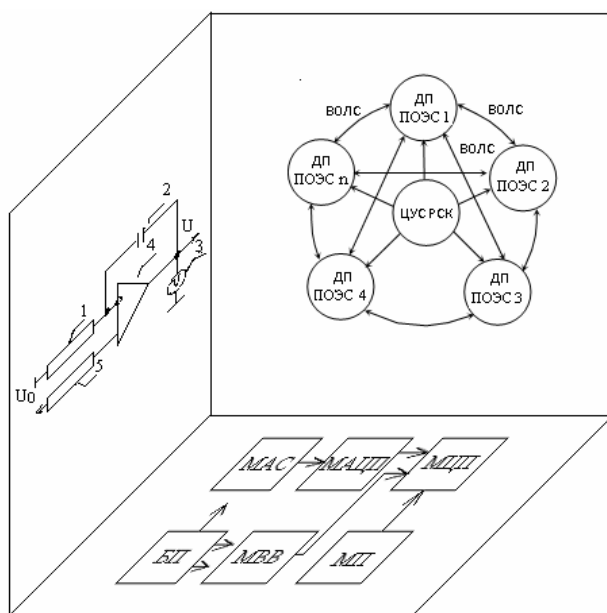


С.И. ЧИЧЁВ, В.Ф. КАЛИНИН,  
Е.И. ГЛИНКИН

## ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ЦЕНТРА УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ



МОСКВА

• «МАШИНОСТРОЕНИЕ» •

2009

Научное издание

ЧИЧЁВ Сергей Иванович  
КАЛИНИН Вячеслав Федорович  
ГЛИНКИН Евгений Иванович

## **ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ЦЕНТРА УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

Редактор Т.М. Г л и н к и н а  
Инженер по компьютерному макетированию М.А. Ф и л а т о в а

Сдано в набор 01.10.2009. Подписано в печать 30.11.2009  
Формат 60 × 84/16. Бумага офсетная. Гарнитура Times New Roman  
Печать офсетная. Усл. печ. л. 10,23. Уч.-изд. л. 11,00  
Тираж 400 экз. Заказ 555

ООО «Издательство Машиностроение»,  
107076, Москва, Стромьинский пер., 4

Подготовлено к печати и отпечатано в Издательско-полиграфическом центре  
Тамбовского государственного технического университета  
392000, Тамбов, Советская, 106, к. 14

По вопросам приобретения книги обращаться по телефону 8(4752)638108  
E-mail: [izdatelstvo@admin.tstu.ru](mailto:izdatelstvo@admin.tstu.ru)

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

# ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ЦЕНТРА УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Москва  
«Машиностроение»  
2009

УДК 621.332

ББК 327-02

Ч-722

Рецензенты:

Кандидат физико-математических наук, профессор ТГТУ

***В.М. Иванов***

Главный инспектор департамента технической инспекции

ОАО «МРСК Центра», г. Москва

***А.П. Перцев***

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

Ч-722

Информационно-измерительная система центра управления электрических сетей. – М.: Машиностроение, 2009. – 176 с.

ISBN 978-5-94275-506-5

Проведен информационный анализ автоматизированных систем диспетчерско-технологического управления с целью систематизации их базисных структур и организации адаптивной и совместимой архитектуры информационно-измерительной системы центра управления электрических сетей на основе: отечественных микропроцессорных средств; оптимальной структуры телеинформационной сети; современных методов, способов и устройств, применяемых в системе контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций региональной сетевой компании.

Для научных и инженерно-технических работников, аспирантов и студентов, занимающихся проектированием, разработкой и эксплуатацией автоматизированных систем диспетчерско-технологического управления в электроэнергетике и вопросами автоматизации электрооборудования и технологических процессов.

УДК 621.332

ББК 327-02

ISBN 978-5-94275-506-5

© Чичёв С.И., Калинин В.Ф.,  
Глинкин Е.И., 2009

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

---

---

А – архив  
АД – архив данных  
АСУ – автоматизированная система управления  
АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления  
АСТУ – автоматизированная система технологического управления  
АСДТУ – автоматизированная система диспетчерско-технологического управления  
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом  
АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии  
АСКП – автоматизированная система контроля потребления (электроэнергии) – лицензионная программа  
АП – адресное пространство  
АРМ – автоматизированное рабочее место  
АТИ – архивно-технологическая информация  
БС – базисные структуры  
БДРВ – база данных реального времени  
ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи  
ДП – диспетчерский пункт  
ДЦ – диспетчерский центр  
ДЩ – диспетчерский щит  
ДО – диагностика оборудования  
КП – контролируемый пункт  
КА – канальный адаптер  
КС – компоненты структур  
КОК – коммутатор обратных каналов  
ЛВС – локальная вычислительная сеть  
МРСК – межрегиональная сетевая компания  
МПТ – микропроцессорный терминал  
И – интеграция  
ИИС – информационно-измерительная система  
ИИК – измерительно-информационный комплекс  
ИВКЭ – информационно-вычислительный комплекс электроустановки  
ИП – информационные процессы  
ИО – информационное обеспечение  
ОДС – оперативно-диспетчерская служба  
ОИК – оперативно-информационный комплекс  
ПД – предоставление информации  
ПС – подстанция  
ПОЭС – производственное отделение электрических сетей  
ПК – промконтроллер (или персональный компьютер по тексту)  
ПМ – программные модули  
ПТК – программно-технический комплекс  
ПТС – программно-технические средства  
ПИП – первичный измерительный преобразователь  
ПТИ – производственно-техническая информация

ПУ – пункт управления  
РАС – регистрация аварийных событий  
РСК – региональная сетевая компания  
РЭС – район электрических сетей  
РЗА – релейная защита и автоматика  
СДУ – система диспетчерского управления  
СД – сбор данных  
СКУ – система контроля и управления  
СКУЭТО – система контроля и управления электротехническим оборудованием  
СОЕВ – система обеспечения единого времени  
СПИ – система передачи информации  
ССД – сеть сбора данных  
СУБД – система управления базами данных  
ТК – технологический комплекс  
ТВК – телемеханический вычислительный комплекс  
ТМ – телемеханика  
ТИС – телеинформационная сеть  
УСПД – устройство сбора и передачи информации  
УТМ – устройство телемеханики  
УСО/УСД – устройство связи с объектом/устройство сбора данных  
ФП – формы представления  
ФУ – функциональные уровни  
ЦППС – центральная приемопередающая станция  
ЦП – центральный процессор  
ЦСОИ – центр сбора и обработки информации  
ЦС – цифровой счетчик  
ЦУС – центр управления сетей  
Н.У., В.У. – нижний и верхний уровни

## ВВЕДЕНИЕ

Научно-техническое направление, охватывающее проблемы анализа и синтеза систем диспетчерского управления, их базисных структур (и форм представления), а также системного подхода к процессу диспетчерского управления с целью обеспечения эффективного контроля электросетевого комплекса, определим как «архитектура информационно-измерительной системы центра управления сетей региональной сетевой компании (ИИС ЦУС РСК)» (далее ИИС).

Действительно, архитектура (лат. *architectura* от греч. *arcitekton* – строитель) – искусство проектировать и строить объекты, оформляющие пространственную среду для жизни и деятельности человека. Если результатом проектирования является информационно-измерительное средство, каким является ИИС, то его создание от постановки задачи до реализации целесообразно определить как архитектура ИИС региональной сетевой компании.

Сложный технологический процесс распределения и потребления электроэнергии в региональных сетевых компаниях обусловил появление разнообразных устройств и аппаратных средств (АС) управления оборудованием электросетевых комплексов, например (рис. 1.1): местная автоматика (простейшие устройства «включение-выключение» – МА) – телесистемы (механики – СТМ, информационные – ТИС) – телекомплексы (вычислительные – ТВК, управляемые – ТУК, программные – ПТК).

В свою очередь, автоматизированное управление архитектурой средств электросетевого комплекса, обеспечивая процессы в системе «регулятор – объект управления», имело свое развитие программного обеспечения (ПО): местное (МУ) – «жесткое» дистанционное управление (ДУ) и контроль (ДК) – интеллектуальные вычисления (ИВ) – автоматизация технологических процессов (АСУ ТП) подстанций (ПС) и диспетчерского управления сетей (АСДУ).

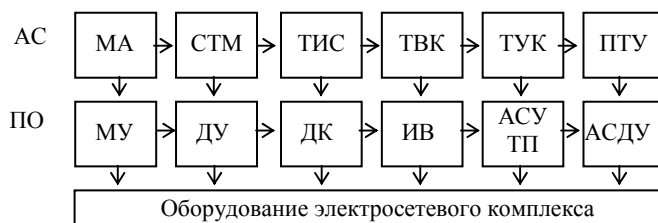


Рис. 1.1. Развитие систем управления в электросетевом комплексе региональной сетевой компании

Современный этап развития электроэнергетики обусловил необходимость обеспечения прозрачной среды и сквозной наблюдаемости функционирования распределительного электросетевого комплекса каждой региональной сетевой компании в пространстве их единых информационно-измерительных систем диспетчерского управления.

Данная работа показывает технологию архитектуры информационно-измерительной системы региональной сетевой компании и является логическим продолжением темы, определенной авторами десятилетие назад как «Информационно-измерительная система диспетчерского управления сетей». Теоретические материалы систематизируют многолетний опыт научно-методической, исследовательской и практической работы авторов в области цифровой и микропроцессорной техники для автоматизации аналитического контроля, электрооборудования и электроснабжения и технологии проектирования микропроцессорных средств. Монография предназначена для специалистов инженерного анализа и синтеза в области оперативно-диспетчерского управления, информационных технологий, релейной защиты и автоматики, измерений и метрологии, может быть полезна аспирантам и студентам вузов соответствующих специальностей.

Авторы благодарят преподавателей кафедры «Биомедицинская техника» и «Электрооборудование и автоматизация» Тамбовского государственного технического университета, а также многих специалистов служб, департаментов и управлений исполнительного аппарата филиала ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания (МРСК) Центра» – «Тамбовэнерго» за обсуждение и замечания, послужившие повышению качества изложенного материала. Отдельно хочется отметить рецензентов профессора В.М. Иванова и главного инспектора департамента технической инспекции ОАО «МРСК Центра» 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. БАЗИСНЫЕ СТРУКТУРЫ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

---

Предложена информационная классификация базисных структур интегрированной информационно-измерительной системы (ИИС) с адекватными принципами автоматизации, тождественными иерархии диспетчерского управления.

### 1.1. КЛАССИФИКАЦИЯ СТРУКТУР

Анализ развития систем диспетчерского управления с позиций информационной интеграции [1 – 7] позволяет (см. табл. 1.1 и рис. 1.2) классифицировать ИИС с точки зрения информационной технологии [8, 9] и концепции [10 – 12] как интегрированную автоматизированную систему диспетчерско-технологического управления на основе базисных структур (БС): системы диспетчерского управления и программно-технических средств верхнего уровня РСК, сети передачи информации верхнего РСК и нижнего ПОЭС уровней, с необходимым числом подсистем в системе контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций нижнего уровня ПОЭС.

Компонентами структур архитектуры ИИС являются автоматизированные системы (табл. 1.1 и рис. 1.2): контроля и учета электроэнергии, технологического управления и диспетчерско-технологического управления верхнего уровня СДУ; центральная приемопередающая станция, серверы автоматизированных рабочих мест и ОИК программно-технических средств верхнего уровня центра управления сетей РСК; Оборудование связи (телеинформационной сети связи), модемы и ЦППС сети передачи информации в обоих уровнях; преобразователи и приборы, микропроцессорные средства и подсистемы системы контроля и управления нижнего уровня подстанций.

Действительно, составляющими СКУ подстанций служат (см. рис. 1.3) микропроцессорные терминалы и контроллеры устройств связи с объектом, объединенные на основе промышленной сети в передающее устройство (так называемый «контролируемый пункт»), выполняющее функции прямых измерений и мониторинга; защиты и контроля, сбора и передачи данных с подстанций на верхний уровень сети передачи информации РСК.

А в устройствах телемеханики системы сбора данных первичные измерительные преобразователи и приборы реализуют функции теле: сигнализации и управления, регулирования и измерений с передачей информации (различные протоколы телемеханики) в приемный комплекс ЦППС и ОИК программно-технических средств АСДУ верхнего уровня, так называемый «пункт управления».



### 1.1. Классификация базисных структур архитектуры ИИС

СДУ В.У. РСК	ИВК АРМ	ТК АРМ	ОИК АРМ
	АСКУЭ	АСТУ	АСДТУ
ПТС В.У. РСК	Подсистемы: СД АТИ ПД	Подсистемы: ПТИ И	Подсистемы: БДРВ ЗДС ОИ
	½ ЦППС	Серверы	ОИК
СПИ Н.У. ПОЭС и В.У. РСК	Ц А	КА АЦ	КОК
	Оборудование связи	Модемы	½ ЦППС
СКУЭТО Н.У. ПС	ЦС ПИП	УСО/УСД МПТ УСПД	ССД АСУ ТП АСКУЭ
	Преобразователи, приборы	Микропроцессорные средства	Подсистемы

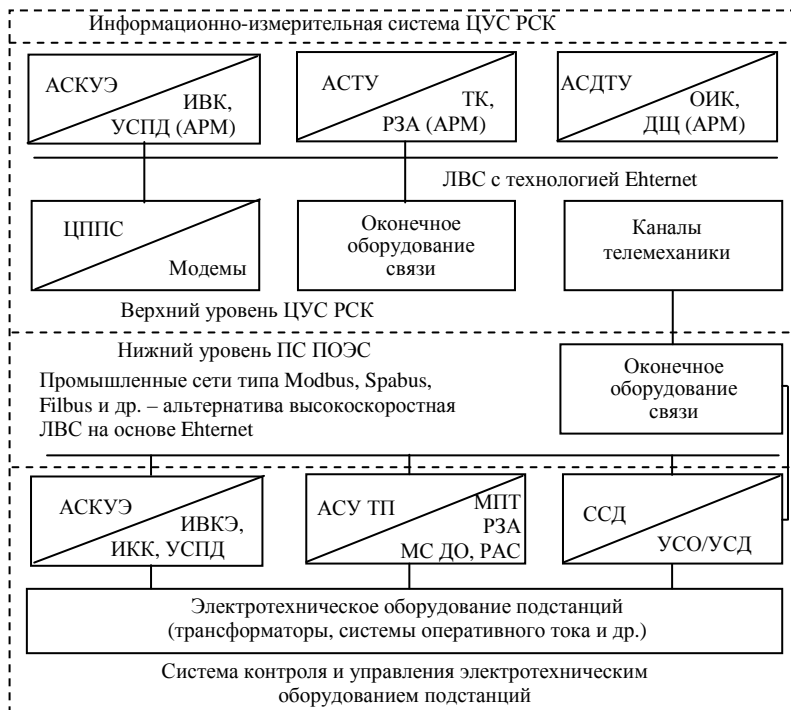


Рис. 1.2. Архитектура информационно-измерительной системы центра управления сетей региональной сетевой компании

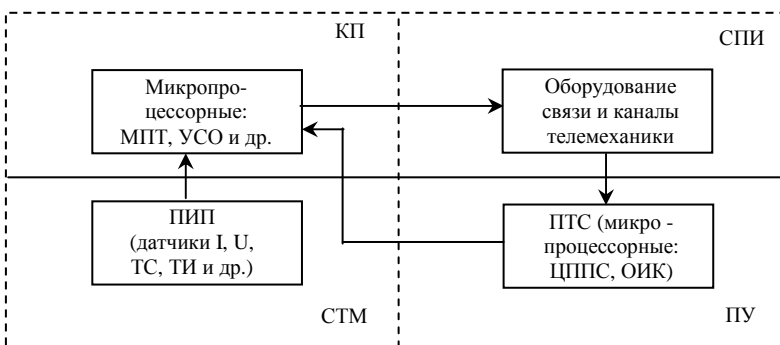


Рис. 1.3. Обобщенная схема ИИС, дифференцированная по структуре аппаратных и микропроцессорных средств КП и ПУ интегрированной АСДТУ

Архитектура ИИС (рис. 1.1, 1.2 и табл. 1.1) как совокупность базисных структур и компонентов структур представлена следующими средствами.

