсистемы:

– 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 выбирается следующее оборудование, например:

– элегазовые выключатели LTD 145 D1/B;
– управляемые разъединители и заземляющие ножи 110 кВ типа SGF 123nII-100У1 + 1(2)E/2(3)MT50;
– трансформаторы тока 110 кВ типа IBM-123 с пятью обмотками;
– трансформаторы напряжения типа CPB-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 BB/TEL-10 с блоком управления BU/TEL-220-12-03A 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 «CHINT»);

– автоматы с двигательным приводом NM1 (0,4 кВ) (фирмы «CHINT»).

Подсистема оперативного тока. Подсистема оперативного тока на необслуживаемой подстанции организуется 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 целесообразно принять один из двух вариантов.

Вариант 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.

Вариант 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 может быть подано 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 организуется надежной и поэтому выполняется в двух уровнях [1, 2, 45]:

– первый уровень (основной) выполняется на микропроцессорных устройствах РЗА, главным назначением которых является качест-

венное 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 может нести 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 (КЗ) 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 может потребоваться до нескольких суток на устранение аварии. При наличии МТЗ второго уровня отключать присоединение, где отказал МП-терминал, 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.

Обязательно сохраняются 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 и заземляющего ножа. По лампочкам положения Р и ЗН на панели управления определяется отказ их блок-контактов. Персонал подстанции может без помощи специалиста по релейной защите отрегулировать блок-контакты.

Схема электромагнитной блокировки (ЭМБ) может работать 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 должна вестись 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 необходимо устанавливать систему 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 [8]. 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 [12]. 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 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 «Тамбовэнерго» 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 данной идеологии построения 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 возрастет 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 проводится 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 35/10 кВ: исполнение заказа и покупка оборудования – 2 месяца; демонтаж-монтаж – 2,5 месяца; выполнение проекта автоматизации (наладка) – 3 месяца.

4.2.3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ 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» [53], определяет основные требования к построению 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 подстанции 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 [54].

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 располагается 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, 2, 54]:

– 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 существуют 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 проектировании 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, система релейной защиты и автоматики. Наборы программно-технических средств (ПТС) 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 имеет 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 данных 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 представляют на нашем рынке терминалы РЗА, АСУ, в принципе не имеющие 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, 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 ПА. Поэтому в проектах

применяются известные решения с использованием электромагнитных реле.

При переходе к цифровым системам автоматики не удается 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, контроль состояния привода (давление воздуха, положение пружин), автоматическое повторное включение АПВ, защиту 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 приводит 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 проектирования оперативной блокировки при операциях с разъединителями, особенно, когда на подстанции имеются разъединители нескольких разных производителей.

Обычно реализуются несколько вариантов выполнения оперативной блокировки.

Вариант 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 блоки-

ровки 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.

Вариант 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 потребуются 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».

Вариант 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 себя не только оперативное управление, но и технологический контроль и обслуживание, которые входят составной частью в АСУ производственно-технической деятельности АСУ П. Основой для функционирования АСУ П 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 используются 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 ТП 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 должна быть подобна структуре систем мониторинга РЗА. Принципиальное различие может состоять 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 с возможностями 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 удовлетворяют 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 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.

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 РУ подстанции. Эталон логической цепи, определяющий однозначное условие безопасных переключений, описывается булевым выражением для трех видов составных цепей, из которых может быть образована 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 могут заноситься следующие данные:

– время начала и окончания работ, реквизиты диспетчера (ответственного лица из персонала подстанции), производящего переключения;
– результаты контроля логических цепей 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 завершении 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 недостоверного 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.

До настоящего времени диагностика силового трансформаторного оборудования в процессе работы рассматривалась как периодический контроль состояния устройств защиты и измерений (газовое реле, указатель уровня масла и т.д.), проведение высоковольтных испытаний, хроматографический анализ газосодержания в масле и т.д. согласно [56, 57].

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

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

4.3. МОНИТОРИНГ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 110 кВ И ВЫШЕ

Стационарная система мониторинга и диагностики силовых трансформаторов в региональных сетевых компаниях обычно поставляется вместе с новым трансформатором или монтируется на трансформаторе, находящемся в эксплуатации, в процессе модернизации системы защиты и может быть выполнена по схеме, представленной на рис. 4.3 [9, 11, 14, 62].

Система базируется на результатах тестов, выполняемых в автоматическом режиме установленными на работающем трансформаторе датчиками, и позволяет определить текущее техническое состояние трансформатора, дефекты подсистем и остаточный ресурс работы.

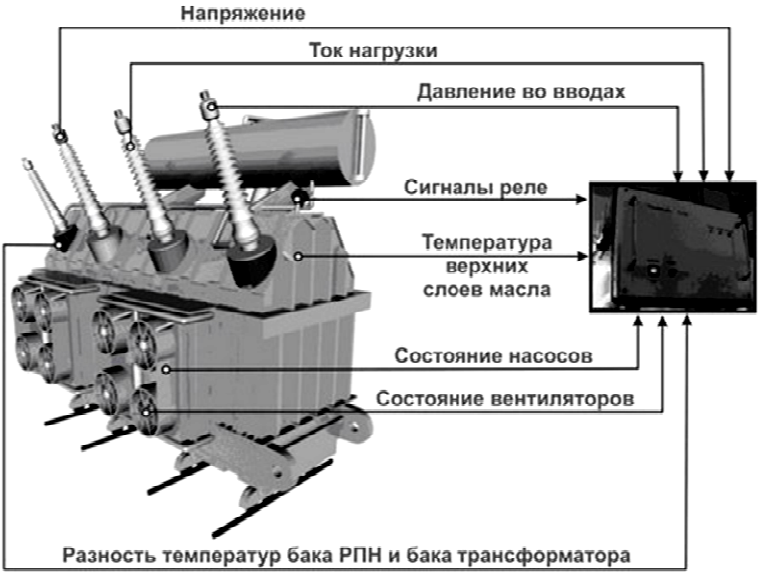

Рис. 4.3. Стационарная система мониторинга и диагностики силовых трансформаторов 110 кВ и выше

Набор тестов (датчиков), используемых системой мониторинга для конкретного трансформатора, определяется еще на этапе ее создания (проектирования) и практически никогда, в процессе дальнейшей эксплуатации, не модернизируется, поэтому при создании системы мониторинга важно не допустить две крайности: упрощение и чрезмерное усложнение системы. Упрощение приводит к получению ненадежной оценки технического состояния и невозможности определить остаточный ресурс, усложнение – к получению избыточной информации и неиспользуемых заключений о состоянии отдельных частей оборудования. Глубина предлагаемых системой мониторинга рекомендаций может быть различной, от простой регистрации превышения параметрами пороговых значений до достаточно обоснованных предложений по проведению ремонтных работ. Чем более продуманной и совершенной является встроенная экспертная система, тем выше достоверность оперативной информации о текущем техническом состоянии контролируемого трансформатора, что полностью соответствует требованиям технической политики в распределительном электросетевом комплексе, проводимой в каждой региональной сетевой компании.

Все основное оборудование системы мониторинга располагается рядом с трансформатором, монтируется в защитном контрольном шкафу и состоит из модулей, к которым подключаются датчики (см. рис. 4.3). Количество датчиков может быть различным в зависимости от контролируемых системой мониторинга параметров, например:

– температуры (верхних и нижних слоев масла, окружающей среды и т.п.);
– вибрации, напряжения и тока;
– контроля изоляции высоковольтных вводов;
– газосодержания и влагосодержания в масле;
– давления масла во вводах;
– уровня масла в расширителе трансформатора и регулятора переключения напряжения РПН;
– контроля состояния РПН и др.

Ниже согласно [15] приведены функции датчиков, используемых для системы диагностического мониторинга силовых трансформаторов 110 кВ и выше.

4.3.1. ДАТЧИКИ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

Датчик температуры масла в баке позволяет осуществлять температурный мониторинг с активацией сигнала в случае превышения температуры. Используется резисторный термометр Pt 100 с 3-проводным соединением. Он устанавливается наверху трансформа-

тора в отделении для термометра. Изменение сопротивления датчика, обусловленное изменением температуры, с помощью контактного ввода преобразуется в аналоговый сигнал.

Датчик температуры масла в системе охлаждения используется для оптимизации тепловых режимов работы трансформатора и контроля состояния электродвигателей системы охлаждения. Исходной информацией для управления тепловыми режимами трансформатора являются значения температур на входе и выходе охладителей. Дополнительная информация о температуре масла в баке трансформатора поступает от других датчиков. При помощи реле, имеющихся в модуле, система мониторинга может в автоматическом режиме включать и отключать оборудование системы охлаждения (управление пускателями).

Датчик температуры окружающей среды. Используется резисторный термометр Pt100 с 3-проводным соединением. Он устанавливается в нижней части контрольного шкафа. Питание датчика осуществляется низким током через измерительный преобразователь, а встроенный в него контактный ввод выдает значение температуры в виде аналогового сигнала. Светодиодный индикатор ошибки указывает на неисправность датчика (например, обрыв провода).

Датчик вибрации стенок бака. При коротком замыкании трансформатора электромагнитные поля, возникающие между обмотками и между обмотками и стенкой бака, приводят к вибрациям стенки бака, которые отслеживаются системой измерения ускорений. Измерение вибрации стенки бака позволяет системе сохранять сигнатуры таких событий, с тем, чтобы оценить воздействие на зажимы и сами обмотки. Активный датчик ускорения служит для измерения ускорения стенки бака. Датчик устанавливается на магнитном креплении на стенку бака.

Датчик напряжения представляет собой параллельное соединение до трех отдельных конденсаторов. Регистрируемые значения рабочих напряжений и сквозных токов короткого замыкания используются во встроенных в систему расчетных моделях, по которым определяется остаточный ресурс изоляции обмоток.

Эта же информация используется для формирования выходных сигналов системы автоматизированного управления положением регулятора переключений напряжения (РПН) трансформатора. На основании этой информации производится запуск алгоритмов контроля параметра обмоток трансформатора под напряжением. Знание этой информации, наряду с анализом изменения фазных токов и напряжений, позволяет корректно отслеживать переходные процессы, возникающие в трансформаторе в процессе его работы.

Датчик тока. Благодаря наличию датчиков тока система мониторинга позволяет одновременно проводить измерения токов трех вво-

дов одного напряжения и измерение токов вводов одной фазы, но разных напряжений.

Полученной информации достаточно для построения векторной диаграммы приведенного трансформатора и аналитического расчета параметра фаз трансформатора. Благодаря этому можно контролировать изменение формы обмоток, которое может возникнуть после протекания через трансформатор сквозных токов короткого замыкания.

Датчик контроля изоляции высоковольтных вводов предназначен для реализации одной из наиболее важных функций системы мониторинга технического состояния трансформатора – обеспечения контроля состояния изоляции высоковольтных вводов.

На каждый контролируемый ввод высокого ВН и среднего СН напряжения и в нейтраль трансформатора устанавливается датчик токов проводимости и частичных разрядов, выходной сигнал которого содержит в своем составе ток проводимости ввода и импульсы частичных разрядов (ЧР). Токи проводимости вводов и частичные разряды регистрируются и передаются в специализированный модуль системы мониторинга. Дополнительно могут быть установлены датчики короны.

В трансформаторах регистрация частичных разрядов является сложной задачей, что обусловлено сильным влиянием коронных разрядов, близких по параметрам к импульсам ЧР. По этой причине в модуле в максимальной степени должны быть реализованы технические и алгоритмические возможности отстройки от помех.

Измерение частичных разрядов дает возможность проведения эффективной неразрушающей диагностики электроизоляции и позволяет предотвратить дорогостоящие внеплановые простои за счет обнаружения проблем изоляции на ранней стадии, пока они не вызывают аварию.

Датчик анализа растворенных газов Hydran. Так как воздействие частичных разрядов и перегрузка обмоток приводят к поступлению в масло газообразных продуктов разложения, то наличие и увеличение концентрации вредных газов, растворенных в масле, может быть признаком проблем с изоляцией трансформатора.

Датчик Hydran измеряет накопленное количество газов (водород, окись углерода, ацетилен, этилен) в промилле, а также влагосодержание масла. Увеличение количества газа может использоваться в качестве основания для обычного газового анализа с целью диагностики типа неисправности.

Принцип работы датчика основан на электрохимическом преобразователе и газопроницаемой мембране. Газы, растворенные в масле, проходят через мембрану и вступают в контакт с миниатюрным газовым детектором. Сигнал, генерируемый газовым детектором, прямо пропорционален концентрации газа в масле.

Датчик оборудован собственным микропроцессором и имеет ряд внутренних функций, таких как два программируемых аварийных сигнала и режим истории. Устанавливать датчик рекомендуется на обратном трубопроводе охладителя через специальный вваренный патрубок и запорный кран.

Датчик контроля содержания растворенного водорода и воды AMS 500 Calisto. Измерение содержания растворенного водорода осуществляется датчиком Calisto в два этапа. Сначала растворенный водород непрерывно извлекается из масла специально разработанным зондом, выполненным из капиллярных трубок. Затем, как только зонд будет заполнен и стабилизируется, начинается непрерывное измерение содержания водорода (и отображение в промилле) с помощью высокоточной технологии обнаружения водорода на основе температурной проводимости.

Содержание растворенной в трансформаторном масле воды непрерывно измеряется с помощью емкостного тонкопленочного датчика, погруженного непосредственно в циркулирующее масло. Содержание влаги может отображаться в промилле или в процентном соотношении.

Датчик Calisto расположен на трансформаторе, а масло циркулирует через устройство с помощью небольшого внутреннего насоса (скорость потока 60 мл/мин), расположенного внутри главного корпуса.

Для дополнительного анализа влагосодержания масла также можно использовать отдельно устанавливаемый емкостный тонкопленочный датчик MMT 318. Датчик расположен в охлаждающем трубопроводе. Он подключен к масляному контуру через клапан или комбифланец с датчиком Hydran.

Газовый анализатор Transfix. Прибор используется для непрерывного анализа растворенных газов (АРГ). Он извлекает газы из трансформаторного масла и анализирует их состав по принципу фотоакустической спектроскопии. Измеряется содержание 8 газов (водород и метан, этан и этилен, ацетилен и окись углерода, двуокись углерода и кислород) и влагосодержание трансформаторного масла.

Все оборудование для проведения АРГ установлено в корпус из нержавеющей стали со степенью защиты IP56 и подключается к трансформатору трубопроводами из нержавеющей стали. Для проведения анализа не требуется никаких дополнительных расходных материалов (газы-наполнители), анализ выполняется за 1 час. Встроенный микропроцессор с внутренней долговременной памятью позволяет хранить измеренные данные (10 000 измерений) и осуществляет обмен данными между анализатором и системой мониторинга.

Датчик давления масла во вводах трансформатора. Пьезорезистивный датчик измеряет относительное давление масла в высоко-

вольтном вводе и сравнивает с показаниями датчиков, установленных в других фазах. Таким образом, можно устранить вариации давления вследствие изменений температуры и нагрузки и обнаружить утечку или потерю масла. Датчик давления располагается на манометре.

Датчик уровня масла в расширителе трансформатора и РПН. Измерение уровня масла в целях обнаружения утечек выполняется ультразвуковым датчиком. Ультразвуковые импульсы, испускаемые датчиком, отражаются от границы масла и воздуха и возвращаются в датчик. Датчик вычисляет уровень масла по времени, прошедшему от передачи ультразвукового импульса до получения эха. Измеренное расстояние преобразуется в пропорциональный ему токовый сигнал и анализируется системой мониторинга. Ультразвуковой датчик устанавливается на верхней крышке бака. Адаптер приваривается к нижней части бака и входит в комплект поставки датчика.

Датчик Бухгольца. Состояние системы изоляции масляных трансформаторов контролируется главным образом с помощью газового реле. Этот прибор предназначен для обнаружения газообразных продуктов распада, выходящих из бака трансформатора во время работы, и оповещения о наличии газа.

Недостатком газового реле является то, что при возникновении предупреждающего или аварийного сигнала известно только, сколько газа в реле и когда его последний раз вентилировали. История выделения газа неизвестна. Газовое реле неспособно отличить длительную неисправность с невысокой энергией, такую как частичный разряд, от краткосрочной неисправности с высокой энергией, такой как местный перегрев.

Для эффективного анализа такого сорта неисправностей необходимо измерять скорость газообразования. Это и есть задача газового датчика Бухгольца, при этом защитная функция газового реле не затрагивается. Датчик подсоединяется к вентиляционному отверстию газового реле. Измерение количества газа выполняется с помощью поплавка, находящегося в датчике, и преобразователя положения. Положение поплавка преобразуется в токовый сигнал, пропорциональный уровню масла в датчике. Если система мониторинга показывает 0 мл, это означает, что датчик полностью заполнен маслом. Если система показывает 69 мл, датчик полностью заполнен газом. Если газ продолжает выделяться, он накапливается в газовом реле до тех пор, пока не генерируется предупреждение.

Датчики контроля состояния РПН:

– контроль температуры бака РПН (температуры масла) и сравнение ее с температурой бака трансформатора (датчик описан выше);

– контроль частичных разрядов в баке РПН в интервалах между коммутациями (датчик описан выше);

– регистрация виброграммы каждой коммутации, что позволяет оценивать наличие и длительность горения дуги в контакторе РПН (датчик описан выше);

– регистрация мощности, потребляемой приводным электродвигателем в процессе каждой коммутации для получения информации о механическом состоянии РПН.

– измерительный преобразователь активной мощности расположен в контрольном шкафу привода двигателя. Он устанавливается на входной стороне главного контактора.

4.3.2. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМ ДИАГНОСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ

В настоящее время практически все системы мониторинга нацелены на оценку состояния изоляции как наиболее важного и наиболее подверженного разрушению элемента масляного трансформатора. Для этой цели используют оценку режима нагрузки трансформатора, контроль температуры наиболее нагретой точки, определение влагосодержания в бумажной изоляции, определение тангенса угла диэлектрических потерь.

Далее в списке приоритетов стоит контроль состояния системы охлаждения с определением температуры верхних слоев масла, разницы температур масла на входе и выходе системы охлаждения, температуры окружающей среды, состояния маслонасосов и вентиляторов. Важным является возможность проведения системой анализа содержания газов в масле и интеграции в АСУ ТП подстанции, что предполагает поддержку стандартных протоколов обмена данными.

Система может выполнять также дополнительные функции, такие как управление системой охлаждения, измерение коэффициента нагрузки и т.д.

В таблице 4.1 приведены сравнительные характеристики систем мониторинга отечественного и зарубежного производства [15].

Анализ проводимых разработок позволяет сделать вывод об их близких возможностях, однако существенное различие наблюдается в применении математических моделей для оценки результатов мониторинга и интерпретации этих результатов.

Для эффективного внедрения и дальнейшего развития систем мониторинга необходимо менять идеологию их построения и требования, предъявляемые к данным системам.

Большинство производителей, как российских, так и зарубежных разработали системы с учетом того, что оперативный персонал имеет

4.1. Сравнительные характеристики систем мониторинга и диагностики отечественного и зарубежного производства

Параметр	Система мониторинга (производитель)				
	MS3000 (AREVA)	ШУМТ (ВЭИ, г. Москва)	TDM (Виброо-Центр, г. Пермь)	СКИТ (СПбГПУ, г. Санкт-Петербург)	Sterling Group (Стерлинг Групп, Украина)
Температура верхних слоев масла	+	+	+	+	+
Работа системы охлаждения	+	+	+	+	+
Тангенс дельта	+	+	+	+	+
Концентрация газов в масле	+	+	+	+	+
Содержание влаги в изоляции	+	+	+	+	+
Состояние РПН	+	+	+	+	+
Токи и напряжения ВН, СН, НН	+	+	+	+	+
Давление во вводах	+	–	–	–	–
Частичные разряды в изоляции	+	–	–	+	+
Измерение температуры обмоток	+	–	–	–	–
Коэффициент нагрузки	+	–	_.	–	–
Количество и скорость изменения количества газа в газовом реле	+	–	–	–	–
Вибрация бака, РПН	+	–	–	–	–
Уровень масла в расширителе и РПН	+	–	–	–	–
Интеграция в АСУ ТП ПС	+	+	+	+	+

квалификацию эксперта-диагноста и способен по текущей диагностической информации от системы делать какие-то заключения о состоянии эксплуатируемого оборудования для последующего принятия решения.