1. Микропроцессорные: устройства сбора и передачи данных в информационно-вычислительном комплексе АСКУЭ; серверы (АРМ на основе персональных компьютеров) в подсистемах технологического и диспетчерско-технологического управления верхнего уровня СДУ.

2. Программные на основе подсистем: СД, архива АД и предоставления данных в центральной приемопередающей станции; производственно-технологической информации и интеграции с другими подсистемами в серверах; базы данных реального времени, задач диспетчерской службы – SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition – Диспетчерское управление и сбор данных) и отображения информации в ОИК верхнего уровня программно-технических средств.

3. Аналоговое и цифровое оборудование связи: аналого-цифровые и процессорные канальные адаптеры в модемах; коммутатор обратных каналов в центральной приемопередающей станции сети передачи информации.

4. Аппаратно-микропроцессорные: измерительные цепи и трансформаторы тока (напряжения), цифровые счетчики в информационно-измерительном комплексе, а также контроллеры сбора и передачи данных в информационно-вычислительном комплексе электроустановки АСКУЭ; измерительные цепи и трансформаторы тока (напряжения) для микропроцессорных терминалов, а также регистраторы аварийных событий в АСУ ТП; первичные измерительные приборы, устройства телемеханики и связи с объектом в системе сбора данных нижнего уровня СКУЭТО.

Следовательно, базисными структурами ИИС служат: система контроля и управления нижнего уровня подстанций ПОЭС; сеть передачи информации обоих уровней, программно-технические средства и система диспетчерского управления (интегрированная АСДУ) верхнего ЦУС РСК уровня (рис. 1.4, а).

По мнемосхеме ИИС, представленной на рис. 1.4, б (а также см. табл. 1.1 и рис. 1.2) видно, что на основе промышленной сети осуществляется интеграция аппаратных и микропроцессорных средств подсистем: контроля и учета электроэнергии, технологических процессов и сбора данных нижнего уровня системы контроля и управления, – с целью передачи данных в сеть передачи информации нижнего уровня и далее по каналам ТМ в программно-технические средства сети передачи верхнего уровня.

Программно-технические средства сети передачи верхнего уровня, по локальной вычислительной сети, взаимодействуют с программно-техническими средствами системы диспетчерского управления верхнего уровня.

Интегрированная система диспетчерского управления по ЛВС объединяет микропроцессорные серверы в ОИК верхнего уровня, а также производит обмен данными (через коммутатор обратных каналов в центральной приемопередающей станции верхнего уровня) с микропроцессорными средствами системы контроля и управления нижнего уровня подстанций.

Интеграция архитектуры ИИС (по табл. 1.1 слева и направо, снизу и вверх) более рельефно выявляет дифференциацию компонентов структур по соответствующим информационным процессам базисных структур сбора, передачи, преобразования и представления информации (см. табл. 1.2).

Дифференциация архитектуры ИИС по вертикали (по компонентам структур) позволяет конкретизировать эти признаки на соответствующие базисные структуры (система контроля и управления электрооборудованием нижнего уровня подстанций, сеть передачи информации обоих уровней, программно-технические средства и система диспетчерского управления верхнего уровня) и формы их представления.

Форму представления базисной структуры системы контроля и управления электротехническим оборудованием нижнего уровня подстанций ПОЭС удобнее всего отобразить функциональными (информационными) уровнями (см. рис. 1.2).

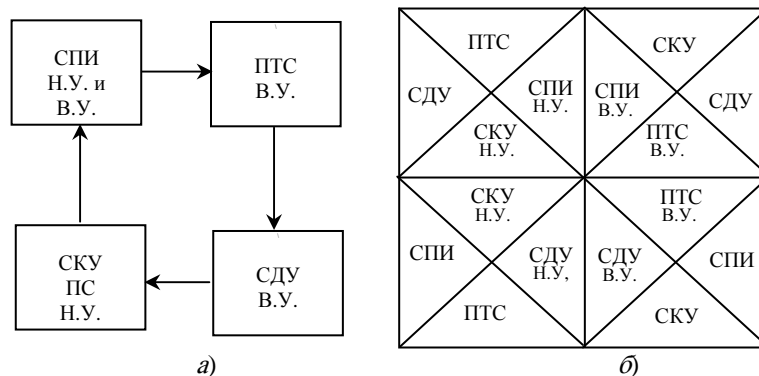


Рис. 1.4. Мнемосхема ИИС

### 1.2. Морфологическая матрица

ИП	ИИС					
	КС	БС	СКУ	СПИ	ПТС	СДУ
СДУ В.У. РСК (представление)	АСДТУ					[Grid]
	АСТУ					
	АСКУЭ					
ПТС В.У. РСК (преобразование)	ОИК					[Grid]
	Серверы					
	½ ЦППС					
СПИ Н.У. и В.У. ПС (передача)	½ ЦППС					[Grid]
	Модемы					
	Оборудование связи					
СКУ Н.У. ПС (сбора)	Подсистемы					[Grid]
	Микропроцессорные средства					
	Преобразователи и приборы					
ИП	КС	ФП	ФУ	АП	ПМ	ИО

Первый функциональный уровень в СКУЭТО подстанций – ПИП-уровень преобразования действующих значений аналоговых сигналов в нормированный выходной сигнал и «сухих» контактов дискретных датчиков.

Второй уровень – микропроцессорные средства УСО/УСД – для преобразования дискретной и нормированной аналоговой информации в цифровую и ее обработки (для обеспечения функции передачи информации по сети на верхний уровень СДУ). С верхнего уровня СДУ на второй уровень УСО/УСД, также в цифровой форме, передаются команды управлением оборудованием.

Третий и последний уровень в СКУ подстанций – сеть передачи данных (промышленная сеть Profibus и др.), которая обеспечивает в пределах одной подстанции передачу информации между подсистемами контроля и учета электроэнергии, технологических процессов и сбора данных по физической паре или волоконно-оптическому кабелю шинной структуры со скоростью до 12 Мбит/с.

Форму представления базисной структуры СПИ, наилучшим образом, отображает адресное пространство (см. рис. 1.2) телеинформационной сети РСК, организованной на базе оконечного оборудования связи и каналов телемеханики, организованных по высокочастотным, волоконно-оптическим линиям и радиосвязи.

Форма представления ПТС – программные модули – в подсистемах и серверах ОИК (см. рис. 1.2), обеспечивают выполнение возложенных задач на АРМ: инженеров технологов и релейной защиты и автоматики, диспетчеров и руководителей центра управления сетей.

Форма представления СДУ – информационное обеспечение – регламентирует состав и средства информации базовых структур ИИС, а также способы передачи информации, обработку и хранение баз данных в подсистемах: контроля и учета электроэнергии, технологического и диспетчерско-технологического управления электросетевого комплекса.

Следовательно, дифференциация архитектуры ИИС по вертикали (см. табл. 1.1) позволяет обобщенную структуру интегрированной АСДТУ разделить на иерархическом и функциональном уровнях.

В то же время дифференциация базисных структур АСДТУ по формам представления (по горизонтали) позволяет более содержательно и глубоко исследовать одну из их граней.

Из вышеуказанного примера можно сформулировать для каждой формы представления базисных структур следующий вывод.

С методической точки зрения, изучение одного информационного процесса интегрированной АСДТУ оправдано использованием стандартных алгоритмов, способов и методов, рациональных для анализа и синтеза базисных структур и их форм представления ИИС.

Следует отметить, что методика разработки соответствующего информационного процесса (сбора, передачи, преобразования и предоставления) или формы представления (функциональных уровней, адресного пространства, программных модулей и информационного обеспечения) в информационно-измерительной системе отражает специфику области исследования.

Например, функциональные уровни в СКУЭТО определяют автоматизацию подстанций 110 и 35 кВ, а, следовательно, технический уровень микропроцессорных средств контроля и управления. Адресное пространство в сети передачи информации показывает развитие средств связи в структуре телеинформационной сети и, в конечном счете, Единой телекоммуникационной сети связи энергетики (ЕТССЭ) в РСК. Программные модули в программно-технических средствах верхнего уровня ЦУС обеспечивают распределенную структуру на базе открытых программно-аппаратных платформ, международных протоколов обмена с возможностью дальнейшего функционального расширения системы и, в итоге, структуру ОИК. Информационное обеспечение в системе диспетчерского управления верхнего уровня РСК характеризует состав, средства и способы передачи информации, а также ее обработку, хранение в ЭВМ (баз данных и систем управления ими) и взаимодействия пользователей с ней (диалоговые системы, способы и средства предоставления информации), что определяет круг решения намеченных задач ИИС.

Результаты анализа и синтеза соответствующих информационных процессов и форм представления интегрированной АСДТУ по методам применения: подсистем, серверов, а также структурной организации ОИК в СДУ верхнего уровня; технологии процессов в сети передачи информации обоих уровней и СКУЭТО нижнего уровня, – повышают достоверность и адекватность базисных структур, и в целом, архитектуры ИИС.

Системный анализ архитектуры ИИС с позиций концепции интеграции автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления показывает:

1. ИИС включает совокупность информационных процессов (сбора, передачи, преобразования и предоставления информации) и компонент базисных структур автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления (системы контроля и управления электротехническим оборудованием нижнего уровня подстанций, сети передачи информации обоих уровней, программно-технических средств и системы диспетчерского управления верхнего уровня);

2. ИИС интегрирует базисные структуры архитектуры с иерархией подчинения в виде последовательности: АСДТУ – АСТУ – АСКУЭ – ОИК – Серверы – ЦППС – Модемы – Оборудование связи – Подсистемы – Микропроцессорные средства – Приборы и ПИП;

3. СДУ, ПТС, СПИ и СКУ определяются совокупностью информационных процессов и форм представления базисных структур, например: предоставлением и информационным обеспечением (верхний уровень СДУ); преобразованием и программными модулями (ПТС верхнего уровня); передачей и адресным пространством (СПИ верхнего и нижнего уровня); сбором и функциональными уровнями (нижний уровень СКУЭТО);

4. Дифференциация архитектуры ИИС по базисным структурам БС (по вертикали) выявляет компоновку интегрированной АСДТУ на иерархическом (СДУ) и структурном (ПТС), функциональном (СПИ) и принципиальном уровнях (СКУ);

5. Дифференциация архитектуры ИИС по формам представления (по горизонтали) необходима для выявления рациональных методов анализа и синтеза АСДТУ (выбор аппаратных и микропроцессорных

средств подсистем СКУЭТО нижнего и программных модулей ОИК верхнего уровня, расчет рациональной структуры телеинформационной сети и организация ПТС верхнего уровня и др.);

б. Дифференциация архитектуры ИИС способствует интеграции смежных областей науки и техники (связи и телемеханики, релейной защиты и автоматики, диагностики оборудования и учет электроэнергии и др.) благодаря использованию прогрессивных методов и технологий других научно-технических направлений.

Отсюда следует важность дифференциации архитектуры ИИС, как по вертикали (по базисам) для организации информационных процессов (сбора, преобразования, передачи и предоставления информации) структуры АСДТУ, так и по горизонтали (по формам представления функциональных уровней, адресного пространства, программных модулей и информационного обеспечения) для выбора рациональных методов анализа и синтеза интегрированной АСДТУ.

Таким образом, целенаправленный анализ архитектуры ИИС необходим для анализа и синтеза аппаратных, микропроцессорных и программно-технических средств интегрированной автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления, обеспечивающей оптимальное выполнение контроля и управления электросетевым комплексом 110 и 35 кВ региональной сетевой компании.

## 1.2. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ

Согласно принципам организации АСУ в электроэнергетике [13, 14], ИИС (АСДТУ верхнего и нижнего уровней) объединяет функции диспетчерского, производственно-технического управления. Построена иерархическая интегрированная система (см. рис. 1.5), в состав которой входят ряд автоматизированных систем, важнейшими из которых являются АСКУЭ (контроль и учет электроэнергии), АСТУ (технологического) и АСДТУ (диспетчерско-технологического управления) верхнего уровня и СКУЭТО (контроль и управление электротехническим оборудованием) подстанций нижнего уровня, реализуемая на принципах:

- открытости стандартов (МЭК 61850, 61970, 61968);
- единой информационной модели электрической сети;
- единой системы классификации и кодирования сетевых объектов;
- единой платформы интеграции и единой информационной среды;
- открытой масштабируемой архитектуры и многоплатформенности.

Основные требования к организации ИИС:

- применение информационных технологий, отвечающих международным стандартам;
- архитектурная и интерфейсная совместимость, обеспечивающая сопряжение, функциональную работоспособность и требования информационной безопасности;
- развитые графические возможности и объемы хранения информации для взаимодействия с управляющим персоналом и системами верхнего ранга;
- коммуникационные средства, обеспечивающие передачу информации между вычислительными средствами и другими устройствами, должны быть выполнены в соответствии с требованиями функционирования систем автоматизации сетей РСК.

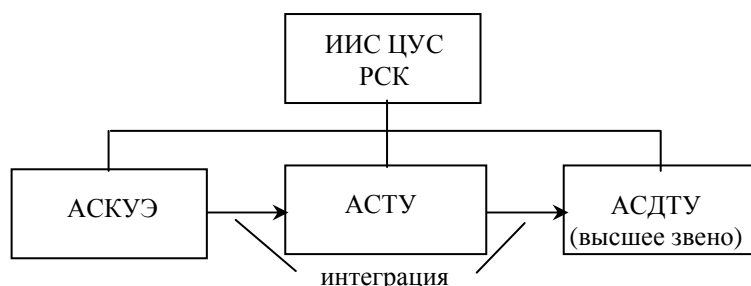


Рис. 1.5. Интеграция автоматизированных систем

*Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии.* Структура АСКУЭ РСК состоит из двух общих уровней: верхнего ЦУС РСК и нижнего в составе СКУЭТО ПС ПОЭС.

АСКУЭ верхнего уровня ЦУС РСК включает организованные через ЛВС (см. рис. 1.2) программно-технические средства ПТС (ИВК) в составе УСПД на основе промконтроллера и сервера (АРМ инженера-технолога) с программным обеспечением (АСКП или др.).

ИВК верхнего уровня обеспечивает: подготовку отчета в XML-формате для передачи требуемых данных в Некоммерческое Партнерство «Ассоциации Товарищеских Сообществ» (НП «АТС») и смежным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) по электронной почте, а также автоматизированный сбор, хранение результатов измерений и диагностику состояния средств измерений нижнего уровня АСКУЭ.

АСКУЭ нижнего уровня в составе СКУЭТО ПС ПОЭС представлена информационно-вычислительным комплексом электроустановки ИВКЭ и измерительно-информационным комплексом ИИК.

ИИК (включающий счетчики с цифровым интерфейсом ЦС, трансформаторы тока ТТ, напряжения ТН и измерительные цепи) выполняет функцию автоматического проведения измерений в точках учета на подстанции ПС для передачи данных по промышленной сети в ИВКЭ.