В действительности получается так, что на оперативный персонал ложится дополнительная нагрузка по непрерывному контролю текущих параметров контролируемого трансформатора, не представляющих для него диагностическую ценность в связи с отсутствием соответствующей квалификации.

Стоимость системы мониторинга и ее монтажа такова, что на деньги, затрачиваемые на поставку и установку одной системы мониторинга, можно выполнить комплексное обследование до 4 – 8 трансформаторов.

По этой причине системами диагностического мониторинга целесообразно оснащать трансформаторы мощностью свыше 25 МВ·А с загрузкой более 50%, установленные на крупных узловых подстанциях и/или питающих ответственных потребителей. Дополнительной причиной, по которой на трансформаторе монтируется стационарная система мониторинга и диагностики, может служить создание АСУ ТП подстанции.

В этом случае стоимость установки системы мониторинга будет составлять не более 3…7 % от стоимости трансформатора.

Так как система мониторинга построена по модульному принципу, то возможно использование отдельных ее компонентов для контроля только требуемых параметров. Прежде всего, речь идет о наиболее информативных приборах для контроля состояния трансформаторного оборудования – приборах газового анализа масла и оценки влагосодержания в нем (Transfix, Calisto, Hydran и т.п.). При этом с точки зрения экономической обоснованности такими устройствами целесообразно оснащать старое трансформаторное оборудование, находящееся на учащенном контроле, и оборудование, установленное в закрытых распредустройствах (РУ) и подверженное повышенному тепловому воздействию.

Таким образом, для максимально эффективного использования системы диагностики силовых трансформаторов 110 кВ и выше в региональных сетевых компаниях необходимо провести большую подготовительную работу – определить перечень диагностируемого оборудования, контролируемые параметры и используемые средства диагностики в зависимости от критичности состояния оборудования, подготовить квалифицированный персонал. Только после этого может быть принято решение о внедрении системы диагностического мониторинга трансформаторного оборудования с обязательным технико-экономическим обоснованием.

4.4. ТЕХНОЛОГИЯ «SMART POWER GRID» (УМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ)

Бурное внедрение в технику автоматизированного управления микропроцессоров и цифровых ЭВМ последнего поколения помогло разработать технологию SMART – Self – Monitoring, Analysis and Reporting Technology (от англ. «Технология Самодиагностики, Анализа и Отчета»), позволяющую создавать системы управления и контроля всего технологического цикла: сбора, обработки, передачи информации, а также управления подстанциями в режиме реального времени.

Согласно [79] SMART-система на основе промышленных логических контроллеров производит наблюдение за основными характеристиками оборудования, которые можно разбить на две группы:

– параметры, отражающие процесс естественного старения оборудования;

– текущие параметры оборудования.

Следует отметить, что оборудование само не может сообщить о своем состоянии посредством технологии SMART, для этого существуют специальные программы. Следовательно, использование технологии SMART немыслимо без двух составляющих:

– внутреннего программного обеспечения, встроенного в контроллер оборудования;

– внешнего программного обеспечения, встроенного в систему управления.

Программы, отображающие состояние SMART-устройств, представляют собой набор мини-подпрограмм, которые и определяют поддерживаемые оборудованием функции самодиагностики. Наиболее распространенные среди них:

– набор атрибутов, отражающих состояние отдельных параметров оборудования;

– внутренние тесты оборудования;

– журналы SMART (ошибок, общего состояния, дефектных элементов оборудования и т.п.).

Как в России, так и за рубежом, большая часть производства электроэнергии осуществляется на крупных электростанциях (ТЭС, АЭС, ГЭС), связанных с магистральными системами электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения, которые, в свою очередь, поставляют электроэнергию в распределительные сети среднего и низкого напряжения.

Производством, передачей и распределением электроэнергии по сетям обычно управляют национальные и региональные операторы. Тем не менее, все более широкое применение при производстве электроэнергии, особенно за рубежом, получают источники малой генера-

ции, которые встраиваются в первоначально рассчитанную под крупные централизованные электростанции сеть, что приводит не только к изменению требований к управлению передачей электроэнергии, но и структуре самих распределительных сетей.

Свободный рынок электроэнергии и возможность использования малой генерации не только для собственных нужд крупных промышленных потребителей, но и для продажи излишек вырабатываемой электроэнергии через сети распределительных компаний требует готовности сетевого комплекса к приему и перераспределению дополнительных потоков мощности не только в сети 110 кВ, но и в сети 10 – 20 – 35 кВ.

Однако все более жесткие требования к надежности и качеству энергоснабжения потребителей на фоне стремительного развития технологий генерации (в том числе и с использованием нетрадиционных источников) сталкиваются с растущим износом основного технологического оборудования распределительных сетей, что ограничивает возможности подключения новых потребителей и эффективности контроля распределения электрической энергии.

Поэтому построение распределительной сети SMART POWER GRID (далее сеть SMART) [36] невозможно представить без технологий автоматизированного управления работой сети и дистанционного мониторинга состояния энергетического оборудования, которые позволяют эффективно и безопасно применять в распределительных сетях альтернативные источники энергии, в том числе солнечную энергию, энергию ветра и другие решения, и по мере необходимости поставлять эту энергию потребителю.

Наиболее эффективным методом автоматизации на данный момент является применение SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition – с англ. Диспетчерское управление и сбор данных)-систем [78]. Термин «CSADA-система» используется для обозначения программно-аппаратного комплекса сбора данных (телемеханического комплекса).

Системы такого класса предоставляют возможность осуществлять мониторинг и диспетчерский контроль множества удаленных объектов (от 1 до 10 000 пунктов контроля, иногда на расстоянии в тысячи километров друг от друга) или одного территориально распределенного объекта.

Основная задача SCADA – это сбор информации о множестве удаленных объектов, поступающей с пунктов контроля, и отображение этой информации в едином диспетчерском центре. Кроме этого, SCADA должна обеспечивать долгосрочное архивирование полученных данных. При этом диспетчер зачастую имеет возможность не только пассивно наблюдать за объектом, но и им управлять, реагируя на различные ситуации.

Работа SCADA – это непрерывный процесс сбора информации в режиме реального времени с удаленных точек (объектов) для обработки, анализа и возможного управления.

Все современные SCADA-системы включают три основных структурных компонента (рис. 4.4):

1. Удаленный терминал, подключающийся непосредственно к контролируемому объекту и осуществляющий обработку задачи (управление) в режиме реального времени. Спектр функций терминала широк: от примитивных датчиков, осуществляющих сбор информации с объекта, до специализированных многопроцессорных вычислительных комплексов, осуществляющих обработку информации и управление в режиме жесткого реального времени. Конкретная его реализация определяется спецификой применения. Использование устройств низкоуровневой обработки информации позволяет снизить требования к пропускной способности каналов связи с центральным диспетчерским пунктом.

2. Диспетчерский пункт управления (главный терминал или SCADA-сервер) осуществляет обработку данных и управление высокого уровня. Одна из основных функций – обеспечение человеко-машинного интерфейса (между человеком-оператором и системой). В зависимости от конкретной системы может быть реализован в самом

Рис. 4.4. Структура SCADA-системы

разнообразном виде: от одиночного компьютера с дополнительными устройствами подключения к каналам связи до больших вычислительных систем и/или объединенных в локальную сеть рабочих станций и серверов.

3. Коммуникационная система (каналы связи) между удаленными и главным терминалом. Она необходима для передачи данных с удаленных точек на центральный интерфейс диспетчера и передачи сигналов управления обратно. В качестве коммуникационной системы можно использовать следующие каналы передачи данных: частные радиосети; аналоговые телефонные линии; цифровые сети, сотовые сети GSM. С целью дублирования линий связи устройства могут подключаться к нескольким сетям, например к выделенной линии и резервному радиоканалу.

При построении систем управления на базе SCADA обязательным условием является готовность оборудования к интеграции в подобную систему, нижний уровень которой – это сеть программируемых микропроцессорных контроллеров, размещенных непосредственно около силового и измерительного оборудования и ведущих процесс сбора и предварительной обработки первичной информации и выполняющих задачи местного управления оборудованием.

Применение SCADA-систем как элемента АСУ ТП подстанций в сетях 35…110 кВ позволяет перейти к автоматизации технологических процессов по преобразованию и распределению электроэнергии на энергетических объектах, в том числе дает возможность более эффективного управления распределением электрической энергии при подключении к распределительным сетям возобновляемых источников энергии.

Следует отметить, что применительно к устройствам вторичной коммутации на подстанциях 35…110 кВ построение сетей SMART должно идти по направлению внедрения стандарта МЭК 61850 и оптических измерительных трансформаторов. Создание интегрированного решения АСУ ТП с микропроцессорной защитной автоматикой на базе МЭК 61850 обеспечивает совместное использование интеллектуальных электронных устройств разных производителей или возможность замены устройства, поставляемого одним изготовителем, на устройство, поставляемое другим изготовителем, без внесения изменений в другие элементы системы.

Основными достоинствами систем, построенных на базе протокола МЭК 61850, являются:

– применение резервируемой архитектуры коммуникаций для передачи данных;

– высокоскоростной обмен данными между устройствами в обход коммуникационных контроллеров (GOOSE-сообщения) на скоростях 100 Мб/с и выше. Гарантированное время доставки не более 8 мс;

– повышение надежности за счет функций встроенной диагностики терминалов и каналов связи;

– свободный обмен информацией между терминалами различных производителей;

– позволяет подключать неограниченное количество устройств, используя одну систему коммуникаций (количество будет ограничиваться только пропускной способностью).

Данное решение повышает надежность и точность системы, позволяет снизить затраты на проектирование и последующую модернизацию или замену оборудования, упрощает и ускоряет процесс внедрения.

Первым шагом к комплексному решению внедрения в части автоматизации распределительных сетей 10…20 кВ являются:

– создание укрупненной распределительной сети 10…20 кВ с приближением трансформаторных пунктов к потребителям, для расширения возможностей подключения новых потребителей, малой генерации;

– снижение потерь и, в дальнейшем, упрощение регулирования перетоков мощности и управления оперативной схемой в зависимости от величины и характера нагрузки;

– автоматизация секционирующих пунктов с использованием реклоузеров, автоматизация ответвлений от магистральной сети 10…20 кВ с использованием реклоузеров и выключателей нагрузки;

– применение устройств автоматического определения мест и характера повреждения линии;

– применение плавнорегулируемых дугогасящих реакторов и других устройств с автоматическим регулированием (бустеры);

– применение устройств контроля качества электроэнергии.

При применении секционирующих аппаратов и аппаратов, коммутирующих ответвления от магистральной ВЛ, должны использоваться системы, не допускающие включение линейных аппаратов на короткие замыкания. Все вновь устанавливаемые коммутационные аппараты должны иметь возможность согласования их работы между собой и передачи данных в одном формате.

Топология построения сети должна отвечать поставленным техническим требованиям и быть экономически целесообразна. В применении к существующим распределительным сетям нет такого понятия как «самозаживающая» сеть.

Если есть отказ питающей линии электропередачи 0,4…20 кВ, при условии, что они имеют тенденцию работать на радиальной основе (по большой части), есть неизбежный перерыв в электроснабжении. В случае использования связанной топологии сетей (кольцевые схемы)

отказ одной части сети не приведет к потере поставки электроэнергии потребителям.

Первичным направлением является реконструкция схемы распределительной сети с перспективой оснащения ее устройствами мониторинга и передачи информации. Элементная база, на которой идет построение схем защит, должна развиваться в направлении совершенствования систем дальнего резервирования.

Используя эту информацию в реальном времени от встроенных датчиков и автоматизированных средств управления, сеть SMART может автоматически определить место и характер повреждения, что, тем самым, позволит избежать длительных перебоев электроснабжения и смягчить последствия от отключения электроэнергии.

У распределительной сети SMART предполагается система управления, которая будет анализировать ее работу, используя диспетчерские центры (например, центры управления сетей (ЦУС) региональных сетевых компаний) [1, 2], которые возьмут на себя управление изменяющейся ситуацией, такой, например, как отказы оборудования или отключения линий. Такая система могла бы использоваться, чтобы управлять коммутационными аппаратами, что привело бы к изменению затрат на развитие сетей и повышению их надежности.

Примером реализации сети SMART для линий электропередачи напряжением 10…20 кВ может служить устройство IntelliRupter PulseCloser. Применение данного аппарата значительно уменьшает повреждающий эффект от включения линии на существующее короткое замыкание [36].

Для сетей 0,4 кВ на данный момент времени разработаны и активно внедряются интеллектуальные выключатели с набором дополнительных возможностей. Такие выключатели, аккумулируя данные, представляют комплекс параметров и средств, позволяющих осуществлять контроль над всей системой электроснабжения.

Например, показатели суточных колебаний потребления электроэнергии и распределения нагрузок по источникам позволяют выявить те участки системы, на которых наблюдаются наибольшие потери электроэнергии.

Столь же важная функция таких выключателей – постоянная диагностика работоспособности сети и предотвращение аварийных ситуаций. Данные, предоставляемые пользователю (протоколы событий), позволяют отслеживать повреждения линий. Тем самым повышается «прозрачность» работы, сокращается время реакции на изменения состояния, такие как перегрузка, несимметричность фаз, повышенное напряжение.

Быстрое вмешательство в процесс может, например, предотвратить аварию на линии или инициировать ее профилактическое обслуживание. В этом случае эффективность работы и сроки службы всех компонентов сети значительно увеличиваются.

Вместе с тем следует отметить, что в настоящее время не существует официальной документации или единого стандарта на технологию сети SMART. В связи с этим, производители не публикуют полные характеристики и поддерживаемые функции сети SMART в своем оборудовании.

Отсутствие стандартов означает, что специалисты, выбирая оборудование для создания сети SMART, должны определить, какие элементы будут работать совместно, а какие потребуют дополнительных усилий для интеграции.

Таким образом, для России технологию сети SMART необходимо рассматривать, прежде всего, как направление развития распределительных сетей для снижения потерь в них и повышения наблюдаемости и автоматизации. Только после этого можно будет говорить об эффективном внедрении распределенных источников малой генерации.

4.5. ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ КОНТРОЛЬ

Техническая политика ОАО «Межрегиональная сетевая компания Центра» в области контроля и мониторинга распределительного электросетевого комплекса до 2015 г. [52] 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 [16] и, в частности, тепловизионного контроля подстанций 110 кВ и 35 кВ (табл. 4.2) [20].

Анализ выявленных дефектов электрооборудования показал, что большинство из них составляет нагрев контактных соединений с избыточной температурой в интервалах до +10 °С и от +10 до +30 °С, что 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%, 35 кВ – 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%.

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

Класс напряжения подстанции, кВ	2008 г.	2009 г.	2010 г.
	Количество подстанций и дефектов, шт./шт.		
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		

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 путем 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 (табл. 4.3) приведены характеристики парка тепловизоров службы диагностики филиала ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго».

Из таблицы 4.3 видно, что новая разработка Flir-T 365 (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-T 365, необходимо учитывать коэффициент излучения поверхности обследуемого объекта и угол между осью тепловизионного приемника и нормалью к излучающей поверхности объекта. 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.

4.3. Характеристики тепловизоров РСК «Тамбовэнерго»

Характеристики	Flir-I 50	Flir-300	SAT-S 280	Flir-T 365
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 (измер./раб.), °С	–20…+350/ –15…+50	–20…+500/ –15…+50	–20…+650/ –15…+50	–20…+1250/ –15…+60
Встроенная камера	Нет	Нет	Есть	Есть

Наряду с этим, в действующих нормативных документах [57, 58] 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, так и статистические параметры оптико-электронного тракта используемых тепловизоров.

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-T 365 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, методам 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.

Надежный контроль и управление высоковольтным электрооборудованием подстанций невозможно осуществить без системы сети передачи информации, рассмотренной в пятой главе.

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 инфор-

мации 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 может проводиться как полностью для всей ПС (наилучший вариант), так и поэтапно, например: КРУН-10 кВ – ОРУ-35 и 110 кВ. Сроки модернизации одной среднестатистической подстанции 35/10 кВ: 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.

4. Внедрение современных систем диагностики и контроля силовых трансформаторов 110 кВ и выше требует технико-экономического обоснования; применение оптотехнологий и технологии сети SMART определяет путь развития распределительных сетей и служит для повышения наблюдаемости и автоматизации; тепловизионный контроль электрооборудования позволяет оценить его техническое состояние и принимать взвешенные технические решения о поддержании эксплуатационной надежности.

5. 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 в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго».

5. СИСТЕМА СЕТИ ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ

Рассмотрены основные понятия теории информации применительно к оперативно-технологическому управлению, стандартные кодовые форматы, протоколы и диалоговые процедуры телемеханической передачи в системах управления электросетевыми комплексами. Показаны состав информационного обеспечения, средства и способы передачи информации, структура и метод оптимизации телеинформационной сети передачи информации, а также применение конвергированных сетей связи в региональной сетевой компании.

Управление любой энергетической системой может быть эффективным лишь при наличии автоматизированной системы оперативно-технологического управления, под которой понимается человеко-машинная система, обеспечивающая сбор и обработку информации, необходимой оперативно-технологическому персоналу для принятия решений по управлению энергосистемой. Для управления технологическими процессами на энергетических объектах, например в электросетевом комплексе 10…110 кВ, в составе АСОТУ существует автоматизированная система управления технологическими процессами, в которой постоянно формируются, передаются, принимаются и осмысливаются сообщения о состоянии электрооборудования подстанций, параметрах его режима и принятых диспетчером или оперативно-технологическим персоналом решениях по управлению электросетевым комплексом [1, 2].

5.1. ТЕОРИЯ ИНФОРМАЦИИ В ОБЛАСТИ ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Сообщение, сигнал, информация. В теории информации, применительно к автоматизированному диспетчерскому и технологическому управлению в электроэнергетических системах, под сообщением понимается некоторая совокупность сведений, подлежащих передаче, т.е. объект передачи [54]. Средством передачи сообщения является сигнал, под которым понимается некоторый физический процесс, однозначно соответствующий данному сообщению.

Структурная схема передачи сообщения представлена на рис. 5.1.

Сообщение О, сформированное отправителем, преобразуется в передатчике в сигнал С1, представляющий собой, как правило, электромагнитные колебания. Сигнал С1 поступает в канал связи (КС), под которым понимается совокупность технических средств, необходимых для передачи сигнала на большие расстояния. Сигнал С2 с выхода КС подается в приемник, в котором происходит обратное преобразование

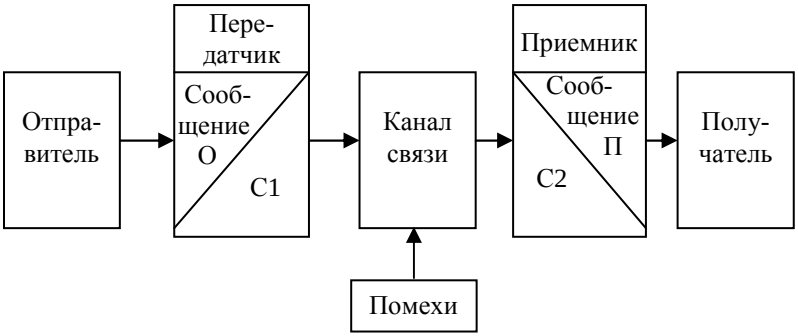

Рис. 5.1. Структурная схема передачи информации

сигналов в сообщение П, поступающее к получателю. Вследствие помех, воздействий, мешающих передаче сигнала по КС на большие расстояния, сигнал С2 не полностью соответствует сигналу С1, а следовательно, сообщение П может отличаться от сообщения О, что, естественно, не желательно, поэтому передача должна быть организована таким образом, чтобы получатель правильно понял отправителя, несмотря на наличие помех в КС, т.е. при передаче информации должна быть предотвращена потеря передаваемой информации.