ИВКЭ размещается на ПС, исполнен на основе УСПД (промконтроллер), выполняет функцию консолидации информации и обеспечивает цифровой интерфейс доступа к информации по учету электроэнергии на подстанциях РСК.

Целью технической политики РСК в области коммерческого учета электроэнергии (мощности) является повышение точности и достоверности измерения АСКУЭ оптового и розничного рынка, что определяет круг основных задач РСК:

- определение технико-экономических показателей работы;
- определение и мониторинг потерь электроэнергии в сетях;
- предоставление администратору торговой сети и энергосбытовым организациям данных по учету электроэнергии (мощности) на присоединениях подстанций;
- расчет электроэнергии с контрагентами за услуги по доставке электроэнергии (мощности) по сетям.

Достижение указанной цели и реализация поставленных задач в РСК должно обеспечиваться:

- автоматизацией расчета потерь электроэнергии в сетях на всех уровнях технологического управления;
- применением передовых методов и средств измерения электрических величин и их обработки, в том числе, установкой на отходящих присоединениях интегральных счетчиков электроэнергии с цифровыми интерфейсами;
- заменой существующих трансформаторов тока ТТ и напряжения ТН на трансформаторы с более высоким классом точности;
- приведением нагрузки ТТ и ТН до уровня номинальных значений;
- созданием в РСК единой системы учета электроэнергии.

В состав единой системы учета электроэнергии в РСК предлагается ввести:

- цифровые счетчики ЦС электроэнергии с формированием профиля мощности, обеспечивающие выдачу информации в цифровом виде;
- современные микропроцессорные устройства сбора и передачи данных УСПД от ЦС с функциями накопления, первичной обработки и хранения, а также передачи данных по каналам связи в центр сбора и обработки информации (ЦСОИ) верхнего уровня АСКУЭ РСК.

Основные принципы создания и развития АСКУЭ в РСК:

- 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 должна быть внесена в Государственный реестр технических средств измерений как единичное средство измерений в системе учета электроэнергии.

Система учета электроэнергии в РСК должна обеспечивать:

- выполнение оперативных расчетов балансов и потерь электроэнергии для различных интервалов времени (час, сутки, месяц, квартал и год) на всех уровнях обработки информации;
- обмен данными коммерческого учета с субъектами рынка электроэнергии, с которыми у РСК в соответствии с регламентами работы рынка есть соглашения об информационном обмене.

Следовательно, на данном этапе в составе интегрированной двухуровневой АСДУ РСК необходимо создание трехуровневой структуры АСКУЭ: первый уровень ИИК и второй – ИВКЭ СКУЭТО подстанций с функцией обеспечения централизованного управления и распределенного выполнения измерений и дальнейшей передачи данных современными средствами телекоммуникаций на третий уровень ИВК в центр сбора и обработки информации ЦСОИ верхнего уровня АСКУЭ.

АСКУЭ в составе СКУЭТО подстанций ПОЭС, как правило, должна быть интегрирована в АСУ ТП подстанций нижнего уровня, АСКУЭ верхнего уровня – в АСТУ ЦУС РСК.

*Автоматизированная система технологического управления.* АСТУ ЦУС РСК предлагается авторами рассматривать в виде двух уровней (см. рис. 1.2): верхнего, собственно, АСТУ ЦУС и нижнего АСУ ТП в составе СКУЭТО ПС.

Архитектуру АСТУ верхнего уровня ЦУС организуют программно-технические средства ПТС в сети ЛВС, включенные в адресное пространство серверов (АРМ) в области трех информационных подсистем: релейной защиты и автоматики РЗА; диагностики оборудования ДО и регистрации аварийных событий РАС на подстанциях 110 и 35 кВ.

Подсистемы ДО и РАС предназначены для обеспечения следующих функций:

- долговременное хранение архивов накопленной производственно-технологической информации ПТИ;
- предоставление интерфейса удаленного доступа к базе данных сервера долговременных архивов ПТИ пользователям корпоративной сети РСК.

Архивация и хранение ПТИ для пользователей РСК должны обеспечивать накопление данных о ходе технологического процесса на подстанциях за продолжительный отрезок времени. Эти данные могут быть использованы для последующего предоставления оперативному, административному и другому персоналу данных об истории протекания технологических процессов и развитии аварии, работе автоматики и действиях оператора, результатах расчета и нормативно-справочных данных, а также для подготовки отчетной ПТИ (ведомостей, протоколов и др.).

#### **Подсистема РЗА предназначена для обеспечения нижеперечисленных функций:**

- сбор и хранение данных о работе устройств РЗА при аварийных ситуациях;
- экспорт и импорт накопленной информации в файлы;
- долговременное архивирование и ретроспективный просмотр информации о зарегистрированных авариях и связанных с ними осциллограмм;
- архивирование информации о состоянии и изменении уставок;
- обеспечение нормированного доступа к данным со стороны сервера (АРМ) РЗА.

Серверы (АРМ) с подсистемами ДО и РАС (ПТИ) и интеграции (И) АСТУ верхнего уровня ЦУС представляют собой рабочие станции (персональные компьютеры – ПК) инженера РЗА и инженера-технолога.

*АСУ ТП нижнего уровня в СКУЭТО подстанций* (соответственно, как и АСТУ верхнего уровня ЦУС) состоит из трех аналогичных подсистем: РЗА, ДО и РАС. Подсистема РЗА в АСУ ТП нижнего уровня на основе микропроцессорных терминалов (МПТ), подключаемых непосредственно к вторичным цепям трансформаторов тока и напряжения, выполняет функции релейной защиты и автоматики (РЗА) электрооборудования подстанций.

Подсистема ДО и РАС в АСУ ТП нижнего уровня на основе цифровых регистраторов событий РАС, подключаемых непосредственно к вторичным цепям трансформаторов тока и напряжения, осуществляет сбор данных с электрооборудования, определяет его ресурс, а также выявляет тенденции ухудшения параметров технологического электрооборудования подстанций в эксплуатации.

Основные задачи применения АСТУ ЦУС РСК в эксплуатации электрооборудования подстанций:

- наблюдаемость режимов подстанций РСК системами технологического управления, позволяющими эффективно отслеживать состояния сети в режиме реального времени;
- измерения и регистрация режимных и технологических параметров;
- автоматизация технологических процессов основного и вспомогательного оборудования;
- эффективное взаимодействие ПОЭС, участвующих в управлении электрическими сетями в едином информационном пространстве АСТУ ЦУС РСК.

Основные требования к построению АСТУ ЦУС РСК:

- 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.

В итоге, АСТУ ЦУС в РСК на основе современных микропроцессорных ПТС верхнего уровня и АСУ ТП в СКУЭТО подстанций нижнего уровня, организованной на базе МПТ и РАС, подключаемых непосредственно к вторичным цепям ТТ и ТН, обеспечивает функции: релейной защиты и автоматики; диагностики состояния основного оборудования подстанций 110 и 35 кВ; регистрации событий в нормальных и аварийных режимах.

АСУТП в составе СКУЭТО должна быть интегрирована на основе промышленных сетей или сети Ethernet в систему сбора данных (ССД) нижнего уровня ПС.

АСТУ верхнего уровня, как правило, должна быть интегрирована по технологической ЛВС в АСДТУ ЦУС РСК.

*Автоматизированная система диспетчерско-технологического управления (АСДТУ) РСК* состоит из двух уровней (см. рис. 1.2): верхнего уровня, собственно, АСДТУ ЦУС и подсистемы ССД нижнего уровня СКУЭТО подстанций.

Архитектуру АСДТУ ЦУС представляют организованные через ЛВС программно-технические средства ПТС на основе: ОИК, серверов (АРМ) и подсистемы отображения информации – диспетчерский щит (ДЩ) или видеостена.

ОИК верхнего уровня АСДТУ ЦУС включает подсистемы баз данных реального времени БД РВ; подсистемы задач диспетчерской службы ЗДС (SCADA – диспетчерский контроль и управление, планирование режимов сети и т.д.); отображения информации ОИ.

Структура и состав ОИК в АСДТУ могут быть различными в зависимости от функций и объема обрабатываемой информации, но при этом должна обеспечиваться способность полноценного решения всех задач, предусмотренных для данного ЦУС РСК.

Серверы (АРМ) представляют собой рабочие станции (ПК): инженеров технологов и диспетчеров, администратора и руководителей ЦУС РСК.

Подсистема сети передачи информации СПИ обоих уровней (см. рис. 1.2) имеет в составе центральную приемопередающую станцию ЦППС с модемами в виде канальных адаптеров, оконечное оборудование связи, служащее для организации каналов ТМ и приема информации с нижнего уровня ПС ПОЭС, и обеспечивает:

- передачу телеинформации между ОИК соответствующего пункта диспетчерского управления (ПОЭС и РЭС) и между ОИК смежных уровней управления по двум взаиморезервируемым каналам;
- межуровневый обмен данными между ОИК ЦУС РСК и подсистемой ССД нижнего уровня СКУЭТО ПС.

*Система контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций (СКУЭТО ПС)* включает в состав подсистемы нижнего уровня (см. рис. 1.2): АСКУЭ, АСУТП и ССД. Подсистемы нижнего уровня АСКУЭ и АСУТП рассмотрены выше, далее рассмотрим подсистему сбора данных нижнего уровня ССД.

Подсистема ССД нижнего уровня в СКУЭТО подстанций ПОЭС включает: первичные измерительные преобразователи (ПИП); системы телемеханики на основе аналого-цифровых устройств; устройств связи с объектом или устройств сбора данных (УСО/УСД) на основе программируемых контроллеров, служащих для организации каналов ТМ и передачи информации на верхний уровень АСДТУ ЦУС РСК.

Подсистема ССД нижнего уровня обеспечивает надежное функционирование системы АСДТУ РСК при передаче с ПС ПОЭС первичной информации.

В ССД нижнего уровня СКУЭТО с целью оперативного контроля и управления подстанциями 110 и 35 кВ должен быть предусмотрен мониторинг оборудования в режиме реального времени.



Отсюда следует, что СКУЭТО на основе подсистем АСКУЭ, АСУТП и ССД нижнего уровня ПС в ПОЭС решает следующие задачи:

- учет потребления электроэнергии на подстанциях;
- диагностика электротехнического оборудования;
- релейная защита;
- анализ информации, в первую очередь результатов регистрации аварийных процессов;
- контроль режима работы подстанций и его отображение для оперативного персонала;
- дистанционное управление электрооборудованием;
- автоматическое регулирование и аварийное включение резерва.

В итоге, ИИС ЦУС РСК (см. рис. 1.2.) на основе АСКУЭ, АСТУ и АСДТУ верхнего уровня и СКУЭТО с подсистемами АСКУЭ, АСУТП и ССД нижнего уровня подстанций обеспечивает:

– сбор первичной информации по параметрам технологических процессов и состоянию сетевого электрооборудования с привязкой по времени в соответствии с условиями и требованиями задач технологического управления;

– обработку информации с целью предоставления оперативному и другому персоналу оперативной, учетной и аналитической информации в текстовой, видеографической и аудиоформах согласно алгоритмам и сценариям задач технологического управления;

– хранение и архивирование информационных массивов первичной, результирующей, нормативно-справочной и другой информации в интересах текущих процессов реального времени, а также для последующего использования при анализе событий;

– передачу управляющих воздействий на сетевое электрооборудование и системы автоматики;

– организацию информационного взаимодействия с системами верхнего ранга.

Таким образом, в интегрированной АСДТУ для решения задач сбора и обработки, хранения и передачи информации о состоянии коммутационного оборудования и режимных параметрах другого первичного оборудования должны быть использованы современные микропроцессорные средства верхнего ЦУС РСК и нижнего ПС ПОЭС уровней, поддерживающие стандартные протоколы информационного обмена в иерархической ИИС.

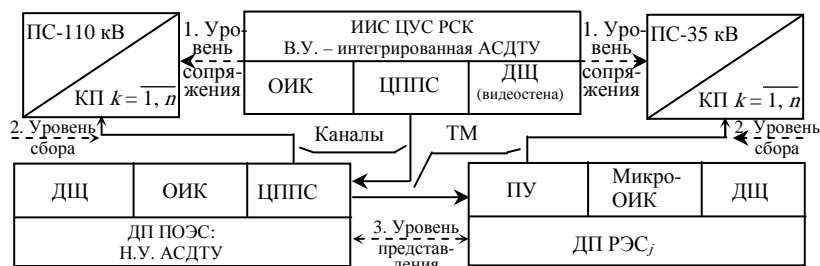
### 1.3. ИЕРАРХИЯ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Архитектура ИИС определяется основными положениями по созданию автоматизированных систем и согласно [10, 11, 15, 16] организуется в двухуровневой иерархической системе диспетчерского управления составом: интегрированная АСДТУ верхнего уровня РСК – АСДТУ нижнего уровня ПОЭС, представленной в радиальной системе  $i, j, k$ -х координат ( $i = \overline{1, n}$  по количеству ПОЭС;  $j = \overline{1, n}$  – число РЭС;

$k = \overline{1, n}$  – ряд ПС) (рис. 1.6).

*Интегрированная АСДТУ верхнего уровня РСК на базе средств ЦППС, ОИК и ДЦ* представляет собой гибкую и универсальную структуру, отдельные подсистемы которой являются функционально законченными и могут использоваться независимо друг от друга в составе различных систем диспетчерского контроля и управления верхнего уровня.

ЦППС верхнего уровня РСК включает сервер сбора, передачи и предварительной обработки ТМ данных в двухмашинном дублированном варианте с обеспечением функций: приема/передачи и предварительной обработки информации от устройств ТМ в различных протоколах обмена; формирование оперативной базы данных и информационный обмен с сервером SCADA и подсистемой коллективного отображения информации; обеспечение единого времени и синхронизации ЦППС и устройств ТМ на подстанциях и др.



**Рис. 1.6. Структура двухуровневой ИИС**

Поступающая в ЦППС РСК информация в автоматическом или автоматизированном режиме по основному или резервному цифровому каналу связи ВОЛС, ВЧ или радиосвязи из ЦППС нижнего уровня ПОЭС или ПУ РЭС передается в ОИК верхнего уровня ЦУС РСК.

ОИК ЦУС РСК обрабатывает, архивирует и управляет информацией в базах данных по безопасной и резервированной ЛВС с технологией Ethernet 1000 Base-TX (1000 Мбит/с), а также выдает ее в удобном для пользователей виде на средства отображения: ПК и ДЦ.

Диспетчерский щит обеспечивает отображение состояния оборудования и режима электрической сети РСК с использованием ситуационно-динамической технологии, включающей три уровня: ситуационный (структурный), объектный и детально-информационный.

Следовательно, ОИК верхнего уровня представляет собой архив данных и средств теле: измерений и сигнализации, управления и регулирования, а также программных модулей и справочной информации. Система хранения информации в ОИК представляет собой распределенную совокупность баз данных, расположенных по соответствующим уровням иерархии (как правило, СКУЭТО ПС; АСДТУ верхнего РСК и нижнего ПОЭС уровней).

АСДТУ нижнего уровня ПОЭС содержит три ступени (уровня) иерархии: 1 – сопряжения, 2 – сбора и 3 – представления данных (см. рис. 1.6).

*Ступень сопряжения 1* КП СКУЭТО  $k$ -х ПС обозначена контуром средств первичных измерительных приборов ПИП ПС и аппаратных средств сопряжения в микропроцессорных устройствах сбора данных и блоков релейной защиты, выполняющих функции СКУЭТО контролируемых пунктов КП в пределах одной ПС. Обеспечивает соединение технологического оборудования (воздушных и кабельных линий, секционных выключателей, выключателей вводов и трансформаторов присоединений напряжением 10, 35, 110 кВ) подстанций с верхними ступенями системы (РЭС, ПОЭС), а также проведение первичной обработки, фильтрации данных и обработки управляющих воздействий с верхних ступеней.