Информация является основным содержанием сообщения, т.е. представляет собой сведения, которые неизвестны получателю до получения данного сообщения. Каждое сообщение формируется, как правило, из нескольких элементов, каждый из которых может принимать качественно различные значения (качества).

5.1.1. СТАНДАРТНЫЕ КОДОВЫЕ ФОРМАТЫ ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ

Протоколы асинхронной передачи данных. МЭК (Международный электротехнический комитет) разработал стандартные кодовые форматы для систем телемеханики, ориентированные на асинхронный метод передачи в «одном окне» (размер «окна передачи» – число кодовых предложений, которые можно передавать без подтверждения приема, перед тем как обнаружена ошибка в предложении, требующая автоматического повторения передачи) при использовании последовательности двоичных взаимонезависимых сигналов (двоичный симметричный канал без памяти) для полудуплексной и дуплексной связи [54].

Рекомендуемая МЭК стандартная асинхронная (стартстопная) передача для телемеханических систем – метод передачи, при котором передаются группы синхронных сигналов, разделенные интервалами

произвольной длительности. При асинхронной передаче момент начала передачи сообщения, определяемый моментом посылки стартового сигнала, может быть произвольным.

Например, формат FT 1.1 [54] обеспечивает кодовое расстояние d = 2, кодовое слово содержит 11 бит: 1 бит – старт, 8 бит – информация, 1 бит – защита по четности (нечетности) и 1 бит – стоп (табл. 5.1).

Добавление в конце предложения одного контрольного 11-битного слова образует формат FT 1.2 с кодовым расстоянием d = 4. Контрольное слово, так же как и все остальные кодовые слова, имеет биты старт, стоп, биты защиты по четности и, кроме того, 8 бит – контрольную сумму CS, образованную арифметическим суммированием всех информационных байт предшествующих кодовых слов по модулю 256.

Форматы FT 2 и FT 3 образуются кодовыми блоками длиной до 16 байт (n = 128 бит). Информационные кодовые слова этих форматов

5.1. Формат FT 1.1 с переменным числом информационных слов, d = 2

Последовательность бит в линии		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Информационные биты (D1 – младший бит)		0	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	D8		
Число информационных слов в предложении		0	0	←			L				p	1
Информационные слова	1	0									p	1
	2	0	Содержание информационных									
	.	.					слов				.	.
	.	.									.	.
	.	.									.	.
	L – 1	0									p	1
	L	0									p	1
	Старт	Старт									Паритет	Стоп

Примечания: 1. В начальном кодовом слове передается число L информационных слов в предложении (L = 0…127). Бит D1 в начальном слове всегда 0.

2. При обнаружении ошибки при приеме старт-бита, стоп-бита, бита четности, бита D1 = 0 в начальном слове все кодовое предложение бракуется и не выдается пользователю. При этом должен устанавливаться интервал 1.1 длиной минимум 22 единицы спокойного состояния до последующего кодового предложения.

по 8 бит (байт, октет). Контрольные слова формируются по законам циклического кода. Контрольное слово формата FT 2 имеет длину 8 бит, что обеспечивает d = 4 при числе информационных байт до 15. Контрольное слово формата FT 3 имеет длину 16 бит, что обеспечивает d = 6 при числе информационных байт до 16.

Форматы AE 1.1 обеспечивают класс достоверности I1 и могут использоваться при передаче информации с относительно невысокой достоверностью, например при передаче телеизмеряемых (ТИ) параметров при циклическом способе передачи информации.

Форматы FT 1.2 и FT 2 обеспечивают класс достоверности I2 и должны применяться при передаче сообщений с повышенной достоверностью, например при передаче телесигналов (ТС), важных параметров ТИ и т.п.

Формат FT 3 обеспечивает класс достоверности I2 во всем диапазоне изменения вероятности ошибки на бит (защита по четности $p < 0,5$) и класс I3 при $p < 10$. Этот формат используется при передаче особо важных сообщений, например команд телеуправления (ТУ) и т.п.

Различные виды организации передачи данных допускают передачу сообщений как постоянной, так и переменной длины. В системах телемеханики могут использоваться кодовые форматы различной длины L (L – число информационных кодовых слов в кодовом предложении). При использовании кодовых форматов с переменной длиной число L должно указываться в специальном кодовом слове (или словах) в начале кодовых предложений. В процессе передачи кодовых предложений могут возникать различные искажения, вызываемые случайными помехами, в том числе нарушение синхронизации, кратковременные нарушения канала, приводящие к несинхронному сдвигу кодовой последовательности, и т.п.

Во всех этих случаях передача информации должна соответствовать установленному классу достоверности, обеспечиваемому выбранным кодовым форматом. Для удовлетворения этого требования должны выполняться определенные правила передачи стандартных кодовых форматов, установленные стандартом МЭК.

Для всех форматов сигнал спокойного состояния канала (перед посылкой сообщений) – 1. Интервалы между словами предложения не допускаются (т.е. кодовое предложение следует непрерывно во времени – без перехода в спокойное состояние канала).

Длина L передается в начале кодового предложения и для форматов FT 1.1 не превышает 127, для форматов FT 1.2, FT 2 и FT 3 – 255 информационных слов.

При фиксации ошибок в предложении (в соответствии с правилами передачи соответствующего формата кадра) оно бракуется приемником. Перед посылкой следующего кодового предложения необхо-

дим определенный минимальный интервал спокойного состояния линии. Длительность интервала спокойного состояния линии задается для каждого стандартного кодового формата.

Протоколы синхронной передачи данных. Протокол HDLC (High – Level Data Link Control – Управление каналом передачи данных высокого уровня) – один из наиболее распространенных протоколов в системах связи, используемых для передачи данных различного назначения. Он предложен фирмой IBM и принят в качестве стандарта Международного консультативного комитета по телеграфии и телефонии (МККТТ). В стандартах МЭК по телемеханике наряду с протоколами асинхронной передачи ставится также вопрос об использовании протокола HDLC для синхронной передачи в системах телемеханики.

Кодирование сообщений в протокол обмена информацией в системе АИСТ (адаптивная информационная система телемеханики – радиальная многоточечная структура). Информация, циркулирующая в системе АИСТ, подразделяется на рабочую и служебную. К рабочей информации относятся сообщения, определяющие рабочие функции системы [54, 60]:

– ТИ – телеизмерение текущих значений от аналоговых и цифровых датчиков;

– ТС – телесигнализация положения двухпозиционных объектов;

– ТСЧ – (телесчет) – передача показаний счетчиков электроэнергии от специальных датчиков телеизмерения энергии (ТИЭ) в системе АИСТ-РС;

– ТУ – телеуправление двухпозиционными и многопозиционными объектами в системе АИСТ-РС;

– ЦБИ – цифробуквенная информация;

– РТИ, РТС – ретрансляция ТИ и ТС на диспетчерский пункт (ДП) вышестоящего диспетчерского управления;

– РТУ – ретрансляция команд телеуправления на контролируемый пункт (КП) нижестоящего уровня (в системе АИСТ-РС).

Служебная информация объединяет сообщения о режимах передачи, квитанции и пр.

Передача сообщений от всех КП к пункту управления (ПУ) производится по независимым дуплексным каналам связи непрерывно в обоих направлениях (от КП к ПУ – прямой и от ПУ к КП – обратный канал). При этом используется синхронный метод передачи сигналов. Длина одного сообщения (кодового слова) составляет 24 бита, последовательность из 32 кодовых слов образует кадр. Первое кодовое слово «Маркер» служит для синхронизации кадров и образуется 24-битной комбинацией 0110 0110 0110 1001 1001 1001 (число 666999 в двоично-шестнадцатеричном коде). Расстояние Хэмминга для маркерного слова равно 6 («прозрачный» маркер).

Все сообщения кодируются специальным кодом АИСТ (групповой помехозащищенный код с кодовым расстоянием d = 4). Длина кодовых слов 24 бита, из которых 16 информационных и 8 контрольных. 24 разряда кодового слова разбиваются на три байта: первый байт – адрес слова, второй байт – информация, третий байт – защита.

Кодирование и передача ТИ, ТС. Каждый параметр ТИ или группа из 8 ТС кодируется одним кодовым словом (24, 16), содержащим 8 бит адреса ТИ (или группы ТС), 8 информационных бит (256 дискретных уровней параметра ТИ либо 8 двухпозиционных ТС) и 8 контрольных бит. Таким образом с каждого КП может передаваться до 256 байт (ТИ + ТС).

Передача и кодирование сообщений в системе ГРАНИТ. Сообщение с КП на ПУ передается в двух режимах: либо по вызову с ПУ, либо автоматически – при изменении ТС или по результатам сравнения с ранее переданными значениями [54, 55]. Приемник подтверждает полученную информацию посылкой квитирующего сигнала по обратному каналу (положительное квитирование). При отсутствии квитанции в течение 5…10 с источник информации автоматически повторяет несквитированную информацию.

Обмен информацией между пунктами передачи и приема осуществляется по методу синхронной передачи данных в соответствии с протоколом синхронной передачи информации HDLC. Сеанс связи начинается с обмена служебными кадрами между передающей и приемной станциями. Служебный кадр содержит 6 байт.

Первый и последний байты (флаг) предназначены для обозначения начала и конца кадра. Флаг всегда передается фиксированным значением 01111110 и выполняет роль синхрокода (маркера). В передаваемой последовательности бит только маркер имеет шесть единиц подряд. Во всех остальных байтах через каждые пять следующих подряд единиц вставляется нуль (битстаффинг), чтобы отличить маркер от всех остальных видов сообщений. Такой маркер называется прозрачным, т.е. легко отличимым в последовательности передаваемых бит.

Байт-адрес содержит адрес отправителя (получателя) сообщений.

В байте управления передаются сообщения, необходимые для установления связи между передатчиком и приемником: «готов (не готов) к приему», «ошибка при приеме» и пр.

Далее следует два байта защиты от ошибок в соответствии с правилами защиты циклических кодов [порождающий полином P(x)] и байт окончания кадра, повторяющий первый байт-флаг.

Информационный кадр имеет длину 22 байта и отличается от служебного кадра тем, что после байта управления передаются до 16 байт информации. Кроме того, в байте управления передаются сообщения, определяющие вид посылок (данные, квитанция, вызов, запрос и т.п.), и функциональные адреса информации (ТС, ТИ, ТУ и т.п.).

Между передачами информационных кадров (при отсутствии новой информации) в канал связи посылаются чередующиеся единицы и нули (меандр), которые используются для поддержания синхронной работы тактовых генераторов передатчика и приемника.

5.1.2. ДИАЛОГОВЫЕ ПРОЦЕДУРЫ ПЕРЕДАЧИ ТЕЛЕМЕХАНИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

В процессе функционирования телемеханических систем, куда входят станции, передающие информацию, и станции, принимающие информацию, между станциями осуществляется определенный обмен (диалог) служебной информацией, обеспечивающий заданный уровень достоверности передаваемых сообщений. В зависимости от конфигурации системы, используемых каналов связи, важности передаваемых сообщений процедуры обмена информацией между станциями могут быть различными.

В стандартах МЭК по телемеханике предусматривается три класса диалоговых процедур на канальном уровне протокола передачи информации [54]:

– класс S1 – посылка без ответа: передача информации от передающей станции, не требующая ответа (подтверждения, квитанции) от принимающей станции;

– класс S2 – посылка с подтверждением: передача информации, требующая подтверждения (квитанция);

– класс S3 – запрос – ответ: передача информации по запросу (в ответ на запрос).

По диалоговым процедурам различаются первичные и вторичные станции телемеханической системы. Первичная станция – это станция, инициирующая диалог, т.е. вызывающая передачи сообщений. Для классов S1 и S2 передающая станция является первичной, поскольку по ее инициативе начинается передача данных, а принимающая станция – вторичной. Для класса S3 первичной является запрашивающая станция, которая требует передачи сообщений от вторичной станции.

Процедура класса S1 (посылка без ответа) не обеспечивает защиты от потери передаваемых сообщений. Это означает, что сообщение не восстанавливается, если оно забраковано приемной станцией или если приемная станция не может принять его из-за переполнения буфера памяти. Процедура класса S1 используется в циклических системах с опросом или в симплексных системах передачи информации без обратного канала. Ошибки в кадре, обнаруженные при приеме, вызывают потерю сообщений.

Процедура класса S2 предусматривает подтверждение (квитирование) приемником предназначенной ему передачи. Применяется в

системах передачи случайных, спорадически возникающих сообщений. Процедура посылки с подтверждением принимается для передачи важных сообщений, а также команд (например, ТУ, уставки и т.п.).

Процедура класса S3 предусматривает получение информации от КП по запросу ПУ. При невозможности (по той или иной причине) передачи сообщений КП должен ответить отрицательной «квитанцией» (КВО). При обнаружении ошибок при приеме ответа или при получении КВО запрос повторяется заданное число раз, после чего на вышестоящий уровень протокола передачи передается сигнал «неисправность системы».

Процедуры классов S2 и S3 предусматривают непрерывный диалог между передающей и принимающей станциями и требуют двусторонней связи между ними (дуплексные либо полудуплексные каналы). Процедура обмена информацией между станциями должна занимать «одно окно» (размер информационного окна равен единице). Это означает, что запрашиваемая станция принимает запрос на передачу новых сообщений только после успешного приема на ПУ предшествующей передачи либо после фиксации на ПУ ошибки при приеме. Для процедуры класса S2 это означает, что новая посылка данных возможна лишь после того, как предшествующая передача полностью окончена, т.е. либо получена квитанция об успешном приеме данных, либо зафиксирована ошибка, требующая их повторения (через определенный интервал времени). Для процедуры S3 запрашиваемый КП принимает запрос на передачу новых сообщений только после успешного приема запрашивающим ПУ предшествующей передачи либо после фиксации на ПУ ошибки при приеме. Число запросов и интервал времени между последующими после ошибки передачами определяется специальными правилами.

По диалоговым процедурам различаются небалансные и балансные системы телемеханики. В небалансных системах любая станция может быть первичной (передающей или запрашивающей), т.е. выполнять функции КП и ПУ. В балансных системах первичные и вторичные станции зафиксированы, обычно одна станция (ПУ) является главной (запрашивающей), остальные станции – запрашиваемыми или передающими информацию (КП).

Для небалансных систем характерны многоточечные структуры с полудуплексными или дуплексными каналами связи, т.е. с разделением во времени передачи КП – ПУ. Балансные системы обычно используют структуру точка – точка и дуплексные каналы связи с независимой и одновременной передачей данных в обоих направлениях.

Следовательно, сбор и обработка информации в АСОТУ сетей обеспечивается специальными методами кодирования и стандартными диалоговыми процедурами телемеханической передачи для выполне-

ния функций надежного контроля основных параметров электрооборудования сетевых комплексов.

Диалоговые процедуры передачи данных на основе стандартных кодовых форматов передачи телемеханической информации являются неотъемлемой частью информационного обеспечения автоматизированных систем диспетчерского управления электросетевыми комплексами, рассмотренного ниже.

Таким образом:

1. Рассмотрена теория информации применительно к диспетчерско-технологическому управлению и информационным телемеханическим системам для электроэнергетических систем.
2. Рассмотрены стандартные кодовые форматы передачи информации в автоматизированных системах оперативно-технологического управления.
3. Показан комплекс диалоговых процедур телемеханической передачи в системах оперативно-технологического управления электроэнергетическими системами.

5.2. ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Информационное обеспечение ССПИ в электроэнергетике характеризуется составом и способами передачи информации, необходимой для решения задач автоматизированных информационно-измерительных систем различных уровней управления [55].

Поскольку задачи ИИС в зависимости от заблаговременности их решения разбиты на две подсистемы: планирования режимов и оперативного управления – информационное обеспечение также целесообразно рассматривать в рамках каждой из этих подсистем.

Планирование режимов. Функционирование подсистемы планирования режимов обеспечивается с помощью:

– оперативно-технологической информации, передаваемой из подсистемы оперативного управления (архивы телеинформации, данные суточной диспетчерской ведомости);

– производственно-технической (ПТИ) и производственно-статической (ПСИ) информации.

В состав ПТИ входят данные, необходимые для краткосрочного и долгосрочного планирования режимов (прогнозы электропотребления, ожидаемый состав и экономические характеристики электрооборудования, ремонтные заявки на оборудование, прогноз метеоусловий и др.), а также исходные данные для расчетов перспективных электрических режимов, выбора уставок РЗА. Кроме того, в рамках ПТИ формируются и передаются в соответствии с иерархией управления плановые задания по ведению режима (производственно-статическая ин-

формация – графики мощности и лимиты потребления, режимные ограничения, уставки РЗА и др.).

В состав ПСИ входит, в основном, информация для решения задач долгосрочного планирования и коммерческих взаиморасчетов между энергосистемами (РСК) (фактические балансы мощности, электрической энергии, метеоданные и т.п.).

Поступление ПТИ и ПСИ в ОИК РСК определяется периодичностью решения соответствующих задач. Большая часть этой информации передается ежесуточно в регламентируемом объеме и регламентное время (исходные данные для суточного планирования режимов, суточные балансы мощности, электрической энергии, плановые задания по мощности и т.п.).

Время доставки этой информации обычно не превышает несколько десятков минут. Поступление остальной информации осуществляется в недельном, месячном, квартальном цикле либо по мере необходимости. Допустимая задержка от нескольких часов до суток.

Сбор и передача ПТИ и ПСИ на уровне ПС-110 кВ – РСК обычно осуществляется по телефону. Передача на уровне ДП РЭС – ДП РСК производится в основном автоматизированным путем с помощью межмашинного обмена. Обмен информацией в ОИК между подсистемами оперативного управления и планирования режимов должно осуществляться автоматически с циклами от 1 ч до 1 суток.

Оперативное управление. Информация, обеспечивающая функционирование подсистемы оперативного управления, может быть названа оперативно-технологической информацией (ОТИ), характеризующей текущее состояние и режим объекта управления (ПС-110 кВ). Часть ОТИ, формирование и передача которой осуществляется полностью автоматически (датчик – устройство ТМ – ОИК), в реальном времени называется телеинформацией. В состав телеинформации входят:

– телеизмерения параметров режима электросетевого комплекса 110 кВ РСК (активная и реактивная мощность линий электропередач и трансформаторов, напряжение и частота в узловых точках сети, потребление и перетоки электроэнергии и т.п.);

– телесигналы, отражающие положение коммутационного оборудования контролируемой электрической сети 110 кВ (выключателей, разъединителей), настройку, состояние и факты срабатывания устройств автоматического управления (РЗА), а также состояние средств и систем диспетчерского управления (сигналы неисправности устройств и каналов ТМ и т.п.).

В соответствии с иерархией оперативно-диспетчерского управления определенная часть ТИ и ТС (обычно 10…20% общего объема, поступающего в ОИК РЭС) ретранслируется в ОИК верхнего уровня управления РСК. Другая часть ОТИ отличается от телеинформации,

прежде всего, тем, что источниками ее формирования являются не датчики, а дежурный персонал подстанций 110 кВ.