*Ступень сбора данных 2* СПИ  $j$ -х РЭС и  $k$ -х ПС ограничена аппаратным оборудованием каналов телемеханики микропроцессорных устройств КП ПС и пункта управления (ПУ) района электрической сети РЭС, выполняет функции сети передачи информации между КП ПС и ПУ РЭС. Представляет собой сеть ТМ каналов по ВОЛС, ВЧ и радиосвязи и служит для доставки данных от интеллектуальных устройств КП (УСД и БМРЗ) ПС 35, 110 кВ ступени 1 до микропроцессорных устройств ПУ РЭС. Микропроцессорный ПУ РЭС выполняет функции микроОИК для MS DOS (локальная версия на основе ПК) и системы сбора данных реального времени (ССД РВ). Обмен данными между ними происходит через общее поле оперативной памяти. Такой способ обмена позволяет создавать простые АСДТУ РЭС на базе одного ПК с выводом необходимой информации на диспетчерский щит.

*Ступень предоставления данных 3* в  $i$ -х ПОЭС от  $j$ -х РЭС организована программно-аппаратными средствами ЦППС и ОИК, выполняющими функции автоматического приема/передачи, обработки информации с нижних ступеней 1, 2 и представления информации в необходимом виде пользователям нижнего уровня ДП ПОЭС, а также ретрансляцию необходимых данных на верхний уровень интегрированной АСДТУ в ЦППС РСК. Обладает ресурсами, достаточными для приема, обработки и полного отображения информации о режиме сети и управления подстанциями, и функцией одновременной работы с различными устройствами ТМ от ступеней 1 и 2 по ВОЛС, ВЧ и радиосвязи. Эта функция обеспечивается использованием в составе ЦППС программируемых канальных адаптеров, настраиваемых на соответствующий протокол обмена ТМ ступеней – 1 и 2.

*ЦППС ступени 3* при необходимости осуществляет также ретрансляцию необходимого объема телеизмерений и сигнализации по основным и резервным каналам ТМ «ПОЭС – РСК» по ВОЛС в

ЦППС ЦУС верхнего уровня РСК и, соответственно, передачу полного объема информации со ступени 2 в ОИК своей ступени 3.

*ОИК ступени 3* создается на основе ЛВС с выделенным файл-сервером сетевой версии Novell Netware и Windows NT. Данные реального времени вводятся в сетевой ОИК из ССД, выполняющей функции коммуникационного сервера. Интеграция ССД с другими подсистемами сетевого ОИК осуществляется на уровне ЛВС с использованием файл-сервера. Данная структура сетевого ОИК обладает значительными функциональными возможностями и диалоговым интерфейсом, применение которых определяется степенями реализуемых АСДТУ (подстанция, РЭС, ПОЭС).

Структуры ОИК ступеней 2 и 3 могут быть различными в зависимости от функций и объема обрабатываемой информации. Однако должны состоять из стандартного и прикладного ПО SCADA с обеспечением функций оперативного контроля за состоянием и параметрами оборудования, находящегося в оперативном управлении или ведении персонала конкретного диспетчерского пункта РЭС или ПОЭС.

*Диспетчерские щиты* в РЭС и ПОЭС отображают состояние оборудования и режима электрической сети с использованием ситуационно-динамической технологии, включающей два уровня: структурный и объектный.

Следовательно, трехступенчатая структура АСДТУ нижнего уровня ПОЭС позволяет рационально использовать вычислительные средства системы, а также контролировать и управлять подстанциями, разнесенными на достаточно большое расстояние, что облегчает работу обслуживающего персонала.

В итоге, архитектура иерархической двухуровневой ИИС, построенной на основе интегрированной АСДТУ верхнего РСК и нижнего уровня ПОЭС с тремя степенями, позволяет рационально, за счет обработки информации на всех уровнях, контролировать и управлять в режиме реального времени электросетевым комплексом РСК.

## ВЫВОДЫ

1. Архитектура ИИС включает: комплекс базисных структур, формы их представления и совокупность информационных процессов систем диспетчерского управления верхнего ЦУС РСК и нижнего контроля и управления электрооборудованием подстанций уровней; программно-технические средства и сеть передачи информации обоих уровней;

2. Разработку ИИС целесообразно разделить на анализ и синтез автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления: выбор аппаратных, микропроцессорных средств и функциональных уровней подсистемы СКУЭТО нижнего и программных модулей ОИК верхнего уровня; определение адресного пространства и расчет рациональной структуры телеинформационной сети обоих уровней; организация информационного обеспечения и программно-технических средств верхнего уровня РСК;

3. Задача проектирования ИИС сводится к ее поэтапной интеграции современными системами технологического и диспетчерского управления, контроля и учета потребления электроэнергии (поддерживающих стандартные протоколы информационного обмена), которые можно представить матрицей синтеза и анализа компонентов структур и информационных процессов их иерархических уровней;

4. Из-за наличия морфологических и функциональных признаков для проектирования микропроцессорной ИИС необходима структурная организация иерархии диспетчерского управления в два уровня: верхнего ЦУС РСК и нижнего уровня подстанций ПОЭС в три ступени: сопряжения, сбора и предоставления данных.

## 2. СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ

---

Проведен анализ регламентированных систем диспетчерского управления с целью классификации их структур и дальнейшего выбора для организации иерархической интегрированной двухуровневой автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления центра управления сетями региональной сетевой компании.

Современное управление системой распределения и потребления электроэнергии в сетевых комплексах может быть эффективным лишь при наличии автоматизированных систем диспетчерского управления сетями. В то же время все большее число производственных отделений 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.

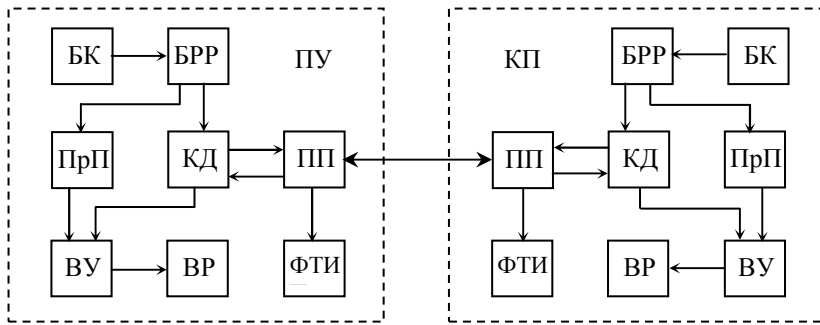
### 2.1. ЖЕСТКАЯ СТРУКТУРА

*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 [17 – 20] 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 (см. рис. 2.1):

- ПУ – пункт управления, который предназначен для задания режима опроса КП с целью получения информации о состоянии двухпозиционных объектов ТС, ТИТ и передачи команд ТУ;
- КП – контролируемый пункт, предназначенный для сбора и передачи объема информации о состоянии двухпозиционных объектов ТС, ТИТ и выполнения команд ТУ;



**Рис. 2.1. Структура системы ТМ-800**

- БРР – блок режимов работ, который задает алгоритм работы всем узлам аппаратуры ПУ и КП и производит временное распределение сигналов ТУ и ТС;
- БК – бесконтактные ключи, обеспечивающие ввод информации ТУ, ТС, ТИТ в устройствах ПУ и КП;
- ВР – выходные реле, обеспечивающие коммутацию исполнительных цепей ТУ, ТИТ, ТС;
- ВУ – выходные усилители, используемые в качестве согласующих элементов между триггерами памяти (в ПрП) и выходными реле ВР;
- КД – кодер – декодер, служащий для повышения достоверности информации ТУ, ТС;
- ПП – приемопередатчик, предназначенный для усиления принимаемых и передаваемых информационных сигналов и гальванической развязки цепей аппаратуры телемеханики с каналом связи;
- ПрП – промежуточная память, служащая для промежуточного хранения принятой информации во время проверки ее достоверности КД;
- ФТИ – формирователь тактовых импульсов, обеспечивающий формирование тактовых импульсов и коррекцию фазового рассогласования;
- КС – канал связи, 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 производственных отделениях электрических сетей РСК.

*Интеллектуальный пункт управления и неинтеллектуальный контролируемый пункт.* Применение микропроцессоров и микроЭВМ в телемеханике привело к существенному изменению СТМ. Согласно [7] 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).

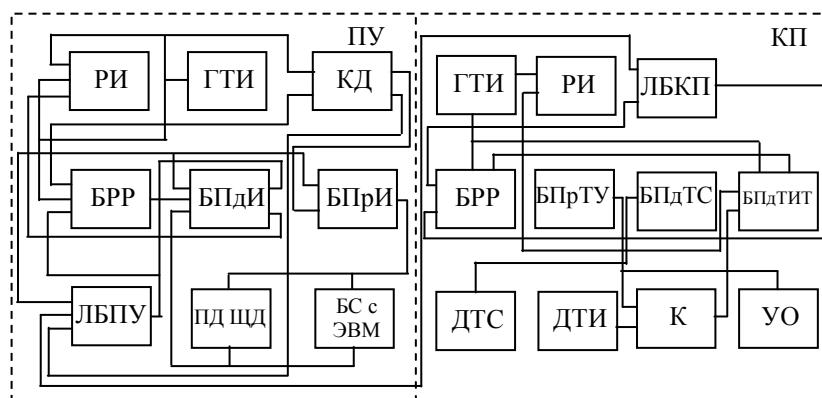
Рассмотрим структуру ТВК ГРАНИТ, построенного по принципу (п. 2): интеллектуальный (гибкий) ПУ – неинтеллектуальный (жесткий) КП.

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. 2.2, 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;
- БРР – блок режимов работы, задает алгоритм работы всем узлам аппаратуры ПУ и производит временное распределение сигналов ТУ, ТС и ТИТ;



**Рис. 2.2. Структура телекомплекса Гранит**

- 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;
- 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.

## 2.2. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СТРУКТУРА

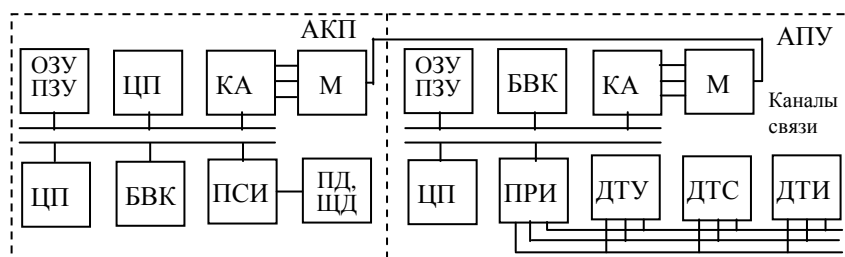
*Интеллектуальный пункт управления – интеллектуальный контролируемый пункт. Телеинформационная система.* При большом и сложном управляемом процессе диспетчер не успевает своевременно перерабатывать большой объем поступающей информации без электронно-вычислительной машины (ЭВМ). Совокупность СТМ и ЭВМ 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 [17]. Адаптивная телеинформационная система АИСТ предназначена для передачи оперативной информации в диспетчерские пункты, распределяющие электроэнергию, и для управления высоковольтной коммутационной аппаратурой на электростанциях и подстанциях.



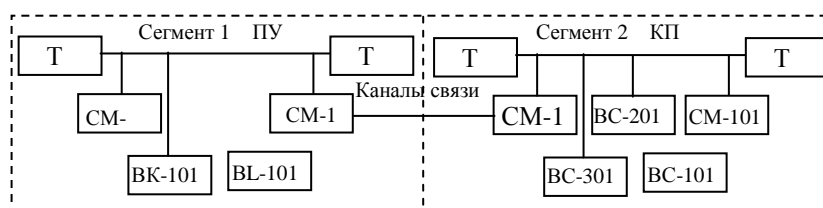
**Рис.2.3. Структура системы АИСТ**

Структурная схема системы АИСТ представлена на рис. 2.3.

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 тремя 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;



**Рис. 2.4. Структура телекомплекса Компас ТМ 2.0**

- ЦП – центральный процессор, по программе получает информацию от канального адаптера и размещает ее в ОЗУ (на ПУ);
- ДТУ, ДТС, ДТС – 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 производственные отделения 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 [21]. 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. 2.4):  
 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;



– КП – контролируемый пункт, выполняет функции по сбору информации о состояниях и значениях параметров объектов контроля и передачи 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;

– ВЛ-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 2-проводной линии; некоммутируемому каналу (с 2- и 4-проводным окончанием) в тональной и/или надтональной части спектра; стандартному коммутируемому каналу с 2-проводным 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 не гибкой в управлении.

### 2.3. 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) [22] функционирует на базе операционной системы Microsoft Windows NT с помощью ПК и микропроцессорной техники, охватывает все уровни предприятия: ПС – РЭС – ПОЭС.

*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 ALHRA, которые осуществляют сбор и передачу данных. На крупных подстанциях могут устанавливаться локальные системы управления подстанцией на базе системы диспетчерского управления MicroSCADA.

*Уровень РЭС и ПОЭС:* 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 также ПО OPEN++ (графическая информационная система для распределительных сетей), позволяющее вести базу данных по оборудованию, проводить расчеты, моделировать переключения, отслеживать работу оперативно-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 преобразователей) для подключения сервера SMR к счетчикам через оптоволоконно. 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, использующую 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 обеспечения 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, обеспечивая тем самым высокую производительность обработки сигналов.

ЛАФ-программы можно использовать различным образом, например, для реализации предварительно составленных программ переключений, отключений и заземлений, замена сборных шин, включение 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 АВВ 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 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), позволяющие создавать 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 [23]. Программный технический комплекс SMART предназначен для диспетчерского контроля и управления территориально-распределенными технологическими процессами, представляя собой недорогие открытые системы для промышленной автоматизации и обработки данных (см. рис. 2.5).

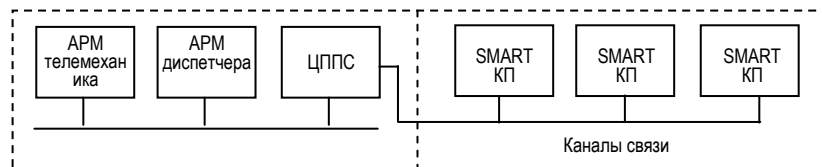
Принцип работы комплекса SMART основан на программируемости при помощи инструментального пакета программ ISAGRAF, реализующих языки программирования логических контроллеров в соответствии со стандартом IEC 1131-3 и компилятора Ultra C для языка программирования реального времени ANSI-C. Контроллеры могут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

Для обеспечения максимальной эффективности в контроллере предусмотрено использование принципа модульности. То есть 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 М. 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.



**Рис. 2.5. Структура комплекса SMART**

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, предназначен 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 I/O 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 T2 (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 19200 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.

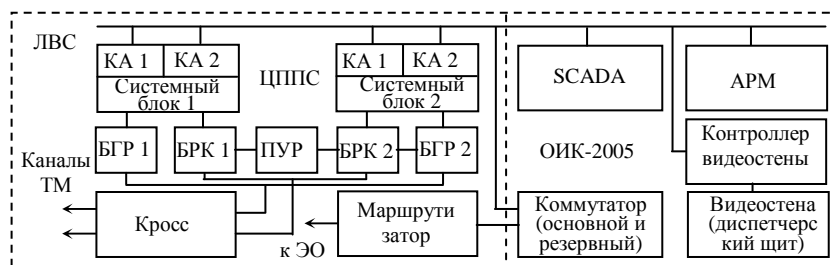
Таким образом, структура программных технических комплексов, построенных по принципу интеллектуальный ПУ – локальный интеллект КП, обеспечивает высокие: надежность, информационную емкость и скорость передачи выполняемых функций ТУ и ТС, ТИ и ТР

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 каналобразующей 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 ПО 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» [24] предназначена для решения задач диспетчерско-технологического управления электрическими сетями и построена как модульная распределенная система с резервированием особо важных компонентов (см. рис. 2.6).