Периодическая информация. Передача этой информации осуществляется по мере возникновения тех или иных событий периодически (но с относительно большим циклом времени, например 1 раз в час) или несколько раз в сутки в регламентируемое время. Обычно с ПС-110 кВ эта информация передается по телефону на ближайший по уровню иерархии ДП РЭС, а дальнейшая передача осуществляется либо таким же образом, либо автоматизированным путем (ручной ввод в ЭВМ ОИК и далее с помощью межмашинного обмена).

В состав этой информации входят:

– данные суточной диспетчерской ведомости (параметры баланса активной мощности, отдельные межсистемные перетоки и др.);

– фактические и планируемые изменения состава оборудования и его характеристики, ввод/вывод электротехнического оборудования, средств РЗА и др.;

– сообщения об аварийных событиях на контролируемом оборудовании, содержащие как количественные данные, так и необходимые комментарии и разъяснения.

Кроме рассмотренной выше информации, передаваемой «снизу – вверх» (ПС-110 кВ – РЭС – РСК), в состав ОТИ входит информация, передаваемая в обратном направлении: во-первых, это некоторые параметры режима (телеинформация, данные суточной диспетчерской ведомости), которые по техническим причинам необходимо ретранслировать через ОИК более высокого ранга управления; во-вторых, это все команды диспетчера по управлению режимами электросетевого комплекса 110 кВ и переключениями в электрической сети, а также по вводу-выводу и измерению настройки и системы автоматического управления.

В процессе развития ОИК наблюдается устойчивая тенденция к всеобщей автоматизации формирования и передачи периодической части ОТИ; так, в частности, в ряде РСК суточная ведомость реализуется на базе ТИ. На уровне ДЦ РДУ – ЦУС РСК автоматизирован сбор информации о выводе в ремонт и вводе в работу крупных ПС-110 кВ.

Таким образом, в РСК информационным обеспечением в подсистеме планирования режимов электросетевого комплекса является: оперативно-технологическая – ОТИ, производственно-техническая – ПТИ, производственно-статическая – ПСИ информация. В подсистеме оперативного управления ОТИ формируется автоматически (техническими средствами в виде телеинформации) и периодически (дежурным персоналом подстанций в виде сообщений по телефону).

Подсеть телеинформации представляет собой иерархическую структуру. На ПС-110 кВ обычно устанавливаются передатчики (для

подсети автоматического управления) и приемники ТМ, передающие телеинформацию на ближайший и следующий по уровням управления диспетчерские пункты по дублированным каналам ТМ. На ДП РЭС и ЦУС РСК каналы ТМ вводят в центральные приемопередающие станции (ЦППС), ЦППС РСК обеспечивает прием и передачу в ОИК полного объема телеинформации, ретрансляцию необходимого объема ТИ, ТС в ЦППС РСК и ДП соседних РСК, а также обмен со смежными ЦППС.

Структура подсистем обеспечивает высокую надежность передачи телеинформации за счет не только дублирования каналов ТМ, но и резервирования трактов передачи.

В силу исторических обстоятельств подстанции в пределах одной РСК оснащены разнотипными, преимущественно аппаратными, устройствами ТМ, отличающимися протоколами и дисциплиной передачи информации. В связи с этим одним из важнейших качеств ЦППС является возможность одновременной работы с различными устройствами ТМ. Эта функция обеспечивается использованием в составе программируемых адаптеров, настраиваемых на соответствующий протокол обмена. Другой важнейшей функцией ЦППС является то, что наряду с ретрансляцией телеинформации по тому же каналу ТМ она может обеспечить обмен информацией между ОИК разных уровней управления.

Для постепенной замены устаревших УТМ разработаны и выпускаются УТМ на базе современных интеллектуальных микропроцессоров. Эти устройства, как правило, имеют распределенную модульную структуру, позволяющую наращивать объем вводимой от датчиков информации, обладают мощными вычислительными возможностями (программируемым протоколом и архивированием, сервисными возможностями и возможностью достоверизации, цифрового суммирования и др.), широким диапазоном скоростей передачи, возможностью стыковки с другими компьютерными системами (АСУ ТП) и т.п.

Повышение достоверности телеинформации в ОИК осуществляется программными методами. В основном они сводятся к обнаружению и идентификации недостоверных ТИ по следующим критериям:

– получение сигнала неисправности канала низового УТМ или ЦППС;

– выход параметра за пределы шкалы измерения;

– «необновление» параметра в течение заданного отрезка времени;

– повторяющиеся резкие колебания параметров в течение заданного отрезка времени.

Наиболее перспективным является применение методов оценивания состояния для выявления недостоверных ТИ и их замены оцененными значениями. Широкое применение этих методов сдерживается недостаточной наблюдаемостью контролируемой сети 110 кВ (малый

объем ТИ) и сравнительно невысокой производительностью ЭВМ для решения этой задачи в реальном времени.

Вопросы, рассмотренные выше, касались преимущественно подсети телеинформации. Все структурные, технические и методические положения распространяются и на подсеть автоматического управления (кроме передачи средств ТМ).

Автоматическое управление. В данной подсети чаще всего используются отдельные ЦППС, каналы ТМ и УТМ. Основные особенности этих подсетей:

– одноступенчатая передача телеинформации и управляющих команд (без ретрансляции);

– преимущественное использование малоканальных УТМ (в связи с существенно меньшим по сравнению с подсетью телеинформации объемом информации и стремлением сократить время доставки);

– более сложная программно-аппаратная система повышения надежности передачи телеинформации и управляющих команд.

Как правило, между ЦППС подсетей телеинформации и автоматического управления существует обмен телеинформацией, обеспечивающий избыточность контролируемых параметров в каждой из подсистем АСОТУ верхнего уровня РСК.

Таким образом, в качестве оконечных устройств на подстанциях 110 и 35 кВ в РЭС обычно установлены разнообразные устройства телемеханики, как правило, аппаратного типа с различными протоколами обмена данными. Поэтому одной из составляющих конкретной цели развития сети передачи в РСК, на данном этапе, является замена устаревших УТМ современными микропроцессорными системами с программируемыми функциями, с более высоким классом точности, как правило, сетевой структуры, с возможностью непосредственного подключения к измерительным трансформаторам тока и напряжения.

5.2.1. ТЕЛЕИНФОРМАЦИОННАЯ СЕТЬ РЕГИОНАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

Техническая политика ОАО «МРСК Центра» в области создания и развития «Единой технологической сети связи электроэнергетики» (ЕТССЭ) на период до 2015 года [8] направлена на повышение эффективности функционирования и обеспечение качественных показателей при решении задач всего технологического процесса электросетевого комплекса 35 и 110 кВ РСК.

В РСК организация проектирования и подключения каналов связи к ЕТССЭ выполняется с соблюдением следующих основных принципов:

– подстанции, диспетчерские пункты, центры управления сетей подключаются к ЕТССЭ через узлы доступа по двум цифровым кана-

лам (основному и резервному), проходящим по географически разнесенным трассам или организованным по разным средам передачи;

– на переходный период допускается использовать оборудование, обеспечивающее преобразование аналоговых каналов в цифровые каналы, а также допускается использовать один канал аналоговый;

– пропускная способность (емкость) основного и резервного цифровых каналов должна обеспечивать передачу телефонных и телеметрических сообщений с учетом перспективного развития системы диспетчерского и технологического управления;

– передача информации в ЕТССЭ обеспечивается по схеме «точка – точка» следующих объектов, в любых комбинациях: ПС – ДП РЭС – ЦУС РСК;

– телеметрическая информация с ПС должна передаваться без промежуточной обработки (ретрансляции) напрямую на ДП района электрической сети, производственного отделения электрических сетей или ЦУС РСК;

– до перехода на цифровые каналы телеметрическая информация с ПС может передаваться в ДП РЭС или ЦУС РСК не более чем с одной ступенью обработки;

– оперативно-диспетчерская телефонная связь осуществляется без набора номера с подключением устройств регистрации переговоров;

– производственно-технологическая телефонная связь может осуществляться по дополнительным каналам связи.

Дальнейшая централизация диспетчерского управления в РСК за счет построения единого информационного пространства (создание цифровых каналов связи и сети высокоскоростной передачи данных IP VPN до всех ДП РЭС и ПС 110 кВ) позволит реструктуризировать имеющуюся систему оперативно-технологического и административного управления с сокращением обслуживающего персонала.

В соответствии с иерархией диспетчерского управления оперативно-информационные комплексы ЦУС РСК и ДП РЭС должны быть связаны между собой телекоммуникационной ведомственной сетью передачи информации (СПИ), которая включает в себя: первичную сеть и группу вторичных сетей РСК.

Первичная сеть содержит, собственно, каналы связи и коммутационную технику в виде автоматических телефонных станций (АТС):

– ведомственные телефонные каналы, иерархически связывающие диспетчерские телефонные коммутаторы (на уровне РСК – РЭС каналы, арендованные у Минсвязи России и собственные);

– междугородние телефонные каналы общего назначения, доступ к которым осуществляется за счет связи между АТС диспетчерских пунктов и телефонных станций соответствующих городов;

– междугородние телефонные каналы общего назначения.

Вторичная сеть. На базе каналов связи первичных сетей с помощью соответствующего оконечного оборудования организованы вторичные сети:

– сеть диспетчерских телефонных переговоров (СДТП);

– сеть телефонных переговоров технологического персонала диспетчерских пунктов (СТТП);

– сеть передачи оперативно-технологической информации (СПОТИ);

– телеинформационная сеть (ТИС).

Вторичные сети диспетчерских телефонных переговоров – СДТП, технологических телефонных переговоров – СТТП и передачи оперативно-технологической информации – СПОТИ в РСК используют оставшуюся часть частотного спектра (330…2400 Гц) телефонных каналов ведомственной сети. При этом абоненты СДТП (диспетчерский персонал) обладают преимущественным правом захвата канала по сравнению с абонентами СТТП и СПОТИ.

Оконечным оборудованием СДТП являются диспетчерские телефонные коммутаторы, обеспечивающие связь между диспетчерами разных ДП без набора номера (нажатием соответствующих кнопок или тумблеров). Абоненты СТТП и СПОТИ связываются между собой через АТС ДП, набирая сокращенный номер. Оконечным оборудованием СПОТИ являются коммуникационные серверы, включенные в локальную сеть и оснащенные модемами различных типов.

Комбинированное использование каналов телекоммуникационной сети для ТИС и СДТП, СТТП и СПОТИ в РСК имеет ряд недостатков, определяемых уплотнением каналов, т.е. сужением частотной полосы. Применение уплотненных каналов для речевых сообщений (СДТП, СТТП) приводит к снижению качества речи, а для передачи данных – к снижению скорости передачи.

Кроме того, комбинированное использование каналов замедляет процедуру организации связи из-за конкуренции между абонентами различных вторичных сетей. Существенным недостатком, снижающим надежность и оперативность организации обмена данными в СПОТИ, является применение на многих ДП РЭС РСК устаревших релейно-аналоговых, а не современных цифровых АТС.

Следовательно, в РСК основными направлениями развития телекоммуникационной сети являются для:

– СДТП и СТТП – использование на всех уровнях управления не менее двух неуплотненных коммутируемых телефонных каналов, а также постепенная замена устаревших релейно-аналоговых диспетчерских телефонных коммутаторов на электронные;

– СПОТИ – выделение одного неуплотненного прямого (некоммутируемого) телефонного канала с возможностью его резервирования каналами СДТП и СТТП. Необходимость такого решения диктуется возрастающим объемом информации, циркулирующей в СПОТИ (технологическая и коммерческая, связанная с функционированием оптового рынка электрической энергии и мощности, информация по АСКУЭ и др.).

Телеинформационная сеть. Как известно, ТИС в РСК предназначена для автоматического обмена телеинформацией (телеизмерениями – ТИ и телесигналами – ТС, командами телеуправления – ТУ и телерегулирования – ТР) между устройствами телемеханики, установленными на ПС-110 и 35 кВ, и центральными приемопередающими станциями ОИК, установленными на диспетчерских пунктах РЭС и ЦУС РСК.

Данная информация обеспечивает функционирование подсистем АСОТУ РСК: SCADA и противоаварийной автоматики. Передача информации осуществляется со скоростью 50…300 бит/с по некоммутируемым, как правило, дублированным каналам, образованным путем уплотнения частотного спектра телефонных каналов ведомственной сети. В качестве оконечных устройств на ПС-110 и 35 кВ установлены разнообразные УТМ, как правило, аппаратного типа с различными протоколами обмена данными.

Основными недостатками существующей телеинформационной сети являются [8, 55]:

– недостаточный объем телеинформации, поступающей с ПС-110 и 35 кВ, что препятствует внедрению в ОИК современных программных средств оперативного контроля и управления;

– значительное количество устаревших устройств телемеханики, требующих замены;

– недостаточное количество применения современных программируемых устройств телемеханики с расширенными функциями по сбору, обработке и передаче информации;

– использование низкоскоростных каналов, что приводит к ограничению объема передаваемой телеинформации, увеличению времени запаздывания, возрастанию динамической погрешности на всех уровнях управления, неэффективности использования более современных протоколов передачи и др.

С учетом указанных недостатков основными направлениями развития ТИС в РСК являются:

– подготовка концепции развития ТИС РСК для обеспечения полноценной наблюдаемости электросетевого комплекса 110 кВ и в дальнейшем 35 кВ за счет дополнительных объемов ТИ, ТС и замены устаревших УТМ на ПС-110, 35 кВ современными и последующая поэтапная реализация этой концепции;

– замена устаревших УТМ современными микропроцессорными системами с программируемыми функциями, с более высоким классом точности, как правило, сетевой структуры, желательно с возможностью непосредственного подключения к измерительным трансформаторам тока и напряжения.

Отечественная и зарубежная аппаратура должны быть сертифицированы и предусматривать:

– возможность интеграции функций местного (АСУ ТП) и удаленного (УТМ) контроля, а также функций АСКУЭ;

– обеспечение увеличения скоростей передачи телеинформации за счет выделения для телеинформационной сети ТИС двух полных некоммутируемых телефонных каналов.

С учетом необходимых объемов телеинформации и времени ее доставки скорости передачи должны достигать на уровне: ПС-110, 35 кВ – ДП РЭС – ЦУС РСК – 1200…2400 бит/с.

Следовательно, для организации полноценной сети передачи информации в АСОТУ РСК необходимо создание концепции развития первичных сетей на базе цифровых АТС и вторичных сетей: телеинформационной сети ТИС на основе современных микропроцессорных систем с программируемыми функциями; диспетчерских телефонных переговоров – СДТП и технологических телефонных переговоров – СТТП на базе современных электронных телефонных коммутаторов; передачи оперативно-технологической информации – СПОТИ на основе выделения некоммутируемого (прямого) телефонного канала с резервированием (допускается уплотненный частотный канал).

5.2.2. МЕТОД ОПТИМИЗАЦИИ

Технологический процесс управления территориально-рассредоточенных подстанций в РЭС РСК требует построения оптимальной телеинформационной сети для сбора и переработки, использования и передачи информации на основе волоконно-оптических линий связи или высокочастотных каналов связи по воздушным линиям электропередач [1, 20].

Специально высокочастотно-обработанные воздушные линии напряжением 110 и 35 кВ образуют высокочастотные каналы связи, по которым происходит процесс управления подстанциями 110 и 35 кВ на основе программно-аппаратных средств автоматизированной системы (см. рис. 5.2).

Анализ структур показал, что структура сетей связи любой сложности может быть образована из простейших структур с последовательным, параллельным и радиальным соединением звеньев (см. рис. 5.3).

На примере РЭС рассмотрим централизованную, иерархическую структуру телеинформационной сети для связи с одного пункта управления ПУ с каждым контролируемым пунктом КП, применяемую в телемеханических комплексах, автоматизированных системах управления и характерную для каждого РЭС в РСК. Метод моделирования

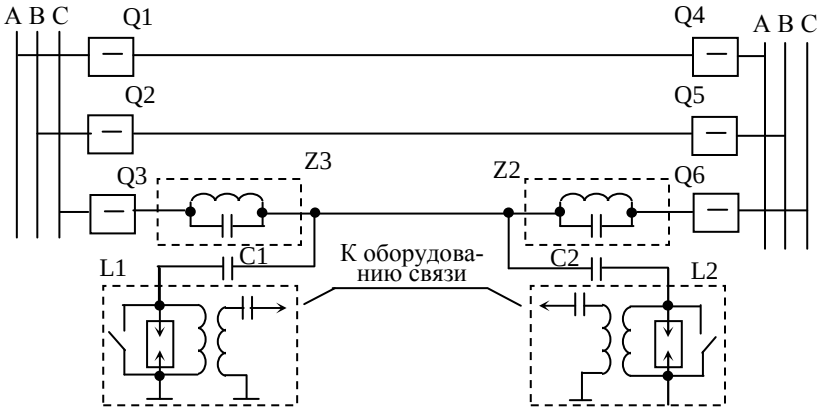

Рис. 5.2. Схема высокочастотной связи по ВЛ-110 и 35 кВ

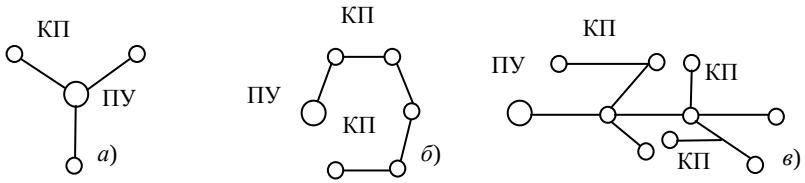

Рис. 5.3. Структуры сетей:
а – последовательная; *б* – параллельная; *в* – радиальная

проведем на упрощенных моделях, достоверно отражающих важнейшие зависимости рассматриваемой системы по [1].

Как правило, централизованные структуры сети РЭС состоят из КП произвольно расположенных на площади административных районов и управляемых:

– для РЭС из ПУ, находящегося на диспетчерском пункте РЭС;

– для РЭС из ПУ соответствующего административного района.

Пункт управления соединяется с контролируемыми пунктами с помощью высокочастотных каналов связи или ВОЛС, образующих определенный класс структуры: радиальная, цепочечная, кустовая (см. рис. 5.4).

При радиальной структуре сетей (рис. 5.4, *а*) требуются более протяженные, а, следовательно, и более дорогостоящие линии связи, в то время как цепочечные структуры линии связи (рис. 5.4, *б*) имеют минимальную протяженность, но и минимальную надежность.

Все другие способы соединения КП и ПУ имеют комбинированные, более сложные структуры.

Анализ структур показывает, что переход к комбинированным структурам позволяет выбрать оптимальное решение, обеспечивающее заданную надежность при меньшей стоимости линий связи. Относительно экономной по числу линий связи является радиальная структура (рис. 5.4, *а*).

Здесь число линий связи:

$$M = N - 1, \tag{5.1}$$

где N – суммарное число пунктов. Пункт управления находится в одном из КП. Однако при такой структуре отказ любой из линий связи приводит к ухудшению функционирования системы, поэтому возникает необходимость резервирования сети путем кольцевания линий. Для радиально-кольцевой структуры число линий связи:

$$M_{\text{рад. кол}} = 2\,(N - 1). \tag{5.2}$$

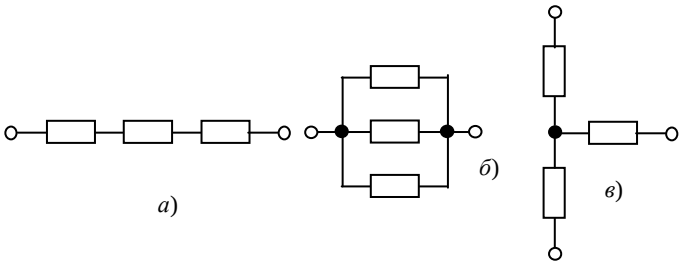

Рис. 5.4. Класс структуры:
а – радиальная; *б* – цепочечная; *в* – кустовая

В процессе оптимизации сетей возникают парадоксальные результаты, например: повышение надежности, достигается путем увеличения средней протяженности линий, соединяющих КП с ПУ, включая кольцевание каналов связи.

В реальных условиях в РЭС целесообразно применить комбинированную структуру с кольцеванием линий.

При неравномерном размещении КП оптимизация структуры сетей проводится алгоритмическим методом постепенных замен по критерию полных потерь:

$$W_x = C + TW_э, \qquad (5.3)$$

где C – капитальные единовременные затраты; T – срок службы структуры; $W_э$ – эксплуатационные потери в единицу времени.

Таким образом, проведенный анализ позволяет провести выбор комбинированной структуры телеинформационной сети с кольцеванием на основе высокочастотных каналов связи по ВЛ-35 и 110 кВ или ВОЛС и предложить метод постепенных замен для оптимизации структуры ТИС РЭС.

Способ и алгоритм структурной оптимизации в РЭС. Процесс оптимизации произведем алгоритмическим методом постепенных замен, начиная с радиальных линий. В указанном методе исходной является радиальная структура высокочастотных линий связи, применение которой целесообразно в случае ее большой нагрузки.

В нашем случае при недогруженных высокочастотных каналах связи целесообразно присоединить к одной линии связи несколько КП, т.е. применить кустовую структуру. Принцип реализации алгоритма приведен на рис. 5.5.

В данном методе исходной самой дорогостоящей является радиальная ТИС, представленная на рис. 5.5.

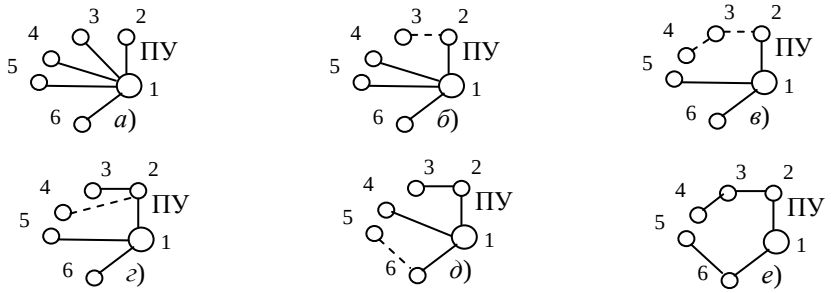

Рис. 5.5. Формирование структуры линий связи по методу постепенных замен радиальных линий

Будем считать, что экономические потери пропорциональны длине линий связи, а так как полные потери зависят от расстояния (длины линии связи), при построении структуры будем считать его основной переменной. Наибольшую суммарную длину имеет радиальная структура линий связи. Поэтому алгоритм исходит из начальной радиальной сети, для которой эксплуатационные потери относительно невелики, так как при такой структуре к каждой линии присоединяется только один пункт, в то время как капитальные затраты велики.

Сначала определяются полные потери для радиальной структуры, приведенной на рис. 5.5, *а*, и пункт, самый близкий к центру. Пусть таким пунктом будет пункт 2. Следующий шаг состоит из определения пункта, самого близкого к пункту 2. Пусть таким пунктом будет пункт 3. Заменяем ветвь, соединяющую пункт 3 с центром, ветвью между пунктом 2 и 3 (см. рис. 5.5, *б*). Рассчитываем новые полные потери и, если они меньше предыдущих потерь, принимаем новую структуру. Рисунки 5.5, *а* – *е* показывают, как может изменяться структура на каждом шаге до того, как все пункты исследованы.

При оптимизации всегда выбирается самый близкий пункт, так как алгоритм исходит из того, чтобы линии, идущие к самым далеким от центра пунктам, были нагружены как можно меньшим числом пунктов. Блок-схема алгоритма, реализующего последовательность процесса определения полных потерь (расчет стоимости W_x) для радиальной структуры представлен на рис. 5.6 и состоит из блоков расчета (1), блоков определения (2, 3, 8), сравнения (5), ввода (6, 9), замены (4), условия (7).

Блок 1 необходим для определения полных потерь W_x первоначальной радиальной структуры W_1 и условных структур W_2, W_3.

Блок 2 определяет пункт, самый близкий к центру А.

Блок 3 осуществляет нахождение пункта Б, самого близкого к пункту А.

Блок 4 служит для замены ветви пункта Б другой, соединяющей А и Б.

Блок 5 служит для определения новых полных потерь W_x.

Блок 6 необходим для включения в структуру пункта А с минимальной стоимостью радиальной структуры $W_{x\min}$.

Блок 7 выполняет проверку полных потерь новой структуры (новый эксперимент).

Блок 8 необходим для сравнения полных потерь W_x и новых полных потерь структур W_1, W_2, W_3.

Блок 9 вводит в конечную структуру оба пункта полных потерь W_x и новых полных потерь W_3.

В итоге, предложен способ и алгоритм структурной рационализации телеинформационный сети на основе исходных длин линий связи по ВЛ-35 и 110 кВ РЭС в РСК.

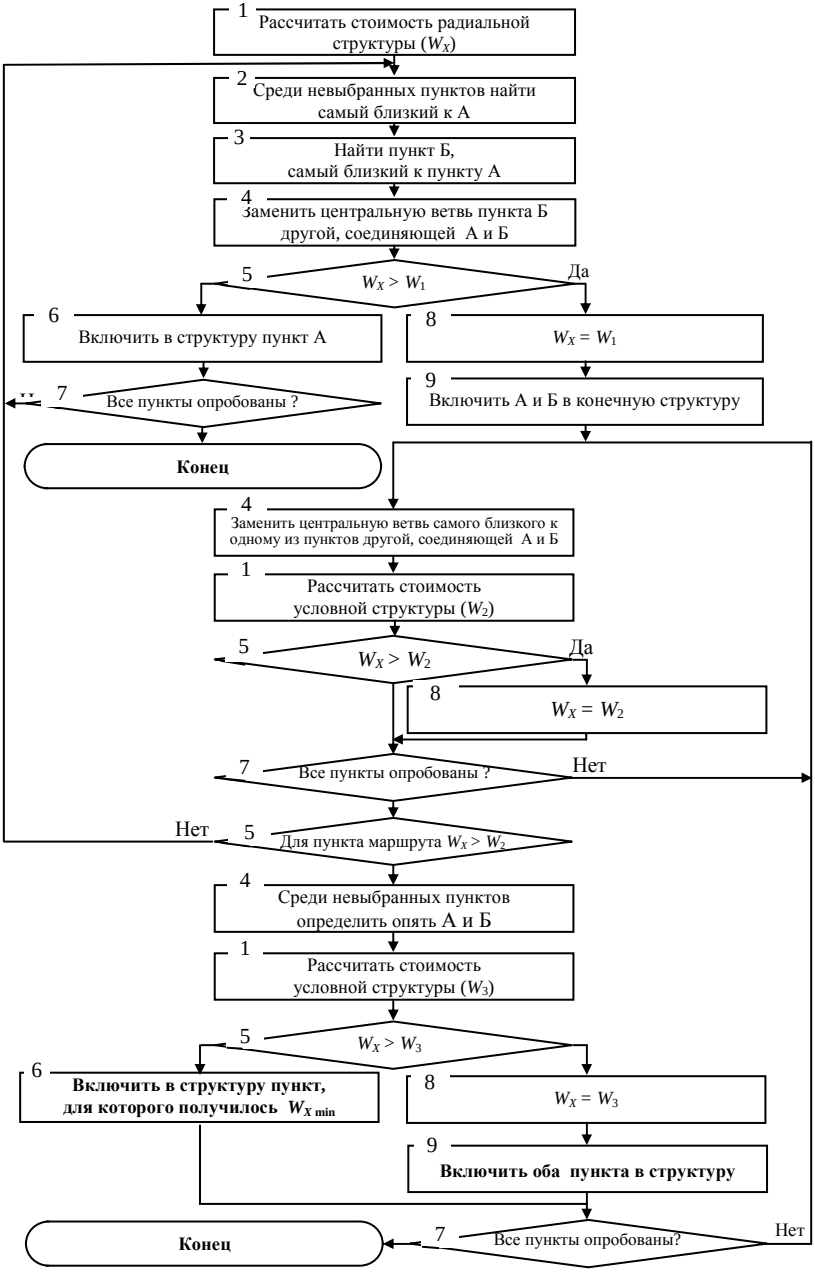

Рис. 5.6. Алгоритм для метода замены радиальных линий

Следует отметить, что техническая политика в области развития сетей РСК предусматривает технологический прорыв в распределительном электросетевом комплексе, создание интеллектуальной системы управления процессом распределения электроэнергии по оптимальной телеинформационной сети. Для достижения поставленной цели, в первую очередь, необходимо решить задачу создания условий для применения новых технических решений и технологий в системах обслуживания и управления, защиты и учета электроэнергии, а также развитие методов эксплуатации с использованием современных конвергированных (корпоративных) прикладных сетей связи.

5.3. 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 автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии – АСКУЭ), так и технологические и диспетчерские переговоры и телемеханику, управление режимами и защиту, рассмотренные ранее авторами [1, 8].

В условиях коммерциализации взаимоотношений энергетиков и пользователей на первое место выходят такие аспекты построения сетей, как: их функциональная наполненность, безопасность и надежность функционирования, а также мониторинг состояния в режиме реального времени.

До недавнего времени сети связи энергетиков, как правило, строились по трем независимым функциональным критериям: передача сигналов речи и телемеханика, защита и автоматика, офисные приложения с использованием соответствующей аппаратуры.

В последние 3 – 7 лет (в том числе и в России) достаточно активно применяется совмещение функций передачи сигналов речи, телемеханики и защиты. В высокочастотной 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 [52] 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 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 длиной 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 распредсеть. 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, при существующей кабельной инфраструктуре, более выгодны каналы с широкополосными ВЧ-системами;

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

– при длинах ВЛ или канала менее 5…7 км, при 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 вре-

менным 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 АМХ 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 АМХ 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, не доступные 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 РЗ и 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 диспетчерского 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 каналообразующую 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-трафик 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» [17, 43].

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 кросскоммутации, 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 опять необходимо очень 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 трафиков.

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 др. – 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. Управление и мониторинг конвергированной сети должны выполняться из одного места и поддерживать оба вида трафиков – технологический и общественный.

Таким образом, 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.

5.4. ЕДИНАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СЕТЬ СВЯЗИ ЭНЕРГЕТИКИ (ЕТССЭ)

Генеральная схема создания и развития ЕТССЭ была одобрена Решением Правительственной комиссии по федеральной связи № 2 от 06.12.2006 «О результатах разработки Генеральной схемы создания и развития ЕТССЭ на период до 2015 г.» и была скорректирована в 2008 г. в результате:

1. Окончания реформы электроэнергетики и создания организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью ОАО «ФСК ЕЭС» с возложением на нее функций обеспечения услугами связи предприятий электроэнергетики;

2. Изменения действующего законодательства в области связи и бурного развития сетей связи ведущих операторов.

ЕТССЭ – это технологическая сеть связи, предназначенная для обеспечения производственной деятельности предприятий электроэнергетики и управления технологическими процессами в производстве на всех уровнях иерархии управления с гарантированным качеством обмена всеми видами информации (звук, видео, данные).

ЕТССЭ обеспечивает:

– услуги телефонной и диспетчерской связи, а также производственно-технологическую связь, в том числе аудио и видеоконференсвязь;

– предоставление технологических каналов связи для автоматизированных систем технологического управления, таких как: АСУ ТП, системы сбора-передачи технологической информации и телемеханики, автоматизированные системы оперативно-технологического управления (АСОТУ), автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и корпоративные системы управления ресурсами (КСУПР) и др.;

– предоставление технологического канала связи для релейной защиты и противоаварийной автоматики и передачу данных;

– услуги передачи данных для корпоративных систем управления КИСУ (АСУ Зарплата, систем документооборота, системы управления активами, АСУ технического обслуживания и ремонта и др.).

5.4.1. СТРУКТУРА ЕТССЭ В РЕГИОНАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

Генеральной схемой определены принципы создания и «взаимоувязки» строящихся и существующих линий связи региональных сетевых компаний в единую сеть ЕТССЭ на основе единых организационно-технических решений для обеспечения надежного и эффективного функционирования их электросетевых комплексов в целом и при взаимодействии субъектов рынка электроэнергетики [8, 55].

ЕТССЭ в каждой региональной компании должна представлять собой совокупность своих региональных узлов связи (РУС) и производственных отделений электрических сетей, которые объединяются магистральными линиями связи по радиально-кольцевому принципу со своими энергообъектами (подстанциями). А также через окружные ОУС и центральные ЦУМС узлы связи с объектами электроэнергетики федеральной сетевой компании (ФСК) и других субъектов.

ЕТССЭ в региональных сетевых компаниях должна создаваться на базе [1, 2, 8]:

– широко внедряемых современных цифровых коммутационных узлов и строительства сетей волоконно-оптических линий связи;

– радиорелейных линий (РРЛ) и развертывания систем спутниковой связи (ССС);

– цифровой подвижной радиосвязи и использования аппаратуры синхронной цифровой иерархии (SDH); применения технологии временного разделения каналов (TDM) и пакетной коммутации IP.

ЕТССЭ в региональных сетевых компаниях по принципам построения и территориальному охвату, количеству применяемого оборудования, объему проводимых работ по ее созданию и эксплуатации будет сопоставима с сетями ведущих операторов связи в соответствующих административных регионах. А в целом общая протяженность

опорной сети связи ОАО «ФСК ЕЭС» к 2015 г. будет составлять 64 400 км ВОЛС.

Из них 39 850 км будет приходиться на ресурсы, приобретенные и полученные за право прохода (т.е. права временного ограниченного использования инфраструктуры электроэнергетики для подвески, а также для эксплуатации ВОЛС, которые предоставляются собственником инфраструктуры на возмездной основе, в том числе в обмен на оптические волокна в создаваемой ВОЛС); 24 550 км составит собственное строительство в рамках технического перевооружения и строительства новых воздушных линий электропередачи. Строительство ВОЛС по ВЛ с применением оптического волокна, встроенного в грозотрос, является основной технологией создания ВОЛС ЕТССЭ.

5.4.2. ОСНОВНЫЕ ПОДСИСТЕМЫ ЕТССЭ РЕГИОНАЛЬНЫХ КОМПАНИЙ

В состав ЕТССЭ региональных сетевых компаний входят транспортная сеть и наложенные сети – передачи данных, телефонной связи и видеоконференцсвязи.

Транспортная сеть связи состоит из сети высокочастотной (ВЧ) связи, ВОЛС, резервной сети связи на арендованных каналах (Единой цифровой сети связи электроэнергетики – ЕЦССЭ), сети спутниковой связи и образует магистральный и распределительный сегменты ЕТССЭ. Волоконно-оптическая сеть связи является базовой сетью ЕТССЭ. Создание сети обеспечивается подвеской на ВЛ электропередачи самонесущего кабеля либо встроенного в грозозащитный трос с использованием технологий PDH, SDH, IP поверх SDH, спектрального уплотнения с разделением по длинам волн (WDM).

Технология ВОЛС–ВЛ оптимальна для электроэнергетики и, в частности, для РСК, поскольку магистральные участки электрической сети ВЛ электропередачи и телекоммуникационных сетей могут сооружаться как единое целое. Комбинированная инфраструктура максимально эффективно связывает источники информации и источники электрической энергии с их потребителями. По сравнению с другими сетями связи сеть ВОЛС обладает повышенными характеристиками по скорости и емкости, не подвержена внешним электромагнитным влияниям. При этом ВОЛС с использованием кабелей, подвешиваемых на опорах ВЛ, по статистике реже подвергаются механическим повреждениям, чем проложенные в грунте (например, обрыв кабеля, повреждение муфты и т.п.).

Анализ информационных потоков, возникающих при внедрении современных систем диспетчерского и технологического управления в региональных сетевых компаниях, показывает, что скорости передачи

информации между объектами управления, функционирующими без постоянно действующего обслуживающего персонала, могут достигать десятков мегабит в секунду.

Создание ВОЛС–ВЛ наряду с модернизацией радиорелейных линий, вводом в эксплуатацию спутниковой связи и транкинговых радиосетей, техническим перевооружением кабельных линий и высокочастотной связи обеспечит «цифровизацию» опорной и вторичной сетей региональных сетевых компаний, что является базовым направлением развития Единой технологической сети связи электроэнергетики.

В то же время формирование системы ВОЛС на базе магистральных линий электропередач, принадлежащих ОАО «ФСК ЕЭС», позволит создать основу для построения опорной сети телекоммуникаций для всей электроэнергетической отрасли Российской Федерации, отвечающей как современным технологическим требованиям, так и запросам рынка электроэнергии.

Наложенные сети ВЧ-связи по ВЛ электропередачи согласно [55] обеспечивают передачу примерно половины всей информации общей ЕТССЭ. Это специфический вид проводных каналов, где в качестве среды передачи сигналов используются фазные провода и тросы воздушных или жилы и оболочки кабельных линий электропередачи. По ВЧ-каналам передаются все виды информации, необходимые для управления функционированием энергосистем (региональных сетевых компаний) и их объединений, как в нормальных режимах, так и при аварийных ситуациях.

Роль ВЧ-каналов для релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА) в электросетевых комплексах региональных сетевых компаний весьма значительна и обусловлена тем, что основными видами РЗ для ВЛ-110 кВ и выше являются ВЧ-защиты (дифференциально-фазные и дистанционные), составная часть которых – ВЧ-канал. Системы ВЧ-связи имеют достаточные надежность и эффективность при передаче сигналов РЗ и ПА, но не обладают требуемой пропускной способностью для передачи данных АСУ ТП объекта (подстанции). Кроме того, они малопригодны для передачи речевых сигналов из-за воздействия помех от коронных разрядов, особенно в периоды повышенной влажности, гололеда и налипания снега. С учетом этого оптимальными при организации каналов сети связи нижнего уровня для систем диспетчерского и технологического управления, РЗ и ПА являются волоконно-оптические системы передачи с резервированием системами ВЧ-связи (для передачи сигналов РЗ и ПА).

Региональные сетевые компании составом своих сетей входят также в Единую цифровую сеть связи электроэнергетики (ЕЦССЭ) – универсальную структурированную сеть связи, которая предназначена для обеспечения взаимодействия предприятий электроэнергетики на

всех уровнях иерархии управления с гарантированным качеством обмена всеми видами информации. В настоящее время это основная цифровая магистральная сеть, обеспечивающая соединение узлов связи, которая базируется на арендованных цифровых каналах связи. В перспективе сеть подлежит переключению на собственные ВОЛС с отказом от арендованных каналов.

ЕЦССЭ введена в эксплуатацию в июле 2005 г. (I и II этапы), в 2009 г. (III этап) она охватила: 74 энергосистемы (АО-энерго); восемь филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» – магистральных электрических сетей (МЭС) и 33 предприятия магистральных электрических сетей (ПМЭС); исполнительный аппарат ОАО «ФСК ЕЭС»; филиалы ОАО «СО ЕЭС» (Системный оператор Единой энергетической системы); объединенные (ОДУ) и региональные (РДУ) диспетчерские управления с обеспечением услуг телефонии, передачи данных и видеоконференцсвязи. Сеть спутниковой связи (ССС) обеспечивает связь с удаленными энергообъектами и служит для передачи диспетчерско-технологической информации и сбора информации АСКУЭ.