В состав системы «Систел» входят:

- программно-технический комплекс на базе ОИК-2005;
- центральная приемо-передающая станция (ЦППС);
- технологическая локальная вычислительная сеть (ЛВС);



**Рис. 2.6. Структура системы Систел**

- подсистема коллективного отображения информации или ДЩ;
- серверные платформы;
- информационное обеспечение;
- программное обеспечение.

*Оперативно-информационный комплекс.* В ПТК входит ряд программных комплексов (SCADA S1...S11), основным из которых является ОИК-2005 с выполнением следующих функций:

- автоматический прием оперативной телемеханической информации ТС, ТИ, ТИИ;
- автоматическая обработка поступающих данных в реальном масштабе времени;
- мониторинг текущих режимов, состояния схемы и оборудования электрической сети;
- автоматизированное формирование массивов информации для отображения ее на ДЩ;
- 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 динамических 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. 2.6): 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 обратные ТМ каналы; консоль управления с пультом управления резервированием (ПУР); каналы роста сетей 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 статистики 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), позволяющий 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 видеопанели 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 Xeon 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/Инtranet 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/Инtranet 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, ПОЭС, 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 АСДУ.* Основу ППО верхнего уровня АСДУ 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 ППО предназначено для работы под управлением семейства ОС Windows Server и Windows.

В качестве СУБД АСДУ 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 следующие 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 СУБД АСКУЭ (очереди запросов, приоритеты клиентов, поддержка ограниченного набора клиентских процессов СУБД);
- 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.

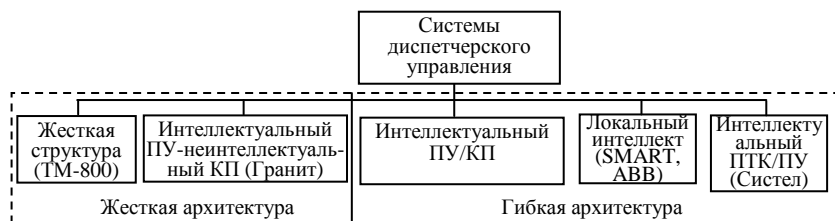
Таким образом, структура системы Систел, построенная по принципу: интеллектуальный ПТК – программный способ приема и передачи информации ТМ каналов АСДУ, обеспечивает для верхнего

уровня РСК управления высокие: надежность, информационную емкость и скорость передачи выполняемых функций ТУ и ТС, ТИ и ТР территориально распределенных объектов.

## 2.4. КЛАССИФИКАЦИЯ

Анализ известных систем диспетчерского управления электрическими сетями позволяет их систематизировать по развитию регламентированной структуры в интеллектуальную архитектуру:

- 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;



**Рис. 2.7. Классификация систем диспетчерского управления**

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

– интеллектуальная структура системы по принципу: ПТК/ПУ верхнего уровня – программный способ приема и передачи информации ТМ каналов АСДУ, наиболее полноценно обеспечивает контроль и управление нижестоящего уровня с высокой надежностью, информационной емкостью и скоростью передачи.

Информационный анализ систем диспетчерского управления для ПОЭС и РСК (рис. 2.7) 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).

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

## 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-динамической технологии.

6. Информационный анализ систем для СДУ 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 архитектуры ИИС за прототип выбрана система Систел как наиболее рациональное техническое решение с гибкой структурой, открытой модульной архитектурой с использованием ситуационно-динамической технологии контроля и управления.

### 3. ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДИСПЕТЧЕРСКИХ ЦЕНТРОВ УПРАВЛЕНИЯ СЕТЯМИ

Рассмотрены программно-технические средства по иерархии диспетчерского управления, предложены их состав, структура и подсистемы для центра управления сетей уровня региональной сетевой компании.

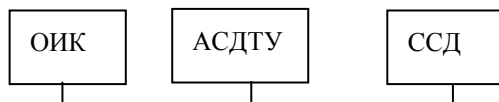
В современных условиях развития электросетевых комплексов существуют различные подходы к автоматизации их технологических процессов в зависимости от иерархии управления: чем выше класс напряжения, тем более сложная структура программно-технических средств автоматизированных систем диспетчерских центров. Условно иерархия диспетчерского управления электросетевым комплексом: электрическими сетями классом напряжения 110 и 35 кВ (далее сетями 110 и 35 кВ) в РСК можно подразделить на три уровня: нижний – диспетчерские пункты производственных отделений электрических сетей ДП ПОЭС, средний – центры управления сетями региональных сетевых компаний ЦУС РСК и верхний – диспетчерские центры региональных диспетчерских управлений ДЦ РДУ.

#### 3.1. ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ПУНКТЫ НИЖНЕГО УРОВНЯ

В состав технических средств АСДТУ ДП ПОЭС входит оперативный информационный комплекс ОИК и система сбора данных ССД (рис. 3.1):

Структура и состав конкретных ОИК могут быть различными в зависимости от уровня иерархии, функций, объема обрабатываемой информации. Однако следует учесть, что программные средства должны быть лицензионными и состоять из стандартного и прикладного программного обеспечения, реализующего основные функции ОИК SCADA [24]. При этом функции ОИК обеспечивают:

- сбор и регистрацию информации об аварийных и установившихся процессах в реальном масштабе времени с привязкой к астрономическому времени с точностью до 1 мс;
- комплексную обработку информации;
- архивирование информации;



**Рис. 3.1. Состав ПТС АСДТУ ДП ПОЭС**

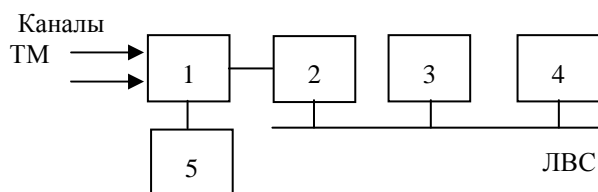
- отображение информации в графических и табличных формах;
- управление подстанциями;
- наличие программируемого интерфейса с устройствами телемеханики различных типов;
- межмашинный обмен информацией со смежными ОИК с интерфейсом, заданным на верхнем уровне диспетчерского управления;
- возможность развития комплекса для расширения круга решаемых задач, увеличения объема обрабатываемой информации и количества пользователей;
- «дружественный» диалоговый интерфейс;
- развитая система контроля и диагностики технических и программных средств комплекса;
- возможность сбора и передачи оперативной информации с использованием коммутируемых и прямых аналоговых каналов связи, а также цифровых каналов связи;
- защита информации от несанкционированного доступа;
- высокая степень надежности.

Указанным требованиям для реализации АСДТУ в ПОЭС соответствует структура ОИК, например, комплекса Систел (рис. 3.2).

Сетевая версия ОИК Систел выполнена на базе локальной вычислительной сети ЛВС, системы сбора данных по каналам ТМ (1), компьютеров (2) общесистемного назначения (серверов ТМ, РЗА, АСКУЭ и др., базы данных и приложений), автоматизированных рабочих мест (3) пользователей

(диспетчеров, технологов, инженеров и т.д.), выделенного файл-сервера (4) и диспетчерского щита (5). Данные реального времени вводятся в сетевой ОИК из системы сбора данных ССД, которая в данном случае выполняет функции коммуникационного сервера. Интеграция ССД с другими подсистемами ОИК осуществляется на уровне ЛВС с использованием файл-сервера.

В настоящее время разработан ОИК для MS DOS (локальная версия), которая расширяет функции микропроцессорного устройства пункта управления ПУ (диспетчерский пункт РЭС) до микроОИК, с



**Рис. 3.2. Структура ОИК Систел для АСДТУ ПОЭС**

функционированием на одном ПК двух программных комплексов: ОИК и Монитор ССД РВ (система сбора данных реального времени). Обмен данными между ними происходит через общее поле оперативной памяти. Такая особенность обмена позволяет создавать простые АСДТУ для РЭС в ПОЭС даже на базе одного ПК. Также разработаны сетевые версии Novell Netware и Windows NT, отличающиеся функциональными возможностями и диалоговым интерфейсом, применение которых определяется уровнем иерархии реализуемых АСДТУ (подстанция, РЭС и ПОЭС).

Информационное обеспечение ПТК Систел предусматривает решение всех задач, используемых в ОИК, и даже минимально необходимый объем телеинформации, поступающий в ОИК, обеспечивает оперативный контроль в реальном времени за состоянием и параметрами оборудования, находящегося в оперативном управлении или ведении персонала конкретного диспетчерского пункта ПОЭС.

Таким образом, показано, как сетевой ОИК Систел на основе ЛВС с выделенным файл-сервером и операционной системой Novell NetWare или Windows NT, реализующий прием и обработку, передачу и предоставление данных, рационально использовать для построения полноценной АСДТУ в ПОЭС.

Программно-технические средства АСДТУ низшего уровня иерархии ДП ПОЭС рассмотрены выше. Для сравнения и выбора ПТС среднего уровня ЦУС РСК рассмотрим структуру ПТС АСДТУ верхнего уровня системного оператора ДЦ РДУ.

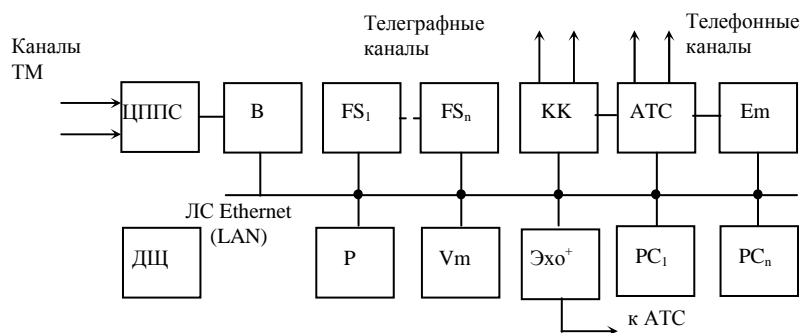
### 3.2. ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЦЕНТРЫ ВЕРХНЕГО УРОВНЯ

Как правило, ПТС уровня ДЦ РДУ представлены средствами ОИК, который строится по децентрализованным сетевым структурам. В качестве платформы ОИК данного уровня выбраны локальные сети IBM-совместимых ПЭВМ и программные средства MS DOS, Windows, NetWare, Novell, языки программирования C, Pascal, Fortran. В настоящее время переработано на ПЭВМ и существенно улучшено все прикладное программное обеспечение и разработано ПО для работы ПЭВМ в реальном времени, для коммуникаций между ОИК разных уровней управления, современного пользовательского интерфейса и др.

В общем случае структура сетевого ОИК для ДЦ РДУ согласно [1] представлена на рис. 3.3.

Ввод телеинформации осуществляется в дублированные центральные приемопередающие станции ЦППС. Микропроцессорные ЦППС обеспечивают обмен телеинформацией с устройствами телемеханики и другими ЦППС, управление диспетчерским щитом ДЩ, а также обмен информацией с одной из двух ПВЭМ-бридж В, предназначенных





**Рис. 3.3. Структура сетевого ОИК для ДЦ РДУ**

для обработки телеинформации в режиме ON LINE и выполнения других циклических задач, в частности, для формирования на файл-серверах FS базы данных реального времени.

Модуль «ЦППС-В» может выполняться в двух модификациях:

- с использованием автономных ЦППС (РПТ-80, КОТМИ, ПУ телекомплексов ГРАНИТ, КОМПАС, МПТК или др. устройств), к каналным адаптерам которых подключаются каналы телемеханики, а ЦППС, в свою очередь, подключаются по последовательным портам к ПК, обрабатывающим телеинформацию;

- с каналными адаптерами, устанавливаемыми непосредственно в ПЭВМ (разработки ВНИИЭ, Систел, ИНЭУМ и др.).

Все ПЭВМ, входящие в ОИК, объединяются локальной сетью ЛС Ethernet (LAN) и подразделяются на две группы: системную, включающую серверы различного назначения (обычно размещаемые в зале ЭВМ); пользовательскую, содержащую автоматизированные рабочие места (АРМ – PC1-n) диспетчеров, инженеров-технологов и др.

Минимально необходимый состав системной группы должен включать: уже упоминавшиеся ПВЭМ-бриджи В и два взаимодублирующих файл-FS сервера для хранения основного объема программ и базы данных БД. Кроме В и FS в состав этой группы должны включаться коммуникационные коммутаторы (серверы) КК, обеспечивающие обмен производственно-технологической информацией с ОИК других уровня управления по коммутируемым телефонным и телеграфным каналам связи. Кроме того, в системную группу должны быть включены сетевые принтеры Р, подключаемые к локальной сети ЛС непосредственно или через принт-сервер.

В процессе развития количество серверов должно увеличиваться. Так, например, целесообразно создавать несколько пар FS для распределения баз данных по функциональному назначению: оперативно-диспетчерская, производственно-статическая, коммерческая информация и т.п. Для обмена нерегламентированными данными может быть установлен почтовый сервер (Em) в рамках электронной почты «Электра». В системную группу могут быть включены серверы регистрации диспетчерских переговоров, например ЭХО+; сервер речевой почты (Vm) для обмена речевыми сообщениями; серверы для выполнения циклических расчетов, архивный сервер для системного спасения на долговременный носитель наиболее важных программ и данных и т.п.

Развитие локальных вычислительных сетей АСДТУ уровня ДЦ РДУ проводятся с учетом следующих критериев:

- высокая надежность работы с сохранением работоспособности при отказах в какой-либо части локальной сети, обеспечение максимально возможной скорости работы в сети для привилегированных пользователей и приемлемой скорости работы в сети для остальных пользователей;

- возможность использования в сети новых приложений, требующих высокой производительности сетевого трафика, максимальная наблюдаемость сети, дальнейшего роста и развития;

- приемлемые размеры капиталовложений и возможность постепенного внедрения приобретаемого оборудования без длительных перерывов в работе сети.

Для удовлетворения этим критериям в уровнях ДЦ РДУ используются следующие технические решения:

- построение центральной высокоскоростной магистрали обмена данными между серверами;
- повышение производительности серверов на магистрали;
- подключение пользователей к магистрали с использованием технологии коммутации;
- системы резервного копирования данных в сети;

- средства контроля доступа к локальной сети извне;
- системы антивирусной защиты корпоративной сети с централизованным управлением ее работой;
- служба единого времени в локальной сети.

*Центральные магистрали.* В практике построения сетей стало практически стандартом использование высокоскоростной центральной магистрали для передачи данных между основными серверами. Центральные магистрали передачи данных должны удовлетворять трем главным критериям. Первый – возможность подключения большого количества низкоскоростных клиентов к небольшому количеству мощных высокоскоростных серверов. Второй – приемлемая скорость отклика на запросы клиентов. И третий – высокая надежность функционирования. Идеальная магистраль должна обладать развитой системой управления. Под управлением следует понимать, что магистраль может быть сконфигурирована с учетом всех местных особенностей, а надежность ее должна быть такова, что даже если некоторые ее части выйдут из строя, серверы останутся доступными.

В настоящее время имеется несколько сетевых технологий, подходящих для использования на магистрали (Fast Ethernet, Gigabit Ethernet, FDDI, ATM). Вопрос выбора технологии для использования должен решаться с учетом стоимости оборудования и обучения обслуживающего персонала, простоты установки и настройки, надежности эксплуатации и устойчивости к сбоям и отказам.