По мере формирования опорно-транспортной сети связи на базе ВОЛС и фиксированных линий связи система спутниковой связи должна занять место резервной системы связи, обеспечивающей передачу согласованного минимума диспетчерско-технологической информации. Целевая архитектура ССС предусматривает размещение центральных «хабов» в региональных и окружных узлах связи и организацию каналов связи с подстанциями по «кустовому» принципу. Перевод спутниковых каналов связи ОАО «ФСК ЕЭС» в статус резервных позволит существенно снизить затраты на содержание ССС.

Телефонная связь организуется на базе телефонной сети связи электроэнергетики, построенной по радиально-узловому принципу, и обеспечивает взаимодействие с технологической сетью ОАО «СО ЕЭС». На сети отрасли задействованы учрежденческие производственные автоматические телефонные станции (УПАТС) различного типа: электромеханические, квазиэлектронные, электронные, цифровые и гибридные.

Основными направлениями модернизации телефонной сети связи в региональных сетевых компаниях являются создание опорной коммутационной сети электроэнергетики и внедрение цифровых УПАТС на объектах электроэнергетики (районы электрических сетей и производственные отделения электрических сетей). Современная цифровая техника предполагает использование современных протоколов телефонной сигнализации, позволяющих реализовать надежную телефонную связь диспетчеров, дополнительные услуги и средства эффективного использования полосы пропускания канала связи, например, такие как голосовая компрессия.

5.4.3. ВОПРОСЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ

Исторически до начала формирования ЕТССЭ в ОАО РАО «ЕЭС России» и ОАО «ФСК ЕЭС» сеть связи в региональных сетевых компаниях (энергосистемах) была построена в основном с использованием аналогового оборудования связи с соответствующей системой организации эксплуатации. Эта система, в отличие от современных цифровых сетей, не предусматривает централизованного мониторинга и управления сетью. Особенности эксплуатации аналоговых систем связи также имеют существенные отличия от эксплуатации цифровых систем в части методики обслуживания и технологий предупреждения, раннего предупреждения, предотвращения аварийных ситуаций и методов организации резервирования.

Планы развития общей ЕТССЭ подразумевают в перспективе полную «цифровизацию» сети. Требования к показателям надежности сети обусловливают необходимость на этапе перехода к «цифре» обеспечивать функционирование как аналогового, так и цифрового сегментов с постепенным выводом из работы аналоговых систем связи. Это, в свою очередь, требует создания целостной системы управления ЕТССЭ и ее эксплуатации.

В итоге, перед эксплуатационными подразделениями ЕТССЭ каждой региональной сетевой компании стоят следующие задачи:

1. Для обеспечения надежности создаваемых цифровых систем связи требуются построение единой системы управления и обслуживания ЕТССЭ и выработка скоординированной технической и технологической политики;

2. Для сохранения надежности существующих средств диспетчерского технологического управления (СДТУ) и сети связи в переходный период необходимо обеспечение: ремонтно-эксплуатационного обслуживания действующих (старых) систем СДТУ и систем связи ЕТССЭ; планирования и сопровождения вывода из эксплуатации устаревшего оборудования и систем; «бесшовного» перехода к цифровым системам связи.

3. Для повышения эффективности эксплуатационной деятельности и создания условий для реализации стратегических целей эксплуатационной политики ОАО «ФСК ЕЭС» в региональных сетевых компаниях определяются приоритетные направления: повышение эффективности эксплуатационной деятельности; разработка и пересмотр нормативно-технической документации; повышение квалификации персонала.

С целью достижения поставленных целей реализуются следующие задачи: проведение инвентаризации и классификации сущест-

вующих сетевых ресурсов; создание эффективной системы контроля качества потребляемых услуг; формирование централизованной системы эксплуатации на основе мирового опыта и международных стандартов.

Последнее предполагает: организацию единой службы мониторинга и диспетчеризации инцидентов; создание и внедрение единого каталога телекоммуникационных услуг; создание системы инвентаризации сетевых объектов и услуг; внедрение процессов поддержки актуального состояния сетевой информационной модели; создание единой системы планирования, формирования и обращения резервного фонда оборудования.

Таким образом, несмотря на то, что перечисленные задачи требуют нового уровня квалификации персонала и значительных инвестиций, реализация планов по созданию и эксплуатации Единой технологической сети связи электроэнергетики региональных сетевых компаний позволит обеспечить устойчивое развитие их электросетевых комплексов и корпоративных интегрированных систем управления в целом на годы вперед.

Далее рассмотрена организация системы диагностики электрооборудования, являющейся одной из подсистем КИСУ РЭСК РСК.

ВЫВОДЫ

1. Рассмотрены: теория информации, стандартные кодовые форматы передачи информации, комплекс диалоговых процедур телемеханической передачи применительно к оперативно-технологическому управлению и информационным телемеханическим системам для электроэнергетических систем.

2. Для сети передачи информации в РСК необходима полноценная организация:

– информационного обеспечения в подсистемах планирования режима и оперативного управления электросетевым комплексом 110 и 35 кВ на основе оперативно-технологической, производственно-технической и производственно-статической информации;

– замены устаревших устройств телемеханики современными микропроцессорными системами с программируемыми функциями, более высоким классом точности, как правило, сетевой структуры, с возможностью непосредственного подключения к измерительным трансформаторам тока и напряжения;

– первичных сетей на базе современных цифровых АТС и вторичных сетей на основе телеинформационной сети и оконечного обо-

рудования связи с выделением некоммутируемого (прямого) телефонного канала с резервированием для каждого РЭС;

– расчета оптимальной структуры телеинформационной сети по ВЛ-110 и 35 кВ на основе высокочастотных каналов и ВОЛС в РЭС и РСК алгоритмическим методом постепенных замен по экономическому критерию полных замен.

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.

4. Для сохранения надежности существующих средств оперативно-технологического управления и сети связи в переходный период необходимо обеспечение: ремонтно-эксплуатационного обслуживания действующих (старых) систем СДТУ и систем связи ЕТССЭ; планирования и сопровождения вывода из эксплуатации устаревшего оборудования и систем; «бесшовного» перехода к цифровым системам связи.

5. Для обеспечения надежности создаваемых цифровых систем связи требуются построение единой системы управления и обслуживания ЕТССЭ и выработка скоординированной технической и технологической политики.

6. СИСТЕМА ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Систематизирован регламент бизнес-процесса «Диагностика», предложена организация службы диагностики, построение системы диагностики и стратегия технического обслуживания и ремонта электрооборудования в филиалах региональных сетевых компаний ОАО «МРСК Центра».

6.1. РЕГЛАМЕНТ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА «ДИАГНОСТИКА»

Область применения. Регламент бизнес-процесса (БП) «Диагностика» (РГ БП10.2/01-01/2010) (далее Регламент) [51] 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. 6.1).

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;

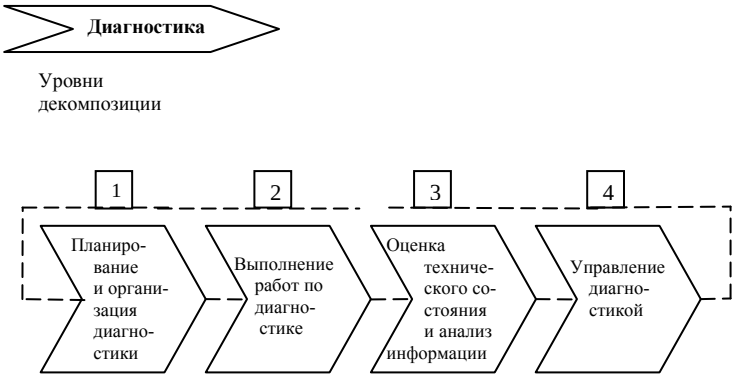

Рис. 6.1. Структурная схема бизнес-процесса «Диагностика»

– входящих/исходящих исходных данных (информации) необходимых для функционирования БП «Диагностика» (в том числе получаемых из внешних интерфейсов);

– 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;

– контроль регламентных операций на предмет качества и своевременности их выполнения;

– актуализацию 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».

Структурная схема бизнес-процесса «Диагностика». Согласно [51] бизнес-процесс верхнего (МРСК) уровня «Диагностика» состоит из четырех процессов 2-го (РСК) уровня (см. рис. 6.2):

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. 6.2.

Процесс 2-го уровня «Планирование и организация диагностики» состоит из четырех самостоятельных подпроцессов (процедур) 3-го уровня (см. рис. 6.2):

– составление годовых, квартальных и оперативных планов проведения диагностики;

– организация работ по диагностике;
– определение объема дополнительных работ;
– анализ повреждаемости.

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.

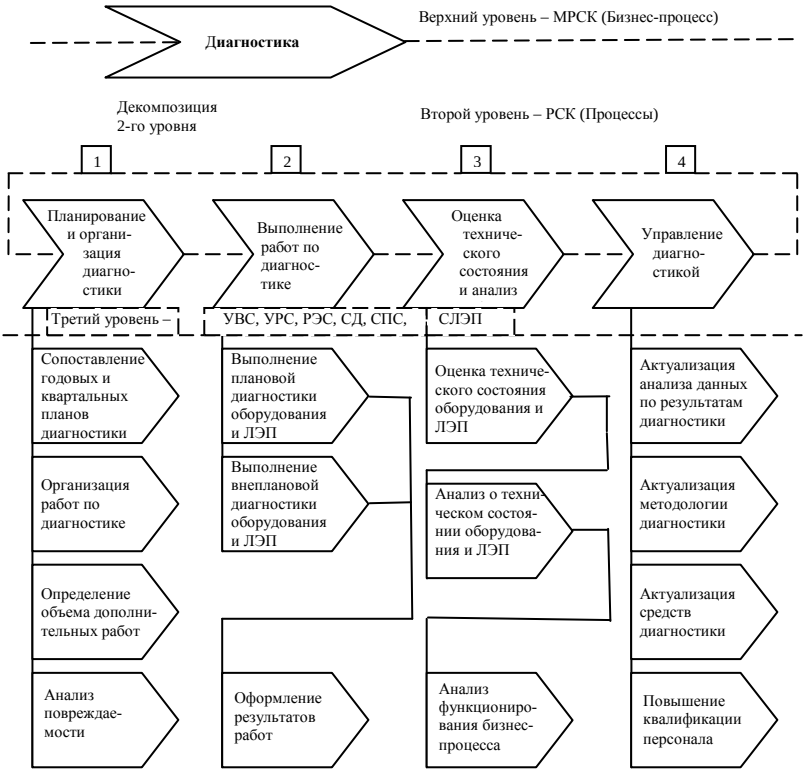

Рис. 6.2. Взаимосвязь 2-го и 3-го уровней в РСК (процессов и подпроцессов)

Процесс 2-го уровня «Выполнение работ по диагностике» состоит из трех самостоятельных процедур 3-го уровня (см. рис. 6.2):

– 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-ти подпроцессов, соответственно:

– электрооборудования ПС 35…110 кВ;

– воздушных линий;

– кабельных линий;

– электрооборудования трансформаторных (ТП) и распределительных (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. 6.2):

– оценка технического состояния активов;

– анализ информации о техническом состоянии электрооборудования;

– анализ функционирования бизнес-процесса.

Процесс 2-го уровня «Управление диагностикой» состоит из четырех самостоятельных процедур 3-го уровня декомпозиции (см. рис. 6.2):

– актуализация: системы анализа данных по результатам диагностики; методологии диагностики; средств диагностики;

– повышение квалификации персонала.

Ниже рассмотрим стандарты вышеуказанных процессов.

6.1.1. СТАНДАРТЫ ПРОЦЕССОВ

СТО БП10.2/01-01/2010 «Планирование проведения диагностики электрооборудования и ЛЭП». Стандарт 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) [51]:

– 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 организацию выполнения работ по проведению измерений, испытаний и осмотров электрооборудования подстанций, а также координацию работ по диагностике, осуществляемых персоналом подрядных организаций, проводят 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 управления 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 (ПТЭ) по истечении 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 про-

ведения 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» (TOPO SAP R/3).

Проведение процедуры. Отдел управления данными активов в течение 15 рабочих дней формирует программу диагностики (объем диагностики – перечень 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, находящего 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;

– 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 были проведены 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 КР со вскрытием.

Приоритет комплексов диагностики, который необходимо соблюдать при формировании программы диагностики, приведен в табл. 6.1.

СТО БП10.2/02-01/2010 «Оценка технического состояния электрооборудования и ЛЭП». Данный стандарт устанавливает основные требования к процедуре оценки технического состояния элект-

6.1. 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	–	–

рооборудования 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. 6.2.

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, применяемых при диагностике в ОАО «МРСК Центра». Предназначен для персонала ОАО «МРСК Центра», осуществляющего диаг-

6.2. 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 учащенный 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

ностику 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».

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 электроэнергии.

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;

– ремонтопригодность (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.

Примерный перечень рекомендуемых приборов для контроля состояния силовых трансформаторов, автотрансформаторов и масляных реакторов приведен в табл. 6.3.

СТО БП10.2/04-01/2010 «Формирование и актуализация базы данных при выполнении работ по реконструкции, ремонту и диагностике электрооборудования и ЛЭП». Данный стандарт устанавли-

6.3. 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	CA-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

вает основные требования к процедуре внесения результатов измерений, 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 (PM) «Техническое обслуживание и ремонт оборудования» (TOPO) 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 организации ввода результатов испытаний, измерений или осмотров в КИСУР на базе программного обеспечения SAP R/3, модуль PM «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 PM TOPO, 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. 6.4.

6.4. 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;

– исполнения 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 [51].

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»).

Стандарт КПЭ предусматривает также:

– выходные данные и проведение процедуры;

– ответственность и полномочия;

– контроль исполнения требований;

– документы, находящиеся под управлением стандарта;

– актуализацию стандарта.

Общая схема и ответственность за процедуры показаны в табл. 6.5.

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-процесса.

6.5. Входные данные процедур

Тип данных	Ответственный/поставщик входных данных
Информация для расчета КПЭ, КПР, КПХ	Главный инженер РЭС; мастера бригад диагностики электрооборудования – БДЭ, воздушных линий – БЭВЛ, кабельных линий – БЭКЛ, трансформаторных и распределительных пунктов – БЭТПиРП; начальник участка службы подстанций – СПС, линий электропередач – СЛЭП, диагностики – СД
Расчетные значения КПЭ, КПР, КПХ	Начальник СПС, СЛЭП, СД; управления высоковольтных сетей – УВС, распределительных сетей – УРС, отдела управления данными активов – 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

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)» – раз в год.

Оценка выполнения программы диагностики проводится по формуле [51]:

$$V_{\text{д}} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{N_{\text{ф.пл}} + N_{\text{ф.внепл}}}{N_{\text{пл}}}\right)100\%, \qquad (6.1)$$

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. 6.6.

6.6. 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	

Вид измерения, испытания	Название измеряемого (контролируемого) параметра	Единица измерения
Снятие характеристики намагничивая	Определение тока и напряжения намагничивания	шт.
Тепловизионный контроль	Измерение температуры контактных соединений, измерение температуры поверхности (зон аномальных нагревов)	заказов
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, КПР и параметры расчета. Критерии оценки КПЭ «Выполнение программы диагностики (объемы)»; КПР «Достоверность результатов измерений, испытаний и осмотров»; «Качество оценки технического состояния электрооборудования», а также параметры, участвующие в формуле (6.2), и единицы измерения приведены в табл. 6.7, п. 1.

Расчет ключевых показателей результативности. Период расчета КПР «Достоверность результатов измерений, испытаний и осмотров» – 1 раз в квартал. Оценка достоверности результатов измерений, испытаний и осмотров проводится по формуле (см. табл. 6.7, п. 2).

$$K_{\text{дост}} = \left(1 - \frac{n_{\text{выявл. ош}}}{n_{\text{общ.кол-во зап}}}\right) 100\,\% . \qquad (6.2)$$

Качество оценки технического состояния электрооборудования. Период расчета КПР «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 КПР «Качество планирования диагностики электрооборудования и ЛЭП» – 1 раз в квартал. Оценка проводится для групп оборудования, указанных в табл. 6.7, п. 4 по формуле:

$$N_{\text{кп}} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{N_{\text{неопр}} + N_{\text{неакт}}}{N_{\text{об}}}\right)100\,\%. \qquad (6.3)$$

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 (6.3), а также единицы измерения приведены в табл. 6.7, п. 10. Критерии оценки КПР «Качество планирования диагностики электрооборудования и ЛЭП» приведены в табл. 6.7, 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:

$$K_{\text{акт}} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(1 - \frac{N_{\text{несв}}}{N_{\text{общ.кол-во зап}}}\right)100\,\%. \qquad (6.4)$$

Параметры, участвующие в формуле (6.4), а также единицы измерения приведены в табл. 6.7, п. 11. Критерии оценки КПЭ «Своевременность внесения результатов измерений, испытаний и осмотров» приведены в табл. 6.7, 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:

$$K_{\text{св}} = \text{Дата (факт)} - \text{Дата (план)}. \qquad (6.5)$$

Параметры, участвующие в формуле (6.5), а также единицы измерения приведены в табл. 6.8, п. 12. Критерии оценки КПХ «Своевременность формирования/корректировки и представления графика проведения измерений, испытаний и осмотров» приведены в табл. 6.7, п. 6.

6.7. 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)»			
$V_{д} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{N_{ф.пл} + N_{ф.внепл}}{N_{пл}}\right)100\,\%$	%	≥ 100	Показатель результативен
		< 100	Показатель нерезультативен
2. Критерии оценки КПР «Достоверность результатов измерений, испытаний и осмотров»			
$K_{дост} = \left(1 - \frac{n_{выявл.ош}}{n_{общ.кол\text{-}во\ зап}}\right)100\%$	%	≥ 96	Показатель результативен
		$93 \leq K_{дост} < 96$	Показатель частично результативен
		< 93	Показатель нерезультативен
3. Критерии оценки КПР «Качество оценки технического состояния электрооборудования»			
$N_{наруш}$	Ед.	> 0	Показатель результативен
	Ед.	$= 1$	Показатель частично результативен
	Ед.	≥ 1	Показатель нерезультативен
4. Критерии оценки КПР «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

Продолжение табл. 6.7

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

Продолжение табл. 6.7

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
$n_{\text{общ. кол-во зап}}$	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»			
$N_{\text{неопр}}$	Количество оборудования, ИС которого не определен	Ед.	Количество единиц оборудования (технических мест) с неопределенным техническим состоянием
$N_{\text{неакт}}$	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

Продолжение табл. 6.7

Параметр	Название параметра	Единица измерения	Примечание
11. Параметры, участвующие в формуле расчета «Своевременность внесения результатов измерений, испытаний и осмотров»			
$N_{несв}$	Количество несвоевременно внесенных записей	Ед.	Количество ДИ с датой создания, превышающей сроки внесения данных после проведения измерений, испытаний или осмотра, созданных за отчетный период
$N_{общ.\ кол\text{-}во\ зап}$	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

Продолжение табл. 6.7

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
$N_{внепл}$	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

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

$$V_{\text{д}} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{N_{\text{ф.пл}} + N_{\text{ф.внепл}}}{N_{\text{пл}}}\right)100\,\%\,, \qquad (6.6)$$

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

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. 6.1. Параметры, участвующие в формуле (6.6), а также единицы измерения приведены в таблице 6.7, п. 13. Критерии оценки КПХ «Выполнение программы диагностики (объемы)» приведены в табл. 6.7, 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. 6.7, п. 8.

Таким образом, разработанный и внедренный в филиалах региональных сетевых компаний основной пакет нормативных документов, регламентирующих бизнес-процесс второго уровня «Диагностика», необходим для организации эффективной службы диагностики электрооборудования в РСК, рассмотренной далее.

6.2. ОРГАНИЗАЦИЯ СЛУЖБЫ ДИАГНОСТИКИ В РСК

В настоящее время существующая система плановой диагностики и обслуживания электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи в региональных сетевых компаниях [14, 41, 53] устарела и имеет невысокую эффективность. Участки диагностической службы и лаборатории в РСК оснащены, в основном, изношенным испытательным и диагностическим оборудованием.

В то же время устаревшая и недостаточная эффективность системы подготовки и повышения квалификации персонала неизбежно приводит к кадровым проблемам. Такая ситуация без принятия превентивных мер по структурной реорганизации и внедрению современных средств контроля грозит возникновением технологических и техногенных катастроф, связанных с нарушением энергоснабжения целого региона.

Вместе с тем, согласно концепции ОАО «ФСК ЕЭС» [22] предварительные оценки показывают, что до 80% дефектов, обуславливающих выход из строя оборудования подстанций и линий электропередачи, могут быть своевременно выявлены современными методами и аппаратурой для диагностирования и мониторинга.

Поэтому на современном этапе в соответствии с «Концепцией диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» [27] и «Технической политикой ОАО «МРСК Центра» [17] в РСК необходимо создание эффективной системы диагностики, обеспечивающей оценку технического состояния электрооборудования подстанций и линий электропередачи.

Цели и задачи системы диагностики. Основные цели и задачи создаваемой системы диагностики в РСК состоят в следующем:

1. Обеспечение всей вертикали управления «служба – участок, бригада» достоверной информацией о техническом состоянии оборудования подстанций и линий электропередачи.

2. Получение и обработка массива диагностической информации о состоянии электрооборудования подстанций и линий электропередачи, необходимого и достаточного для организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования по техническому состоянию и управления ресурсом электрооборудования.

3. Создание предпосылок для существенного снижения количества технологических нарушений и предотвращения крупных аварий.

4. Получение экономического эффекта, основными составляющими которого будут:

– сокращение инвестиционных затрат на необоснованное обновление оборудования;

– сокращение численности персонала в результате внедрения автоматизированных методов диагностики;

– снижение расходов на проведение ремонтов;

– сокращение случаев недоотпуска электроэнергии по вине отказавшего оборудования;

– сокращение случаев штрафных санкций со стороны потребителей за причиненный ущерб, в том числе экологический, от выхода из строя электрооборудования.

Предлагаемая концепция предусматривает создание единой вертикально-интегрированной диагностической службы, включающей:

– на верхнем уровне (филиал) – службу диагностики (СД);

– на среднем уровне (базовые РЭС) – участки СД;

– на нижнем уровне (остальные РЭС) – бригады участков СД.

Создание СД необходимо для решения координации деятельности, а также методологических, методических и метрологических вопросов и организации работы в области диагностики и мониторинга электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи в РСК.

Задачами службы диагностики в РСК являются:

– разработка и реализация методологии диагностики эксплуатирующегося электротехнического оборудования;

– разработка требований к методам, методикам и объему обследований электрооборудования, аппаратуре и системам мониторинга и диагностики эксплуатирующегося электротехнического электрооборудования;

– организация и координация работ по созданию и внедрению автоматизированных систем диагностики на электросетевых объектах РСК;

– организация и координация конкурсной работы в области комплексных обследований и других видов диагностики электротехнического оборудования, эксплуатирующегося в РСК;

– организация и координация работ по созданию нормативно-технической документации в области диагностики электротехнического оборудования, эксплуатирующегося в РСК;

– организация метрологической аттестации электротехнических и физико-химических лабораторий диагностических участков и организация обучения их персонала;

– оценка состояния электрооборудования по результатам первичной диагностики и результатам автоматизированного мониторинга;

– планирование комплексных обследований электрооборудования подстанций и линий электропередачи, проводимых по результатам первичной диагностики и информации, получаемой от автоматизированных систем мониторинга и диагностики;

– оценка результатов комплексных обследований электрооборудования подстанций и линий электропередачи РСК;

– разработка рекомендаций по возможности дальнейшей эксплуатации электрооборудования подстанций и линий электропередачи РСК (рекомендаций по продлению ресурса);

– планирование капитальных и средних ремонтов электрооборудования подстанций и линий электропередачи РСК;

– координация работ диагностических участков СД, в том числе электротехнических и физико-химических лабораторий;

– оперативный контроль за соблюдением регламентированных норм и методов диагностики на объектах эксплуатации оборудования;

– внедрение новых высокоэффективных методов диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи РСК, в том числе через конкретные требования к автоматизированным системам мониторинга и диагностики, поставляемым совместно с электрооборудованием.

Как сказано выше, службы диагностики в РСК имеют участки диагностики, в состав которых входят физико-химические лаборатории. В участках диагностики СД обычно организовано, по меньшей мере, два направления: подстанционное и линейное в классе напряжения 35 и 110 кВ, а также направление по диагностике электросетевого комплекса 0,4…10 кВ, проводимое бригадами, находящимися в РЭС и относящимися к составу участков диагностики СД.

Задачами участков диагностики СД являются:

– первичная диагностика электрооборудования, находящегося в оперативном управлении РЭС. Эксплуатационная диагностическая служба, участки, бригады, передвижные и стационарные лаборатории должны быть укомплектованы современной диагностической аппаратурой, позволяющей осуществлять эффективный контроль состояния электрооборудования. Оснащение указанной службы, участков, бригад и лабораторий диагностической аппаратурой должно быть выполнено в рамках программы совершенствования диагностики в РСК.

В составе диагностических участков СД присутствуют электротехнические и физико-химические лаборатории для проведения электрических испытаний электрооборудования и определения характеристик трансформаторных масел. По мере внедрения автоматизированных систем мониторинга и диагностики и методов контроля состояния электрооборудования число лабораторий должно сокращаться (от практически в каждом участке СД до одной центральной в СД на всю РСК). Диагностические участки СД осуществляют первичное оформление и оперативное внесение новых данных в паспорта электрооборудования.

Диагностическая служба и участки оснащаются совместимыми системами сбора, обработки и анализа диагностической информации. Документооборот диагностической службы и физико-химических лабораторий в участках должен быть стандартизован и автоматизирован.

В участках диагностики СД персонал электротехнических и физико-химических лабораторий осуществляет сбор, занесение основного объема информации, проводит ее первичную оценку.

Поэтому персоналу необходимо: знание особенностей проведения измерений, конструкций, условий эксплуатации и методов диагностики вверенного ему оборудования, а также основ работы с персональными компьютерами.

Следовательно, в СД РСК должны работать: специалисты электротехнических и физико-химических лабораторий и (или) подстанционного и линейного сектора службы диагностики РСК, которые имеют глубокое знание методов и средств диагностики, особенностей конструкции и эксплуатации оборудования. А также обладать аналитическим складом ума, глубоким, всесторонним пониманием как вопросов диагностики и эксплуатации оборудования, так и вопросов менеджмента и экономики.

Для обеспечения эффективности внедрения предлагаемой организационной структуры СД в РСК необходимо:

– обеспечить мотивацию персонала;

– выделить в каждом участке РЭС ответственных сотрудников за внесение оперативной информации;

– выделить временные и материальные ресурсы;

– предусмотреть обучение специалистов (семинары, конференции и курсы повышения квалификации с расширением кругозора по смежным профессиям).

Этапы реализации программы совершенствования системы диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи в РСК. Реализация программы совершенствования системы диагностики электрооборудования электрических сетей в РСК сопряжена с решением сложных организационных, технических и экономических проблем, требующих времени. Предлагаемый вариант реализации программы совершенствования системы диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи электрических сетей, например РСК «Тамбовэнерго», должен быть рассчитан на 6 – 8 лет.

В итоге реализации программы обеспечивается получение следующих результатов:

– существенно снижается аварийность электрооборудования подстанций и линий электропередачи;

– уменьшаются риски и снижаются экономические потери от технологических нарушений и аварий на оборудовании и ВЛ;

– создается система определения остаточного ресурса электрооборудования подстанций и ВЛ, а также методика управления этим ресурсом;

– создаются условия для внедрения полностью автоматизированных наиболее важных узловых подстанций 110 кВ с системами мониторинга и диагностики.

Направления совершенствования системы диагностики. Программа совершенствования системы диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи электрических сетей РСК включает ряд направлений.

1. Совершенствование организационной структуры обеспечения диагностики и мониторинга электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи РСК;

2. Совершенствование нормативно-технического и методического обеспечения диагностики и мониторинга электротехнического оборудования и линий электропередачи;

3. Технологическое обеспечение внедрения систем мониторинга и диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи.

Каждое направление реализуется путем создания конкретных планов.

Реализация общей программы направления разделяется на 3 этапа.

На первом этапе решаются организационные и технические вопросы, связанные с созданием в РСК службы диагностики с центральной диагностической лабораторией со следующими направлениями деятельности:

– координация деятельности участков СД (инженер-электрик);

– хроматографический анализ трансформаторного масла в классе напряжения 110 кВ (инженер-хроматографист);

– определение физико-химических свойств трансформаторного масла в классе напряжения 35 и 110 кВ (инженер-химик);

– термографический контроль электрооборудования электросетевого комплекса 0,4…110 кВ (инженер-электрик).

Кроме того, необходимо осуществить перестройку работы участков диагностики и лабораторий СД на новый технический и организационный уровень. За указанный срок должна быть подготовлена техническая, правовая и методическая база реализации современных подходов к оценке состояния электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи с учетом технико-экономических факторов, важности объектов и факторов риска.

Необходимо создать систему аккредитации при РСК центральной диагностической лаборатории, обеспечивающую качественное выполнение работ по диагностике электротехнического оборудования объектов РСК и минимизацию экономических затрат на данные работы. Внедряется электронная паспортизация всего оборудования подстанций РСК.

На втором этапе организуются проверка и доработка технических решений по совершенствованию системы диагностики электротехни-

ческого оборудования подстанций и линий электропередачи, разработанных в рамках первого этапа.

На третьем этапе проводится переход на ремонтно-эксплуатационное обслуживание электрооборудования подстанций и линий электропередачи по их техническому состоянию с учетом реально выработанного ресурса и управление этим ресурсом.

Итогом реализации программы становится внедрение системы диагностики электрооборудования подстанций и линий электропередачи, позволяющей перейти на проведение ремонтов и эксплуатационного обслуживания оборудования по его техническому состоянию, что существенно снизит численность персонала, отвечающего за техническое обслуживание, и повысит качество проведения работ в РСК «Тамбовэнерго».

6.3. ПОСТРОЕНИЕ 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, 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 программи-

рования для решения сложных задач на ЭВМ. Как известно, высоковольтное оборудование подвержено большому риску образования дефектов 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%.

Главными 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, чем может не обеспечиваться 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. 6.3).

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

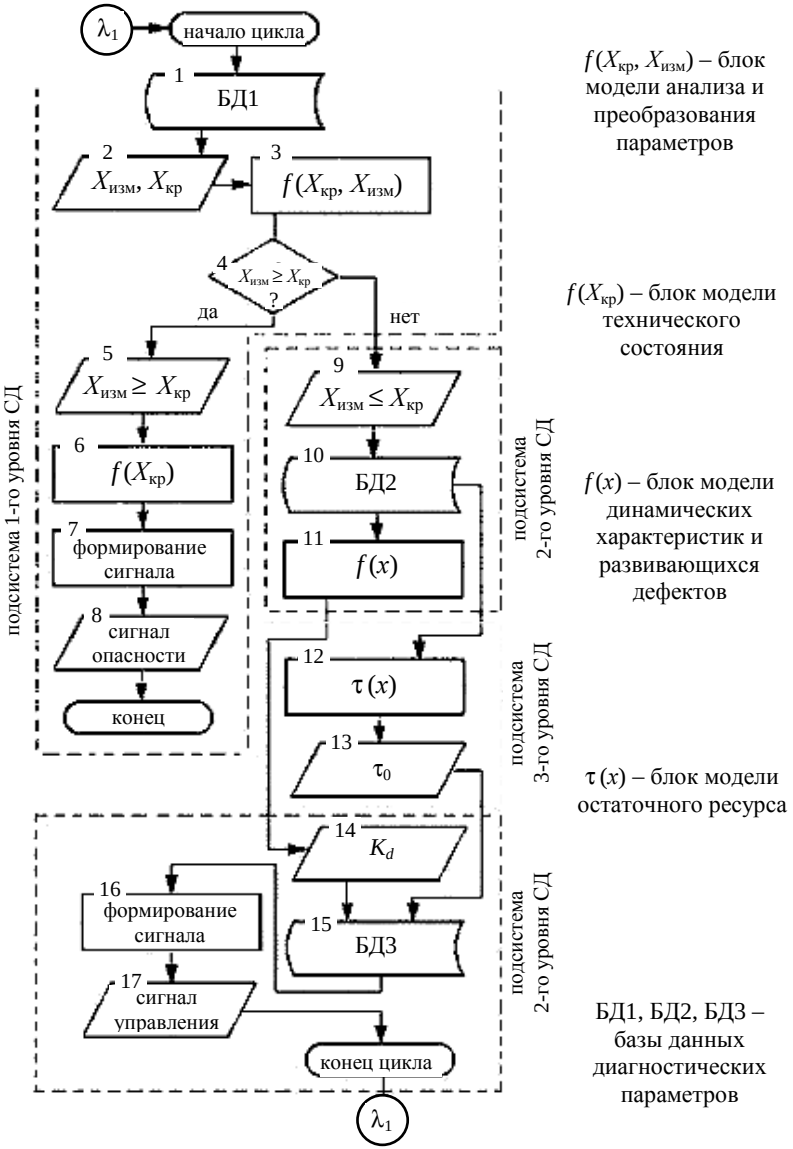

Рис. 6.3. Структурная схема алгоритма диагностирования электрооборудования высокого напряжения

– 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 $X_{\text{изм}} \leq X_{\text{кр}}$;

– 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 одноразовом 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 разъединителями 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. 6.3), 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 $f(x_{\text{кр}})$ (рис. 6.3) 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 $f(x_{\text{кр}})$ 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 $f(x_{\text{кр}})$ 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. 6.3) представляют собой функцию уровня опасности дефектов K_d (блок 14). Данная функция является зависимостями статических параметров $X_{\text{ст}} = X_i / X_{\text{кр}.i}$ (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. 6.3, блок 12) основан на применении функциональной зависимости остаточного ресурса $\tau_{\text{о}}$ (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

$$A(t) = A_t = A[1-(t/t_{\text{рес}})^a], \tag{6.7}$$

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 $t'_{\text{рес}}$

$$A_t = A[1-(t'_{\text{рес}}/t_{\text{рес}})^a] - \Delta A. \tag{6.8}$$

При образовании дефекта, который не устраняется при дальнейшей эксплуатации, старение и стойкость к отказу будут показаны зависимостью (6.8), 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 (6.8), получим

$$A_t = A[1-(t_{\text{отказ}}/t_{\text{рес}})^a] - \Delta A = 0 \qquad (6.9)$$

или при $A_t = 0$

$$t_{\text{отказ}} = t_{\text{рес}} - \sqrt[a]{1-\Delta A}\,. \qquad (6.10)$$

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

$$\Delta t_{\text{рес}} = t_{\text{рес}} - \sqrt[a]{1-\Delta A} - t_{\text{деф}}\,. \qquad (6.11)$$

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.

6.4. СТРАТЕГИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА

За рубежом обсуждаются две группы стратегий технического обслуживания и ремонта оборудования (ТОиР), включающие мероприятия в виде диагностики, текущего ремонта, ремонта и восстановления (см. табл. 6.8):

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

6.8. Стратегия технического обслуживания и ремонта оборудования

Стратегия ТОиР	Мероприятия			
	Диагностика	Текущий ремонт	Ремонт	Восстановление
1. *Стратегии, аккредитованные на надежность оборудования*				
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
2. *Стратегии, аккредитованные на надежности энергосистемы*				
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. 6.8, 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. 6.4).

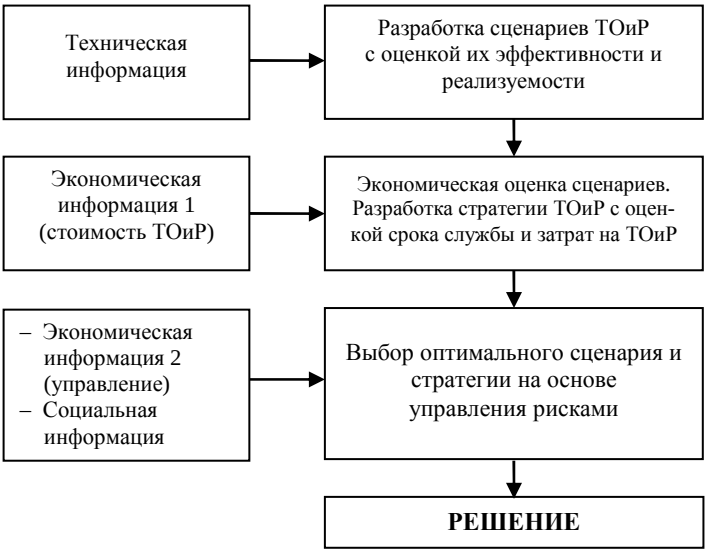

Рис. 6.4. Трехуровневый механизм принятия решения по ТОиР

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. 6.4).

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. 6.4).

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.

ВЫВОДЫ

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

Регламент БП «Диагностика»; «Планирование проведения диагностики электрооборудования и ЛЭП ОАО «МРСК Центра»; «Оценка технического состояния электрооборудования и ЛЭП ОАО «МРСК Центра»; «Требования к средствам измерения и контроля состояния электрооборудования и ЛЭП ОАО «МРСК Центра»; «Формирование и актуализация базы данных при выполнении работ по реконструкции, ремонту и диагностике электрооборудования и ЛЭП ОАО «МРСК Центра»;

2. Организация службы диагностики в РСК необходима для создания единого комплексного подхода к технической диагностике на основе апробированных при эксплуатации и методически обоснованных технологических решений, позволяющих проведение техобслуживания и ремонтов оборудования по его техническому состоянию;

3. Анализ представленных моделей распределений технического состояния оборудования показывает, что существует тенденция увеличения отказов с увеличением класса изоляции оборудования. Большая доля выявленных неисправностей и дефектов относится, прежде всего, к вводимому в эксплуатацию оборудованию нового типа;

4. За счет последовательного отсеивания на каждой ступени процедуры диагностики части беспроблемного оборудования и более низкой (по сравнению с комплексным обследованием и тем более мониторингом оборудования) стоимости процедур функционального анализа и ранжирования оборудования по техническому состоянию можно добиться примерно двукратного снижения издержек на оценку и прогнозирование технического состояния оборудования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Системный проект автоматизации ОАО «МРСК Центра» содержит укрупненный план дальнейших действий по автоматизации и показывает информационно-технологическую модель интегрированной системы менеджмента. Основное его назначение – обеспечить целостность, управляемость и согласованную направленность всех задач по созданию КИСУ РЭСК.

2. Новая технология проектирования, основанная на применении морфологической матрицы базисных структур и их компонентов структур, позволяет разработать полномасштабную КИСУ РЭСК на базе АСКУЭ потребителей, АСУ ТП на подстанциях 110 кВ и выше, АСОТУ электросетевого комплекса 35 и 110 кВ в региональных сетевых компаниях.