Подключение пользователей к магистрали с использованием технологии коммутации, появление приложений с высокими требованиями по быстродействию, а также постоянный рост числа пользователей ухудшают пропускную способность разделяемой сети Ethernet на 10 Мбит/с.

Один из способов решения этой проблемы состоит в реализации коммутируемой технологии Ethernet, благодаря которой каждый пользователь может получить выделенное соединение на 10 Мбит/с (путем подключения станции к отдельному порту коммутатора локальной сети). Такой подход является наиболее экономичным способом увеличения пропускной способности сети без дорогостоящей замены адаптеров, проводки, сетевого программного обеспечения и приложений. Расходы на коммутируемую Ethernet в настоящее время приближаются к обычным затратам на совместно используемые порты Ethernet.

Если каждый узел (станция) подключен к своему собственному коммутируемому порту, то конфликты в сети практически исключены: только входящий трафик будет конкурировать с исходящим трафиком. Если же в сети много пользователей пытается получить доступ к одному и тому же серверу, то повышению производительности будет способствовать подключение данного коммутатора к высокоскоростной центральной магистрали, объединяющей серверы.

Если возникла проблема повышения общей производительности локальной сети организации, то возможным вариантом ее решения может быть установка коммутаторов Ethernet с асимметричной коммутацией 10/100 Мбит/с, которые предоставляют несколько выделенных каналов на 10 Мбит/с концентраторам внутри организации, таким образом сегментируя концентраторы (и сегменты локальной сети) с целью повышения пропускной способности разделяемой локальной сети без изменения ее топологии. Подключение коммутаторов к файл-серверам выполняется с помощью порта 100 Мбит/с.

Если возникла необходимость повышения производительности отдельных мест, то можно модернизировать сеть (с изменением топологии) посредством установки коммутаторов 10/100 Мбит/с для предоставления каждому такому рабочему месту выделенного канала на 10 Мбит/с. Причем при установке на каком-либо рабочем месте сетевого адаптера на 100 Мбит/с и соответствующей кабельной проводке можно предоставить данному пользователю выделенный канал на 100 Мбит/с.

*Серверы повышенной производительности и надежности.* При наличии в сети центральной магистрали, обеспечивающей высокую производительность и надежность, необходимо предъявлять такие же требования к серверам, подключаемым к этой магистрали. Фактическим стандартом в РДУ стала следующая конфигурация сервера локальной сети:

- два-четыре процессора (Intel Pentium Pro или Pentium III), наличие у каждого процессора собственной кэш-памяти второго уровня (встроенной или внешней) размером 256 или 512 кбайт;
- достаточный объем оперативной и дисковой памяти (не менее 128 Мбайт) с возможностью расширения, шина ввода-вывода PCI, дисковая подсистема SCSI (различных уровней) и RAID-контроллер (уровни 0, 1, 5) с кэш-памятью достаточного размера (8 или 16 Мбайт) с возможностью «горячей» замены дисков. Резервные источники питания, вентиляторы и достаточное число слотов расширения (не менее 5).

*Резервное копирование данных в сети.* Решением проблемы потери данных в сети из-за возможных сбоев в работе электропитания, кабельной системы, сетевого оборудования, ЭВМ или ошибок пользователей является резервное копирование данных. Наиболее популярны такие программные продукты, как ARCserve фирмы Chyenne и Storage Manager фирмы Seagate.

Для построения системы резервного копирования в локальной сети необходимо четко определить следующее:

- общий объем информации и количество файлов, которые будут храниться на резервных носителях. Дублироваться должны практически все данные на дисках серверов и «ключевых» рабочих станций;

- «критичность» той или иной информации, поскольку различные файлы могут предоставлять различную информационную ценность. Это обуславливает дифференцированный подход к организации их резервного копирования (частота копирования, тип носителя и способ хранения резервных копий).

Проводить резервное копирование следует в вечерние часы или в выходные дни. От программ резервного копирования требуется поддержка всех используемых в корпоративной (однородной или гетерогенной) сети типов серверов и настольных ПЭВМ. Крайне желательно, чтобы всю работу по сохранению данных на серверах и рабочих станциях локальной сети выполнял специализированный архивный сервер.

Необходимо, чтобы система резервного копирования обеспечивала также возможности:

- поддержки широкого спектра серверных платформ (NetWare, Windows NT, Unix) и операционных систем рабочих станций (DOS, Windows NT, Unix) и запуска процедуры резервного копирования по установленному графику и запросу архивного сервера или клиента;

- легкой настройки архивного сервера, разнообразия видов копирования: полного, наращиваемого, архивного, а также ведения журнальных файлов резервного копирования.

*Система защиты от несанкционированного доступа и антивирусная защита локальной сети.* Сейчас практически каждая организация всеми силами стремится подключить свою корпоративную сеть к Internet, даже несмотря на то, что при этом она получает немало дополнительных забот и серьезных оснований для беспокойства. Это прежде всего вызвано фундаментальными отличиями корпоративных сетей от Internet. Если корпоративные сети являются защищенными, управляемыми и надежными, то Internet, наоборот, незащищенная, неуправляемая и весьма ненадежная сеть. Это несоответствие и становится источником многих проблем (особенно в области безопасности, управления и производительности), возникающих на границе сети – в том месте, где корпоративная сеть стыкуется с Internet. Крайне важно, чтобы только законные пользователи могли войти в корпоративную сеть РДУ извне только законные сеансы связи могли быть открыты. Полезно будет также знать, что делают в Internet сотрудники самой РДУ. В таких случаях на помощь приходят системы firewall. Эти системы:

- не нарушают необходимый обмен данными и защищают данные в корпоративной сети от несанкционированного доступа по Internet и поддерживают консервативную идеологию безопасности: «запрещено все, что не разрешено явно», протоколируют различные системы события, включая попытки осуществления несанкционированного доступа к тем или иным ресурсам;

- могут проводить трансляцию сетевых адресов. В этом случае при передаче IP-пакетов из внутренней сети в Internet IP-адрес машины отправителя заменяется другим IP-адресом. Это позволяет скрыть корпоративную сеть от сети Internet. Еще одно достоинство трансляции сетевых адресов заключается в том, что узлы внутренней корпоративной сети могут использовать IP-адреса для платформ Unix и Windows NT.

Вместе с этим, возможность инфицирования локальной сети компьютерными вирусами становится все более серьезной проблемой. Чтобы защитить сеть от проникновения вирусов, необходимо следить за всеми возможными точками проникновения: шлюзами Internet (бесплатное ПО, полученное через Web или FTP и сохраненное на локальной рабочей станции); файловыми серверами; серверами электронной почты; рабочими станциями (при использовании дискет, компакт-дисков и т.д.).

Наиболее эффективной будет система антивирусной защиты с централизованным управлением. Администратор должен иметь возможность с единой консоли отслеживать все точки проникновения вирусов и управлять всеми антивирусными продуктами, перекрывающими эти точки. Сегодня на рынке имеется достаточно много подобных систем (производители: Trend Micro, McAfee, Symantec и др.). Критерии выбора антивирусных продуктов следующие:

– возможность обнаружения вирусов, «троянских коней», деструктивных кодов в Java и ActiveX, готовность быстрого реагирования на появление новых видов угроз, защита всех возможных точек проникновения вирусов;

– обслуживание и поддержка, управляемость и централизованное уведомление, производительность, автоматическое распространение и обновление.

*Служба единого времени в локальной сети.* Необходимо стремиться иметь в сети эталонный источник времени, который синхронизировался бы по нескольким внешним источникам времени (например, сигналы точного времени ретрансляционной сети, спутниковая система GPS, ручное задание времени оператором). Как правило, таким источником может являться сервер ОИК. Все остальные серверы и рабочие станции локальной сети должны синхронизировать свои внутренние часы по эталону, используя стандартные службы своих операционных систем.

Основными компонентами программных средств сетевого ОИК РДУ являются операционная система, сетевая среда и SCADA (комплекс программ для решения основного объема информационных задач ОИК). С учетом используемого парка ПЭВМ и наработанного программного обеспечения в качестве этих компонентов для РДУ выбраны MS DOC, NetWare Novell и несколько комплексов SCADA. При этом для ПЭВМ-бридж использованы multy DOS, OS/2, в последних модификациях – Windows.

Все комплексы SCADA обеспечивают примерно одинаковый объем функций: прием и обработку телеинформации, формирование базы данных реального времени и создание архивов; диалог и отображение информации на мониторах ПЭВМ (АРМ) в виде схем, таблиц, графиков и др.; документирование данных, ряд диспетчерских задач (суточная ведомость, сводки и т.п.).

К системной группе программных средств РДУ относятся и программные комплексы, устанавливаемые на коммуникационных серверах (ROB-COM-СППД, СБОР) и почтовых машинах (Электра, RELCOM и др.).

Работы по реализации этой части концепции успешно ведутся уже в течение нескольких лет. С 1997 г. практически во всех РДУ локальные сети ПЭВМ используются для решения основных задач АСДТУ, а 40 % ОИК РДУ реализованы только на базе локальных сетей ПЭВМ (без старых ЭВМ). Наибольшее распространение получили SCADA, разработанные специалистами ОДУ Урала и ТОО «Интерфейс» (г. Екатеринбург), ВНИИЭ (г. Москва), Комиэнерго (г. Ухта), Систел, КОНУС (г. Москва) и др.

В дальнейшем по мере оснащения диспетчерских пунктов РДУ более мощными ПЭВМ комплексы SCADA должны переводиться на современную программную платформу, например, Windows NT, OS/2 и т.п.

Таким образом, на первом этапе существующие ОИК РДУ дополняются локальной сетью ПЭВМ. Функции старых ПЭВМ переводятся на ПЭВМ, и в конечном итоге ОИК превращается в однородную локальную сеть ПЭВМ. Для сравнительно небольших ДЦ РДУ такая структура ОИК может быть сохранена на достаточно большой срок. При этом дальнейшее развитие может осуществляться за счет модернизации системного и прикладного программного обеспечения.

На втором этапе в основном для крупных ДЦ необходимо преобразование однородных ЛС в неоднородные за счет включения в сеть кроме ПЭВМ группы мощных рабочих станций/серверов, работающих под операционной системой UNIX. В первую очередь такая структура ОИК предусматривается для наиболее крупных РДУ. Такая конфигурация ОИК в общем случае позволяет:

– заменить устаревшие (или недостаточно мощные) ЦППС и старые мини-ЭВМ, существенно увеличить объем и скорость обработки информации ON LINE, обеспечить полнографический диалог диспетчеру;

– воспользоваться мощными стандартными графическими пакетами, современными базами данных, экспертными системами, обеспечить использование многочисленных программных комплексов для расчетов ON LINE не только в экспериментальном (как это было в старых ОИК), но и нормальном эксплуатационном режиме.

Реализация второго этапа может осуществляться эволюционно и зависит от приоритета поставленных задач.

Одной из первоочередных задач является замена устаревших (или недостаточно мощных) ЦППС или «связки» ЦППС – старые мини-ЭВМ. Для этой цели к ЛС ПЭВМ подключаются два взаиморезервируемых сервера SCADA: UNIX-ЭВМ, оснащенные программируемыми канальными адаптерами, в которых через коммутатор-арбитр подключаются каналы телемеханики, и контроллеры,

управляющие диспетчерским щитом. Кроме того, эти ЭВМ оснащаются мультиплексорами для подключения коммутируемых или некоммутируемых каналов связи.

Серверы SCADA обеспечивают:

- прием/передачу телеинформации в любых протоколах и данных суточной диспетчерской ведомости, обработку поступающей информации, формирование БД реального времени, архивирование;

- управление диспетчерским щитом (цифровыми приборами, символами, мнемосхемами, информационными табло), циклическое копирование БД РВ на файл-серверы ЛС, выполнение коммуникационных функций (ROVCOM и узел электронной почты «Электра»).

Таким образом, эти ЭВМ выполняют все функции SCADA, за исключением организации диалога, который осуществляется на ПЭВМ локальной сети. Для повышения надежности информационного обслуживания диспетчеров ПЭВМ, установленные на их рабочих местах, кроме подключения к ЛС имеют радиальную связь с UNIX-ЭВМ. Такое решение позволяет сохранить диалоговые функции для диспетчерской смены даже при отказе ЛС.

Следовательно, в ДЦ РДУ представляются более целесообразными:

- эволюционный путь модернизации ОИК;
- приобретение у зарубежных фирм только технических средств и стандартного программного обеспечения;

- использование прикладного ПО (SCADA/EMS и др.), разработанного в России или совместно российскими и зарубежными фирмами.

В итоге, новая платформа ПТС АСДТУ ДЦ РДУ предусматривает две основные модификации:

- ОИК на базе однородной локальной сети ПЭВМ с использованием на первом этапе MS DOS и NetWare NOVELL, а в дальнейшем Windows NT и OS/2;

- ОИК на базе неоднородной локальной сети, включающей кроме ПЭВМ группу UNIX-ЭВМ (серверов и рабочих станций, обеспечивающих основной объем расчетов ON LINE и полнографический диалог диспетчера).

При этом первая модификация может плавно преобразовываться во вторую.

Таким образом, сравнительный анализ средств ОИК АСДТУ нижнего уровня диспетчерской иерархии ДП ПОЭС и верхнего ДЦ РДУ показывает:

1. Задачи управления электросетевым комплексом (6...35 кВ), решаемые в каждом по отдельности ПОЭС, относятся к низшему классу напряжения с относительно небольшим объемом телеинформации, поступающей в ОИК производственного отделения и, соответственно ЦППС данного уровня имеют недостаточный ресурс программного обеспечения для реализации функций ОИК среднего уровня ЦУС РСК;

2. Однородная локальная сеть ОИК ДЦ РДУ по существу является переходной моделью от старой платформы АСДТУ на основе мини-ЭВМ к новой на основе неоднородных ЛС и не может быть использована для организации ОИК ЦУС РСК по определению. В свою очередь, структура неоднородной ЛС с мощными рабочими станциями и серверами, работающими под операционной системой UNIX, является сложной дорогостоящей структурой и предназначена для наиболее крупных ДЦ РДУ по управлению электросетевым комплексом 110 кВ и выше.

### 3.3. ЦЕНТРЫ УПРАВЛЕНИЯ СЕТЕЙ СРЕДНЕГО УРОВНЯ

Для выбора ПТС среднего уровня ЦУС рассмотрим функции РСК, необходимые для выполнения поставленных задач АСДТУ электросетевого комплекса 110 кВ и ниже, по концепции [24] – это в первую очередь:

- прием, обработка ТМ информации и данных от подстанций и АСДТУ, смежных РСК и филиалов ОАО «СО ЦДУ» – РДУ;

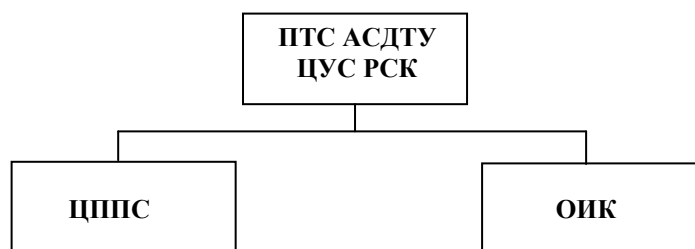
- передача команд телеуправления и при необходимости телерегулирования на подстанциях 110 кВ;

- обмен технологической и служебной информацией: с ЦУС смежных РСК и ПМЭС, с ДЦ Системного оператора РДУ;

- протоколирование событий, ведение электронных журналов и оперативный контроль (мониторинг) текущих режимов, состояния схемы и оборудования основной электрической сети РСК;

- визуализация информации подсистемой коллективного отображения информации АСДТУ и организация АРМ руководящего и технологического персонала.

В связи с выполнением вышеперечисленных функций в состав ПТС АСДТУ ЦУС РСК входят ЦППС и ОИК (рис. 3.4):



**Рис. 3.4. Программно-технические средства АСДТУ ЦУС РСК**

*Центральная приемопередающая станция.* В рамках задач, решаемых АСДТУ ЦУС РСК, ЦППС соответствует следующим требованиям, т.е. обеспечивает:

прием и передачу информации от устройств ТМ по последовательным каналам требуемой конфигурации с использованием различных ТМ протоколов, таких как 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, в том числе накопление и анализ статистики сбоев, а также предварительную обработку полученных данных (масштабирование и фильтрация, допусковый контроль и контроль отклонений и др.);

формирование оперативной базы данных в памяти ЦППС, информационный обмен с серверами ОИК и обмен данными с ЦППС РДУ в соответствии с согласованными протоколами обмена;

информационный обмен с подсистемой коллективного отображения информации через информационно-вычислительную структуру (технологическую ЛВС) ЦУС и синхронизацию времени ЦППС от СОЭВ ЦУС;

единое время и синхронизацию устройств телемеханики на подстанциях (если это обеспечивается протоколами обмена), работу в режиме автоматизированного или автоматического «горячего» резервирования.

Источниками телемеханической информации для АСДТУ ЦУС могут быть: программно-технические комплексы контролируемых пунктов (ПТК КП) АСДТУ подстанций, ЦППС уровней ПОЭС и РЭС в РСК, смежных ЦУС РСК ОАО «МРСК Центра» и РДУ.

**В состав ЦППС РСК должны входить следующие основные технические средства:**

системные блоки, являющиеся ядром полукомплектов ЦППС, построенные на базе открытой параллельной шины PCI, включающие модули одноплатной ЭВМ и каналные адаптеры, устанавливаемые на шину PCI. Основной функцией системных блоков является обеспечение приема и передачи телеинформации с использованием канальных адаптеров и проведение ее первичной обработки в реальном времени;

канальные адаптеры, осуществляющие прием и передачу данных по последовательным каналам асинхронного и синхронного обмена и обеспечивающие скорость обмена до 115,2 кбит/с.

Для обеспечения бесперебойной работы, повышения надежности, удобства обслуживания и ремонта ЦППС включают два идентичных полукомплекта (дублирование).

Таким образом, ЦППС РСК обеспечивает выполнение функций: сбора, передачи и предварительной обработки информации в различных протоколах ТМ АСДТУ, а также АРМ диспетчеров, инженеров релейной защиты и автоматики, телемеханики и оператора АСКУЭ, администратора и руководителя.

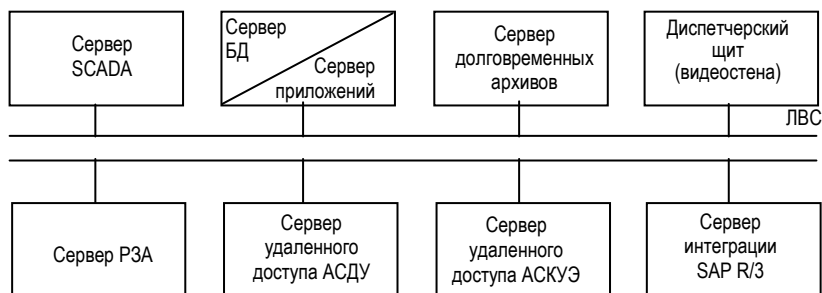
*Оперативный информационный комплекс.* ОИК среднего иерархического уровня ЦУС РСК для выполнения поставленных задач содержит системы: сбора и передачи неоперативной технологической информации (НТИ) и РЗА, обеспечения единого времени (СОЭВ), информационно-вычислительный комплекс центра обработки данных (ИВК ЦОД) АСКУЭ, а также подсистемы: интеграции и технологической ЛВС, оборудование связи, коллективное отображение информации и внешнего хранения данных (дисковая). Обеспечивающая часть ОИК АСДТУ выполняет: информационный обмен, режим функционирования и диагностирование и имеет следующую упрощенную структуру (рис. 3.5).

**Серверы. Сервер SCADA.** В рамках задач АСДУ сервер SCADA предназначен для выполнения перечисленных ниже функций:

обмен данными с ЦППС по технологической ЛВС ЦУС, включая передачу команд телеуправления и телерегулирования и взаимодействие с соответствующими системами ЦУС смежных РСК;

обработка данных в реальном времени, в том числе контроль соответствия значений нормальному состоянию, фильтрация и тарировка, дорасчет и интегрирование;

формирование массивов информации для подсистемы коллективного отображения информации и АРМ (диспетчера, руководителя и т.п.), архивирование оперативных данных (суточной и диспетчерской ведомостей измерений, журналов событий и действий диспетчерского персонала).



**Рис. 3.5. Структура ОИК ЦУС РСК**

Для бесперебойной работы и повышения надежности, удобства обслуживания и ремонта сервер SCADA должен включать две аналогичные подсистемы (дублирование).

*Сервер базы данных* обеспечивает следующие функции:

взаимодействие с сервером SCADA, хранение конфигурационных параметров АСДУ и накопленных архивов технической информации (телемеханической, учетной и др.);

производство резервного копирования данных.

Указание категорий оперативной информации, подлежащей записи в архив, должно проводиться администратором в конфигурационной базе данных системы, а также должен быть реализован разнообразный доступ к архивам – SQL-запросы, высокоскоростной доступ через API системы управления базы данных для особенно критических серверных задач, Web-доступ и т.д.

Суточная ведомость диспетчера должна вестись с интервалом записи данных в таблицу, указанным в конфигурационной базе данных системы, и содержать данные за последние несколько суток и циклически обновляться. Периодически в файл должны записываться состояния выбранных сигналов ОИК ЦУС.

Глубина архива должна зависеть от настроек базы данных, а архивная информация должна быть доступна для просмотра и анализа через стандартные средства. Очистка архивов от данных с истекшим сроком хранения производится автоматически с помощью встроенных средств самого SQL-сервера БД и настраивается администратором один или несколько раз в сутки в период наименьшей загрузки комплекса.

Для бесперебойной работы, повышения надежности, удобства обслуживания и ремонта сервер БД предусматривает два идентичных полукомплекта («горячее» резервирование или кластер на случай аппаратно-системных ошибок), в то же время для обеспечения функции «отката» (в случае алгоритмической ошибки) конфигурационная база данных последней работающей версии должна содержаться на сервере долговременных архивов. Сервер БД использует СУБД MS SQL Server или Oracle.

*Сервер приложений* предназначен для выполнения:

– расчета, анализа и планирования состояния и режимов электрических сетей, а также прогноза качества электроэнергии, надежности схем электроснабжения и оперативного прогноза нагрузок, в том числе в узлах электрических сетей на характерные периоды;

– прогноза потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4; 6...10; 35 и 110 кВ, расчета токов КЗ и уставок РЗА в электрических сетях 6...110 кВ;

представления диспетчеру рекомендаций по устранению возможных отклонений от нормального режима (при перегрузке ВЛ и трансформаторов, отклонениях напряжений в контрольных точках);

поддержки задач оперативно-технологического управления ЦУС и разработки организационных и технических мероприятий по повышению надежности электроснабжения потребителей и пропускной способности электрических сетей, в том числе:

- оптимизации режимов электрических сетей по уровням напряжения и реактивной мощности (оптимизации законов регулирования напряжения в центрах питания, выбор ответвлений трансформаторов распределительных сетей);

- расчета оптимальных точек размыкания электрических сетей по критерию минимума потерь электроэнергии (мощности), прогнозирование и анализ загрузки трансформаторов распределительных сетей и выбор экономичного режима их работы.

Для бесперебойной работы, повышения надежности, удобства обслуживания и ремонта сервер приложений **должен быть дублированным**.

*Сервер долговременных архивов* выполняет долговременное хранение конфигурационных параметров АСДТУ и архивов накопленной информации, предоставление интерфейса удаленного доступа пользователям корпоративной сети. Архивация и хранение информации должны обеспечивать накопление данных о ходе технологического процесса за продолжительный отрезок времени. Эти данные могут быть использованы для последующего предоставления оперативному, административному и другому персоналу данных об истории протекания технологических процессов и развитии аварии, работе автоматики и действиях оператора, результатах расчета нормативных и справочных данных, функциях и параметрах системы, а также для подготовки отчетной информации (ведомостей, протоколов, отчетов).

Данные должны архивироваться на носителе, который обеспечивает надежное хранение на период до десяти лет. Реальная длительность хранения задается администратором АСДТУ в соответствии с возможностями технических средств, требованиями технологов и экономической целесообразностью. Она в значительной мере зависит от реального объема данных, обрабатываемых комплексом, в котором работает приложение, позволяющее в удобном для оперативного персонала виде просматривать исторические данные. Сервер долговременных архивов должен использовать СУБД MS SQL Server или Oracle.

*Сервер РЗА* предназначен для обеспечения следующих функций:

сбор, хранение данных о работе устройств РЗА при аварийных ситуациях и обмен данными с другими серверами РЗА, а также экспорт, импорт накопленной информации в файлы и ретроспективный просмотр информации о зарегистрированных авариях и связанных с ними осциллограмм;

архивирование информации о состоянии и изменении уставок, а также долговременное архивирование информации о зарегистрированных авариях и обеспечение доступа к данным со стороны АРМов РЗА.

*Сервер удаленного доступа АСДУ* обеспечивает функции удаленного доступа по WEB или XML интерфейсам к данным и информации ОИК АСДУ.

*Сервер удаленного доступа АСКУЭ* предназначен для выполнения следующих функций:

предоставление пользователям корпоративной сети удаленного доступа по WEB или XML интерфейсам к данным и информации ИВК ЦОД АСКУЭ;

предоставление данных АСКУЭ подсистеме АСДУ (при замещении потерянных данных и при необходимости).

*Сервер интеграции SCADA – SAP R/3*. В рамках задач АСДТУ сервер интеграции SCADA – SAP R/3 предназначен для обеспечения быстрого доступа диспетчеров к информационным ресурсам РСК и экспорта данных в БД РСК для решения общих информационных задач (финансы и склад, учет/ремонт оборудования и т.п.). Сервер интеграции SCADA – SAP R/3 должен включаться в корпоративную сеть РСК.



*Подсистема ДЩ* обеспечивает выполнение функций с отображением состояния оборудования и режима электрической сети РСК с использованием ситуационно-динамической технологии, включающей три уровня: ситуационный (структурный), объектный и детально-информационный.

Как правило, ОИК ЦУС РСК использует режим совместного управления с удаленными ОИК ПОЭС, РЭС и может иметь несколько различных зон совместного управления (каждая для своего удаленного ОИК) для двух и более ОИК в едином оперативно-технологическом пространстве данных, которое содержит следующие виды информации: первичная, согласованная и расчетно-модельная. Такие операции, как квитирование, перевод в режим ручного управления, постановка и снятие с контроля и т.д., могут быть выполнены диспетчером ОИК ЦУС, а результаты этих операций должны быть видны во всех ОИК ПОЭС и РЭС, участвующих в совместном управлении.

Предусмотрена также возможность выбора типа совместного управления – равноправное или ведущий/ведомый. При равноправном совместном управлении приоритет должна иметь наиболее поздняя оперативно-технологическая информация. При совместном управлении типа ведущий/ведомый приоритет всегда должна иметь оперативно-технологическая информация ведущего.

В ОИК ЦУС предусматривается возможность передачи полномочий между диспетчерами, в том числе и передача права на телеуправление. При этом у обоих диспетчеров должна сохраняться возможность наблюдать за объектом управления. Передача прав должна фиксироваться в оперативном журнале. ОИК ЦУС в режиме совместного управления также должен поддерживать передачу полномочий между диспетчерами различных ОИК ПОЭС и РЭС.

ОИК осуществляет передачу команд телеуправления и телерегулирования с заданной точностью и дискретностью и осуществлять контроль прохождения команд телеуправления и телерегулирования. Конфигурационная информация взаимодействующих между собой серверов ОИК ЦУС и ОИК ПОЭС, РЭС должна быть согласована.

Планирование режимов осуществляется на основе проведения расчетов установившихся режимов (прогноз нагрузки и формирование балансов мощности и электрической энергии, формирование графиков ремонтов основного энергетического оборудования и др.), расчетов аварийных режимов (устойчивости, токов короткого замыкания, установок релейной защиты и автоматики) и оптимизационных расчетов. Все основные серверы ОИК (SCADA, БД и приложений) должны быть дублированы («горячий» резерв или кластер). ПТК АСДТУ содержит дополнительный сервер ОИК (сервер SCADA, БД и основных приложений), обеспечивающий функции поддержки работоспособности системы в случае алгоритмической ошибки и отказа основных и резервных серверов ОИК.

Следовательно, ОИК ЦУС РСК служит для: автоматического приема и обработки телемеханической (ТМ) информации в режиме реального времени, телеуправления и телерегулирования параметров электрооборудования с микропроцессорных устройств контролируемых пунктов КП с заданной точностью и дискретностью, а также осуществляет мониторинг состояния схемы и оборудования электрической сети с отображением на диспетчерском щите.

*Пример структуры ПТС ЦУС РСК.* На рис. 3.6 показана структура ПТС ЦУС РСК на основе отечественного комплекса Систел, предназначенная для решения задач диспетчерско-технологического управления электрическими сетями 110 кВ и ниже, построенная как модульная распределенная система с резервированием особо важных компонентов и выполнением функций ОИК и ЦППС.