3. Проведена классификация регламентированных систем оперативно-технологического управления, позволяющая определить прототип с «локальным» интеллектом, гибкой структурой и открытой модульной архитектурой для организации иерархической КИСУ РЭСК.

4. 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.

5. 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.

6. Внедрение современных систем диагностики и контроля силовых трансформаторов 110 кВ и выше требует технико-экономического обоснования; технологии сети SMART определяют путь развития распределительных сетей и служат для повышения наблюдаемости и автоматизации.

7. Комплексный подход к выбору тепловизионных приборов, методам диагностики и повышению квалификации персонала позволяет по совокупности мер принимать взвешенные технические решения о поддержании высокой эксплуатационной надежности электрооборудования подстанций 110 и 35 кВ в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго».

8. Рассмотрены теория информации, комплекс диалоговых процедур телемеханической передачи и стандартные кодовые форматы передачи данных в сети передачи информации, служащие для инфор-

мационного обеспечения технологического процесса систем оперативно-технологического управления.

9. Показаны информационное обеспечение сети передачи информации и структура телеинформационной сети региональной сетевой компании. Разработаны метод и алгоритм структурной рационализации телеинформационной сети, позволяющие провести ее оптимальный расчет на основе высокочастотных или волоконно-оптических линий связи по воздушным линиям электропередач 110 и 35 кВ. А также структура Единой технологической сети связи, обеспечивающей весь технологический цикл контроля и управления электросетевым комплексом 0,4…110 кВ в рамках региональной сетевой компании.

10. Конвергированные сети связи – новая концепция построения эффективных корпоративных сетей, объединяющая разнородные сетевые трафики: телемеханики и релейной защиты, автоматики и офисных приложений.

11. В целях повышения эффективности бизнес-процесса «Обеспечение распределения электроэнергии» систематизирован внедренный в ОАО «МРСК Центра» пакет документов (2010 г.), регламентирующий бизнес-процесс «Диагностика» и разработанный на основе стандартов подпроцессов по электрооборудованию и линиям электропередачи:

– Регламент бизнес-процесса «Диагностика»;

– Планирование проведения диагностики электрооборудования и ЛЭП ОАО «МРСК Центра»;

– Оценка технического состояния электрооборудования и ЛЭП ОАО «МРСК Центра»;

– Требования к средствам измерения и контроля состояния электрооборудования и ЛЭП ОАО «МРСК Центра»;

– Формирование и актуализация базы данных при выполнении работ по реконструкции, ремонту и диагностике электрооборудования и ЛЭП ОАО «МРСК Центра».

12. Анализ представленных моделей распределений технического состояния оборудования показывает, что существует тенденция увеличения отказов с увеличением класса изоляции оборудования. Большая доля выявленных неисправностей и дефектов относится, прежде всего, к вводимому в эксплуатацию оборудованию нового типа.

13. За счет последовательного отсеивания на каждой ступени процедуры диагностики части беспроблемного оборудования и более низкой (по сравнению с комплексным обследованием и тем более мониторингом оборудования) стоимости процедур функционального анализа и ранжирования оборудования по техническому состоянию можно добиться примерно двукратного снижения издержек на оценку и прогнозирование технического состояния оборудования.

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 региональной сетевой компании. – М.: Спектр, 2011. – 152 с.
3. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Анализ и выбор систем диспетчерского управления по мультипликативному критерию // Вестник Тамбовского государственного технического университета. – Тамбов, 2009. – Т. 15, № 3. – С. 505 – 515.
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. Принципы автоматизации информационно-измерительной системы центра управления региональной сетевой компании // Вестник Тамбовского Университета. Серия Естественные и технические науки / Тамбовский государственный университет им. Г.Р. Державина. – Тамбов, 2009. – Т. 14, вып. 3. – С. 521 – 525.
6. Чичёв С.И. Новая технология отображения оперативно-диспетчерской информации центра управления сетей региональной сетевой компании «Тамбовэнерго» // Вестник Тамбовского Университета. Серия Естественные и технические науки / Тамбовский государственный университет им. Г.Р. Державина. – Тамбов, 2009. – Т. 14, вып. 3. – С. 526 – 529.
7. Чичёв С.И. Необходимость создания информационно-измерительной системы центров управления региональных сетевых компаний // Электрические станции. – М., 2009. – № 10. – С. 35 – 38.
8. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Единая технологическая сеть связи энергетики в рамках региональной сетевой компании // Вестник Тамбовского Университета. Серия Естественные и технические науки / Тамбовский государственный университет им. Г.Р. Державина. – Тамбов, 2010. – Т. 15, № 2. – С. 605 – 608.
9. 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.
10. Чичёв С.И. Модернизация автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии в региональной сетевой компании // Энергобезопасность и Энергосбережение. – М., 2010. – № 2. – С. 20 – 25.
11. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Диагностика силовых трансформаторов 110 кВ и выше в региональных сетевых компаниях // Вести высших учебных заведений Черноземья. – Липецк, 2010. – № 3. – С. 6 – 12.

12. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Технология «SMART POVER GRID» («Умные электрические сети») // Энергобезопасность и Энергосбережение. – М., 2010. – № 6. – С. 27 – 31.

13. 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.

14. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Организация системы диагностики в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» // Электрика. – М., 2010. – № 11. – С. 35 – 38.

15. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Контроль силовых трансформаторов 110 кВ и выше (на англ. языке) // Вестник Тамбовского государственного технического университета. – Тамбов, 2011. – Т. 17, № 1. – С. 746 – 757.

16. Чичёв С.И. Опыт применения тепловизоров при контроле технического состояния электрооборудования подстанций филиала ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» // Энергобезопасность и Энергосбережение. – М., 2011. – № 4. – С.

17. Чичев С.И., Глинкин Е.И. Новое применение оптического волокна в температурном мониторинге обмоток силового трансформатора // Вестник Тамбовского Университета. Серия Естественные и технические науки / Тамбовский государственный университет им. Г.Р. Державина. – Тамбов, 2011. – Т. 16, вып. 2 – С. 493 – 496.

18. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Концепция организации архитектуры иерархической интегрированной системы оперативно-технологического управления региональной сетевой компании // Вестник Тамбовского Университета. Серия Естественные и технические науки / Тамбовский государственный университет им. Г.Р. Державина. – Тамбов, 2011. – Т. 16, № 5. – С. 1298 – 1301.

19. Чичёв С.И. Способ отображения диагностической информации управления технологическим управлением // Электрика. – М., 2011. – № 9. – С. 7 – 12.

20. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Организация эффективной информационно-измерительной системы филиала ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» // Энергоэффективность систем электроснабжения и направления их развития: IX Междунар. науч.-практ. интернет-конференция «Энерго- и ресурсосбережение – XXI век», 15 – 30 июня. – Орел, 2011.

21. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Модернизация автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии региональной сетевой компании // Повышение эффективности средств обработки информации на базе математического моделирования: Материалы докл. IX Всерос. науч.-техн. конф. 27–28 апреля 2009 г. – Тамбов, 2009. – С. 453 – 461.

22. Чичёв С.И. Мониторинг и диагностика оборудования сетей региональной сетевой компании «Тамбовэнерго» // Повышение эффективности средств обработки информации на базе математического моделирования: Материалы докл. IX Всерос. науч.-техн. конф. 27–28 апреля 2009 г. – Тамбов, 2009. – С. 461 – 472.

23. Чичёв С.И. Реализация инфраструктуры автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления РСК «Тамбовэнерго» // Повышение эффективности электрического хозяйства в условиях ресурсных ограничений: Труды XXXIX конференции по электрификации. 18 – 21 ноября 2009 г. – М., 2009. – Т. 1. – С. 92 – 100.

24. Чичёв С.И. Эффективность внедрения инфосистемы центра управления сетей региональной сетевой компании // Повышение эффективности электрического хозяйства в условиях ресурсных ограничений: Труды XXXIX конференции по электрификации. 18 – 21 ноября 2009 г. – М., 2009. – Т. 2 – С. 185 – 191.

25. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Современная технология в формате новых измерений // Теплофизические исследования и измерения в энергосбережении, при контроле, управлении и улучшении качества продукции, процессов и услуг: Материалы Седьмой международной теплофизической школы. 20 – 25 сентября 2010 г. – Тамбов: Изд-во ГОУ ВПО ТГТУ, 2010. – Ч. II. – С. 159 – 161.

26. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Анализ автоматизации оперативно-диспетчерского управления подстанциями // VIII научная конференция ТГТУ: Пленарные доклады и кр. тезисы / Тамбовский государственный технический университет. – Тамбов, 2003. – Вып. 13. – С. 156–157.

27. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Автоматизация оперативно-диспетчерского управления подстанциями на предприятии электрических сетей // Труды ТГТУ: Сб. науч. статей / Тамбовский государственный технический университет. – Тамбов, 2003. – Вып. 13. – С. 173 – 177.

28. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Системы автоматизации энергообъектов // Актуальные проблемы современной науки. Электротехника, приборостроение. Радиотехника и связь, энергетика, электроника: Труды IV междунар. конф. / Самарский государственный технический университет. – Самара, 2003. – Ч. 12 – 16. – С. 33–34.

29. Чичёв С.И. Комплекс систем управления сетей и подстанций предприятия электрических сетей // Оптика, оптоэлектроника и технологии: Труды V междунар. конф. / Ульяновский государственный технический университет. – Ульяновск, 2003. – С. 188.

30. Чичёв С.И. Системы автоматизации энергообъектов // Электротехника, приборостроение. Радиотехника и связь, энергетика, электроника: Труды IV междунар. конф. / Самарский государственный технический университет. – Самара, 2003. – Ч. 17. – С. 154 – 156.

31. Чичёв С.И., Нестеренко С.П. Комплекс систем управления на подстанциях предприятия электрических сетей // Электрика. – М., 2004. – № 11. – С. 26 – 29.

32. Чичёв С.И. Информационно-измерительная система диспетчерского управления сетей: Автореф. дис. … канд. техн. наук / Липецкий государственный технический университет. – Липецк, 2005. – 16 с.

33. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Информационно-измерительная система центра управления сетей // Вести высших учебных заведений Черноземья. – Липецк, 2008. – № 4. – С. 59 – 63.

34. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Архитектура системы РСК «Тамбовэнерго» // Труды ТГТУ: Сб. науч. статей / Тамбовский государственный технический университет. – Тамбов, 2009. – Вып. 22. – С. 134 – 137.

35. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Информационно-измерительная система центра управления сетей // Электрика. – М., 2009. – № 5. – С. 29 – 33.

36. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Программно-технические средства информационно-измерительной системы центра управления сетей // Электрика. – М., 2009. – № 7. – С. 30 – 33.

37. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Реализация информационно-измерительной системы центра управления сетей РСК «Тамбовэнерго» в рамках технической политики ОАО «МРСК Центра» // Вести высших учебных заведений Черноземья. – Липецк, 2009. – № 6. – С. 75 – 78.

38. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Архитектура информационно-измерительной системы региональной сетевой компании // Электрика. – М., 2010. – № 2. – С. 43 – 47.

39. Чичёв С.И. Анализ состояния дел по диагностике в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» и современные средства и методы контроля оборудования // Электрика. – М., 2010. – № 5. – С. 25 – 30.

40. 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.

41. Чичёв С.И. Организация системы диагностики в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» // Электрика. – М., 2010. – № 11. – С. 35 – 38.

42. Чичёв С.И. Контроль и диагностика силовых трансформаторов 110 кВ без отключения рабочего напряжения // Электрика. – М., 2010. – № 12. – С. 31 – 36.

43. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Оптические высоковольтные измерительные трансформаторы тока и напряжения // Электрика. – М., 2011. – № 4 . – С. 24 – 28.

44. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Светодиоды и их применение. Эффект внедрения диодного освещения на подстанциях 35 и 110 кВ // Электрика. – М., 2011. – № 6. – С. 24 – 28.

45. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Состояние и направления развития автоматизированного оперативно-технологического управления распределительным электросетевым комплексом 35 и 110 кВ региональных сетевых компаний // Электрика. – М., 2011. – № 12.

46. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Проектирование элементов автоматики современных автоматизированных подстанций 110 кВ и выше // Электрика. – М., 2011. – № 8. – С. 3 – 8.

47. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Автоматизированные рабочие места в системе оперативно-технологического управления электрическими сетями // Электрика. – М., 2011. – № 7. – С. 3 – 6.

48. Пат. № 2375704 РФ, МКИ G 01 N 27/04. Способ и устройство определения влажности диэлектрика по импульсной динамической характеристике / Жданова И.А., Чичёв С.И., Глинкин Е.И. и др. – 2009. Бюл. № 34.

49. Пат. № 2399925 РФ, МКИ G 01 R 31/06. Устройство для контроля состояния изоляции силовых трансформаторов / Чичёв С.И., Калинин В.Ф., Глинкин Е.И. – 2011. Бюл. № 26.

50. Пат. № 2403618 РФ, МКИ G 06 K 15/00. Способ отображения диагностической информации / Муромцев Ю.Л., Чернышев Н.Г., Чичёв С.И. – 2010.

51. Приказ № 362-ЦА от 03.11.2010 «О регламентации бизнес-процесса «Диагностика»: Приложения № 1 – 6. – М., 2010.

52. Техническая политика ОАО «МРСК Центра»: Приложение к ПР-15-ЦА. – М., 2010. – 66 с.

53. Концепция диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.03.2005.

54. 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.

55. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Ю.Н. Руденко и др.; под ред. Ю.Н. Руденко, В.А. Семенова; Московский энергетический институт. – М., 2000. – 648 с.

56. Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования / АО «Фирма ОРГРЭС». – М., 1998. – 493 с.

57. Объем и нормы испытаний электрооборудования / ЭНАС. – М., 1998. – 254 с.

58. РД 153-34.0-20.363–99. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ / РАО ЕЭС РФ. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 85 с.

59. РД 34.35.120–90. Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций напряжением 35…1150 кВ. – М., 1990. – 54 с.

60. Тутевич В.Н. Телемеханика: Учеб. пособие для вузов. – М., 1985. – 264 с.

61. Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе до 2015 г. / ОАО «РОСЭП». – М., 2006. – 73 с.

62. Диагностика маслонаполненного электрооборудования на основе экспертных систем / Л.В. Виноградова, Е.Б. Игнатьев, Д.А Климов, Г.В. Попов // Интеграция науки и производства: Материалы конференции ТРАВЭК / ВЭИ. – М., 2004. – 180 с.

63. Пат. РФ по заявке № 2009123769/08, МКИ G 05 B 19/408. Способ и устройство оперативного динамического анализа состояний многопараметрического объекта / Глинкин Е.И., Глинкин М.Е. и др. Положительное решение от 29.11.2010.

64. Пат. № 2134897 РФ, ПМК G 05 B 19/408, G 06 F 17/40. Способ оперативного динамического анализа состояний многопараметрического объекта / Омельянченко В.В., Засухин Е.А. – Опубл. 20.08.1999.

65. Аджиев М.Э. Энергосберегающие технологии. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 64 с.

66. Волков Э.П., Баринов В.А. Стратегия развития электроэнергетики России на период до 2030 г. // Энергетик. – 2008. – № 5.

67. ГОСТ 20911–89. Техническая диагностика. Термины и определения, 1989.

68. ГОСТ 27.002–89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. 1989.

69. ГОСТ 15467–79. Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения. 1979.

70. Надежность и эффективность в технике: Справочник в 10 т. – М.: Машиностроение, 1987.

71. Афанасьев О.В., Голик Е.С., Первухин Д.А. Теория и практика моделирования сложных систем / Сев.-Зап. ГЗТУ. – СПб., 2005.

72. Самарский А.А., Михайлов А.П. Математическое моделирование: Идеи. Методы. Примеры. – М.: Физматлит, 2005.

73. Меламедов И.М. Физические основы надежности. – Л.: Энергия, 1970.

74. Глущенко П.В. Техническая диагностика. – М.: Вузовская книга, 2004.

75. Ситников В.Ф., Скопинцев В.А. Вероятностно-статистический подход к оценке ресурсов электросетевого оборудования в процессе эксплуатации // Электричество. – 2007. – № 11.

76. Комплект программно-аппаратных средств телемеханики КОМПАС ТМ 2.0: ОАО «ЮГ – СИСТЕМА». – Краснодар, 2009. – 34 с.

77. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / Министерство энергетики РФ; ЗАО «Энергосервис». – М., 2003. – 368 с.

78. Автоматизированная система управления энергосистемы на базе программно-технических средств MicroSCADA/Open++/ RTU 211 разработки концерна ABB. – Чебоксары: АББ Реле, 1999. – 81 с.

79. Промышленный логический контроллер серии SMAR. – М.: ЗАО «РТСофт», 2003. – 81 с.

80. Программно-технический комплекс для построения систем сбора данных и диспетчерского управления. – М.: Систел А, 1999. – 132 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ ……. 3
ВВЕДЕНИЕ …..……. 4
1. СИСТЕМНЫЙ ПРОЕКТ – АВТОМАТИЗАЦИЯ …….. 5
1.1. Цели, задачи и принципы ……..…… 5
1.2. Технология проектирования …..……..……... 8
1.3. Подсистемы КИСУ ……. 14
Выводы ……. 16
2. ИНФРАСТРУКТУРА КИСУ ……..……. 17
2.1. Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии ……..……..... 17
2.2. Автоматизированная система управления технологическим процессом на подстанциях …… 33
2.3. Автоматизированная система оперативно-технологического управления распределительным электросетевым комплексом 38
Выводы ……. 43
3. СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМИ КОМПЛЕКСАМИ …... 44
3.1. Жесткая структура ……..…… 44
3.2. Интеллектуальная структура …….…… 48
3.3. Локальный интеллект ……..... 52
3.4. Классификация ……... 71
Выводы ……. 72
4. СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМ ОБОРУДОВАНИЕМ ПОДСТАНЦИЙ 73
4.1. Телемеханизация в электросетевом комплексе …….….. 73
4.2. Проектирование АСУ ТП и внедрение автоматики …..…..... 87
4.3. Мониторинг силовых трансформаторов 110 кВ и выше …… 110
4.4. Технология «SMART POWER GRID» (Умные электрические сети) ……. 119
4.5. Тепловизионный контроль …… 125
Выводы ……128

5. СИСТЕМА СЕТИ ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ ……. 130
5.1. Теория информации в области оперативно-технологического управления ……... 130
5.2. Информационное обеспечение ……..... 138
5.3. Конвергированные сети связи ……..... 152
5.4. Единая технологическая сеть связи энергетики (ЕТССЭ) …. 159
Выводы …… 165
6. СИСТЕМА ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ….. 167
6.1. Регламент бизнес-процесса «Диагностика» …… 167
6.2. Организация службы диагностики в РСК …… 193
6.3. Построение системы диагностики ……..……..... 199
6.4. Стратегия технического обслуживания и ремонта …… 211
Выводы …… 217
ЗАКЛЮЧЕНИЕ ……... 218
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ …….. 220

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

ЧИЧЁВ Сергей Иванович,
КАЛИНИН Вячеслав Федорович,
ГЛИНКИН Евгений Иванович

КОРПОРАТИВНАЯ ИНТЕГРИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ КОМПЛЕКСОМ

Редактор Т.М. Глинкина
Инженер по компьютерному макетированию М.Н. Рыжкова

Сдано в набор 05.03.2012
Подписано в печать 22.05.2012. Формат 60×84/16.
Бумага офсетная. Гарнитура Times New Roman. Печать офсетная.
Усл. печ. л. 13,25. Уч.-изд. л. 13,00. Тираж 400 экз. Заказ № 284

ISBN 978-5-4442-0004-9

ООО «Издательский дом «Спектр»,
119048, Москва, ул. Усачева, д. 35, стр. 1
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