Таким образом, для обеспечения выполнения надежных функций АСДТУ ЦУС необходим выбор ПТС, содержащих: ЦППС с функциями

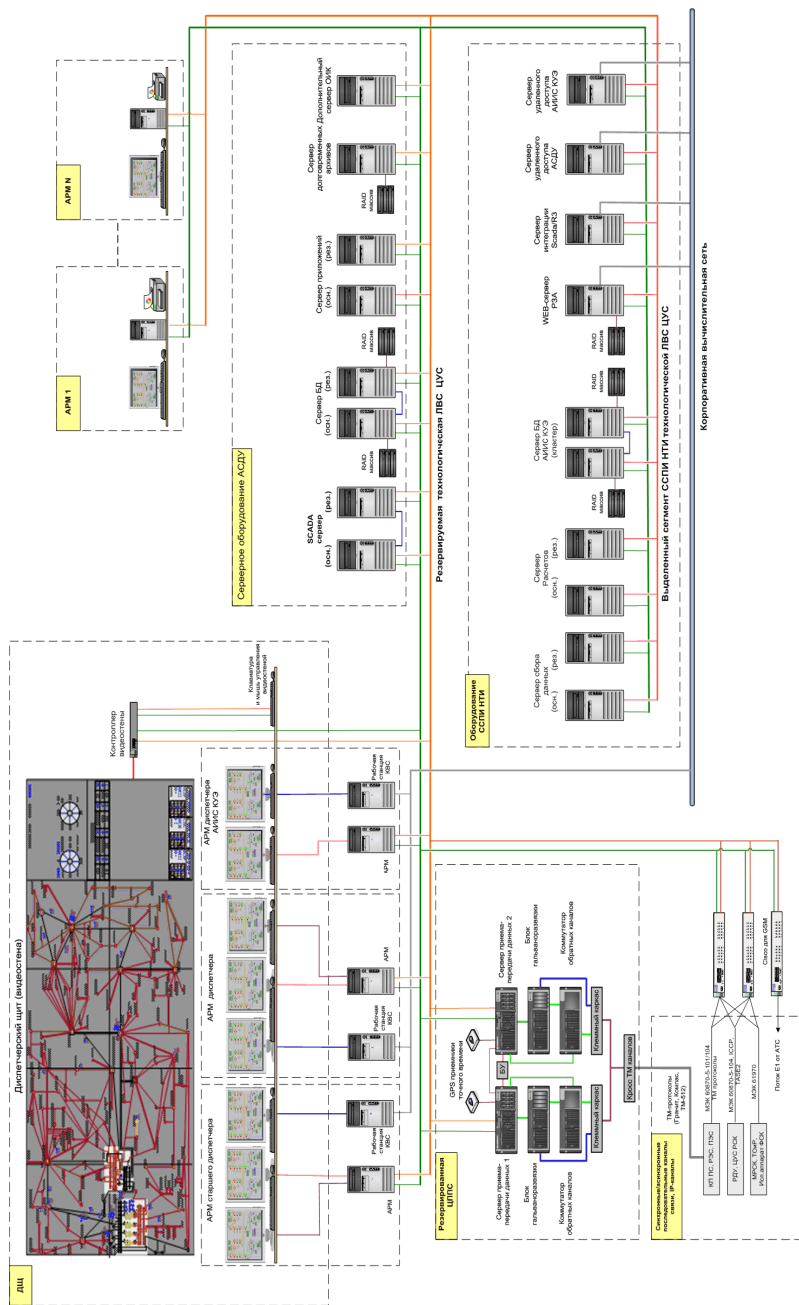


Рис. 3.6. Структура ПВС Систел ЦУС РСК

сбора, обработки и передачи информации в различных протоколах ТМ; ОИК с функциями автоматического приема, обработки информации и возможностью осуществления мониторинга электросетевого комплекса 110 кВ в режиме реального времени; серверы для выполнения различных технологических задач РСК.

### Автоматизированные рабочие места пользователей АСДУ.

В число пользователей АСДУ ЦУС РСК входят оперативный, дежурный и эксплуатационный персонал, руководство и специалисты технологических служб (релейной защиты и электрических режимов, планирования и сопровождения рынка) и внешние пользователи (с ограничением доступа к функциям).

Пользовательский интерфейс АРМ обеспечивает эффективное управление процессами без потери важных событий, а действия оператора, производимые им при наблюдении за параметрами процесса и реализации функций управления должны полностью соответствовать реальной ситуации. Наконец, пользовательский интерфейс должен обеспечивать возможность просмотра деталей процесса, показывающих его поведение во времени, выход параметров процесса из допустимых пределов и важных для анализа процесса в целом. Клиентская подсистема АРМ содержит две компоненты: систему проектирования и исполнительную систему. Система проектирования обеспечивает:

создание различных конфигураций АРМ (администратора, диспетчера, руководителя и др.), проектирование экранных форм и редактирование графических изображений, а также внедрение стандартных документов, схем и рисунков;

импорт схем, рисунков векторной и растровой графики (EMF, BMP), схем графического редактора, систем ORCAD и AutoCAD, а также экспорт изображений в формат EMF и связь изменяемых параметров и динамических компонентов с распределением прав и авторизацией пользователей.

Исполнительная система обеспечивает:

– просмотр схем и событий с использованием инструментов масштабирования и скроллинга с быстрым переходом к спискам сигналов, исполняемым файлам и программным модулям, квитирование текущих событий и просмотр из архивов;

телеуправление, телерегулирование с предварительной проверкой прав пользователя и ручное управление сигналами, паспортизацию параметров и отправку макетов, построение графиков параметров из полного и суточного архива и др.;

удобные средства масштабирования и просмотра графиков, интеграцию с формами MS Excel и внедрение данных из архивов в документ MS Excel при помощи технологии OLE, использование стандартных средств MS Excel для дорасчетов параметров, построения графиков и диаграмм и удаленный просмотр параметров комплекса через Web-интерфейс.

Исходя из вышеперечисленных требований, АСДТУ среднего уровня ЦУС РСК должна содержать в своем составе следующую группу автоматизированных рабочих мест.

*АРМ диспетчера ЦУС РСК* предназначено для выполнения следующих функций:

отображение телеинформации в удобном для анализа виде (мнемосхемы, графики процессов и таблицы) и протоколов событий (тревоги, внешние события, сообщения и действия диспетчера);

оперативное ведение схем коммутаций, наложение заземлений, вывод в ремонт оборудования, просмотр архивов телеинформации с отбором данных по типу, принадлежности и уровню контроля и ретроспективный просмотр информации с отображением измерений и событий на мнемосхемах в любой заданный момент времени;

представление информации о внешних событиях (по данным ТС), о выходе параметров за контролируемые пределы (минимум/максимум и т.п.), о пропадании информационных каналов, в том числе сопровождаемое звуковой сигнализацией;

цветовое проблемно-ориентированное отображение «тревожных» объектов на мнемосхемах и квитирование текущих событий, формирование оперативной сводки текущих тревог с быстрым доступом к соответствующим мнемосхемам и архивам, задание и изменение уровня слежения – «Снятие» с контроля и «Взятие» на контроль диспетчером измеряемых параметров и технологических объектов;

изменение контролируемых уставок и ручной ввод ТИТ/ТС на случай пропадания канала телеметрии или недостоверности телеметрических данных, осуществление телеуправления и телерегулирования с парольной защитой и контролем выполнения;

ведение диспетчерской суточной ведомости, журнала событий и переключений оборудования, подготовка и печать отчетов, сводок и оперативных схем;

отображение результатов расчета установившегося режима сети и формирование архива «диспетчерских сообщений» (аварийные отключения, технологические нарушения на подведомственном оборудовании);

работа с оперативными заявками на вывод оборудования в ремонт (должна быть обеспечена интеграция с аналогичной подсистемой вышестоящего уровня оперативно-технологического управления, графическое отображение текущих (последующих) ремонтов на схему сети).

АРМ диспетчера рекомендуется организовать на базе промышленного или офисного компьютера с двумя мониторами, подключенного к корпоративной системе управления РСК на базе SAP R/3.

*АРМ руководителя.* Режим работы АРМ руководителя предусматривает:

отображение телеинформации в удобном для анализа виде (мнемосхемы, графики процессов и таблицы) и ретроспективный просмотр информации по оперативному ведению диспетчером схем коммутаций, наложение заземлений, вывод в ремонт оборудования и т.д.;

отображение протоколов событий (тревоги, внешние события, сообщения и действия диспетчера) и просмотр архивов телеинформации с отбором данных по типу, принадлежности и уровню контроля;

ретроспективный просмотр информации с отображением измерений и событий на мнемосхемах в любой заданный момент времени и представлением информации о внешних событиях (по данным

ТС), о выходе параметров за контролируемые пределы (минимум/максимум) о пропадании информационных каналов, в том числе сопровождаемом звуковой сигнализацией;

цветовое проблемно-ориентированное отображение «тревожных» объектов на мнемосхемах, ретроспективный просмотр информации по квитированию текущих событий, формирование оперативной сводки текущих тревог с быстрым доступом к соответствующим мнемосхемам и архивам;

ретроспективный просмотр информации по заданию и изменению уровня слежения – «снятие» с контроля и «взятие» на контроль диспетчером измеряемых параметров оборудования подстанций и изменению контролируемых уставок контролируемых параметров и информации по ручному вводу ТИТ/ТС на случай пропадания канала телеметрии или недостоверности телеметрических данных с парольной защитой и контролем выполнения;

ретроспективный просмотр информации по ведению диспетчерской суточной ведомости, журнала событий и переключений оборудования, подготовка и печать отчетов, сводок и оперативных схем с отображением результатов расчета установившегося режима сети;

формирование архива «диспетчерских сообщений» (аварийные отключения, технологические нарушения на подведомственном оборудовании) и работа с оперативными заявками на вывод оборудования в ремонт.

*АРМ инженера по режимам предназначено для обеспечения функций:*

отображения телеинформации в удобном для анализа виде (мнемосхемы, графики процессов и таблицы) и протоколов событий (тревоги и внешние события, сообщения и действия диспетчера), просмотра архивов телеинформации с отбором данных по типу, принадлежности и уровню контроля;

представления информации о внешних событиях (по данным ТС) и выходе параметров за контролируемые пределы (минимум/максимум и т.п.), о пропадании информационных каналов, в том числе сопровождаемом звуковой сигнализацией;

цветового проблемно-ориентированного отображения «тревожных» объектов на мнемосхемах и просмотра суточной ведомости, журнала событий и коммутации оборудования, подготовки и печати отчетов, сводок и оперативных схем;

моделирования нормальных, ремонтных и аварийных электрических режимов сети, расчета установившихся электрических режимов сети и отображения его результатов.

АРМ инженера по режимам может включаться в корпоративную сеть РСК или входить в число АРМ ЦУС.

*АРМ инженера по работе с оперативными заявками и планами отключений* предназначено для обеспечения следующих функций: работа с оперативными заявками на вывод оборудования в ремонт, интеграция с аналогичной подсистемой вышестоящего уровня оперативно-диспетчерского управления и графическое отображение текущих и последующих ремонтов на схему сети. АРМ инженера по работе с оперативными заявками и планами отключений может включаться в корпоративную сеть РСК или входить в число АРМ ЦУС.

*АРМ администратора АСДТУ ЦУС выполняет:*

создание и редактирование экранных форм (мнемосхем, таблиц, рисунков и т.п.) с обеспечением привязки активных элементов экранных форм к телеинформации, а также подготовку библиотек элементов экранных форм, создание и администрирование баз данных конфигурационной и нормативно-справочной информации;

создание и ведение таблицы авторизованных пользователей, заполнение и модернизацию конфигурационных баз данных аппаратных средств, управление информационными объектами баз данных (справочники каналов, отправителей, происхождений измерений, пользователей серверов и т.д.), описание и поддержку в актуальном состоянии информационных объектов баз данных.

*АРМ инженера РЗА обеспечивает:*

работу через Web-интерфейс с сервером РЗА по отображению «осциллограмм процессов» и дискретных сигналов с фиксацией времени изменения, представление текущего состояния основного электротехнического оборудования (трансформаторов, реакторов, ЛЭП и т.д.) на мнемосхеме;

отображение текущего состояния коммутационного оборудования на мнемосхеме, контроль работы устройств РЗА и дистанционное управление их уставками, представление оперативной, архивной и справочной информации в виде графиков и таблиц с возможностью ее дальнейшей ретрансляции и выдачи на печать;

анализ аварийных ситуаций энергообъектов с определением характера и места повреждения вышедшего из строя оборудования.

АРМ инженера РЗА может включаться в корпоративную сеть РСК или входить в число АРМ ЦУС.

**АРМ оператора АСКУЭ предназначено для функций:**

просмотра данных по потреблению электроэнергии за учетный период и измерения средних мощностей на  $n$ -минутном интервале усреднения (где  $n = 1, 3, 5 \dots 30$  мин – настраиваемая величина) и данных по напряжениям, токам и мощности в виде графика, таблицы и тренда для отдельной точки учета или группы;

просмотра результатов расчета технических показателей по потреблению электроэнергии, измерения энергии по заданным тарифам на заданном интервале времени и архивных данных за текущий день и предыдущие  $N$  суток ( $N$  – параметр, устанавливаемый по желанию РСК) в виде таблицы, графиков и тренда;

выполнения оперативных расчетов балансов и потерь электроэнергии для различных интервалов времени, поиска максимальных мощностей за сутки и по тарифным зонам, отображения информации из баз данных АСКУЭ – технологической, метрологической и справочной информации об объектах и средствах измерения;

слежения за изменением выбранного параметра в двух режимах: спорадическом (по запросу оператора) и периодическом (по автоматическому опросу), выдачи сообщений о пропадании информационных каналов и обмена данными коммерческого учета с субъектами рынка электроэнергии, с которыми у РСК в соответствии с регламентом работы рынка есть соглашения об информационном обмене, подготовки и печати отчетов и сводок.

Рабочее место АРМ оператора АСКУЭ дополнительно оснащается рабочей станцией, подключенной к корпоративной сети РСК на базе SAP R/3.

Следовательно, полноценно обеспечивает организацию различных автоматизированных рабочих мест технологического персонала ЦУС РСК.

*Системы, подсистемы и комплексы. Система сбора и передачи неоперативной технологической информации (ССП НТИ).* В состав ССП НТИ входят следующие программно-технические средства:

– система сбора данных и архив данных информационно-вычислительного комплекса центра обработки данных ИВК ЦОД АСКУЭ субъектов оптового ОРЭ и розничного РРЭ рынков электроэнергии с обеспечением доступа к данным;

– система сбора данных и архив данных аварийных событий и процессов РЗА с обеспечением WEB-доступа к данным;

– подсистема интеграции с корпоративной системой управления производством ремонтов (КСУПР) РСК на базе SAP R/3;

– внешние дисковые подсистемы хранения данных ССП НТИ.

*Система сбора и передачи данных (ССПД) РЗА* предназначена для решения перечисленных ниже задач:

– сбор и хранение данных с терминалов РЗА, регистраторов аварийных событий и процессов (РАС), полученных от АСУ ТП ПС или автономных РАС, имеющих возможность опроса и передачи данных результатов осциллографирования по каналам связи от ПС до ПОЭС;

– ретроспективный просмотр информации о зарегистрированных авариях и связанных с ними осциллограммах, контроль работы устройств РЗА и дистанционное управление их уставками, анализ журнала диагностических сообщений от цифровых терминалов защит.

В состав ССПД РЗА ЦУС входят следующие программно-технические средства: сервер РЗА, внешние дисковые подсистемы хранения данных РЗА (ССПД НТИ) и АРМ инженера РЗА.

*Система обеспечения единого времени.* Необходимо стремиться иметь в АСДТУ эталонный источник времени, который синхронизировался бы по нескольким внешним источникам времени (сигналы точного времени радиотрансляционной сети, спутниковые системы GPS и/или ГЛОНАС, системы двойного назначения).

Обычно таким источником является один из серверов ОИК (ЦППС). Все остальные серверы и рабочие станции синхронизируют свои внутренние часы по эталону, используя стандартные службы своих операционных систем.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) – функционально объединенная совокупность программно-технических средств измерений и синхронизации времени в данной автоматизированной системе, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах времени.

СОЕВ предназначена для синхронизации подсистем ПТК КП и ПТК ЦУС (ПОЭС, РЭС) с координированной шкалой времени России UTC (SU) по сигналам средств передачи частотно-временной информации Государственной системы единого времени и эталонных частот (ГСЕВЭЧ). В качестве таких средств в СОЕВ Систел могут использоваться космические навигационные системы (КНС) ГЛОНАСС и GPS. Аппаратура СОЕВ осуществляет формирование, хранение и привязку к шкале времени UTC (SU) собственной шкалы времени и распространение информации о ней потребителю по инфраструктуре технологической ЛВС комплекса Систел.

Аппаратура СОЕВ Систел обеспечивает:

- синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени UTC (SU) с предельной погрешностью не более 100 мкс (в режиме автоматического управления шкалой времени по сигналам КНС), хранение шкалы времени с предельной погрешностью не более 10 мс за 5 сут (в режиме автономного функционирования);

- возможность выбора КНС: привязка по сигналам только КНС ГЛОНАСС, только КНС GPS или по сигналам двух КНС одновременно, формирование и выдачу по интерфейсу RS-232 кода оцифровки шкалы времени с выдачей кода в начале каждой секунды, при этом стартовая посылка кода синхронизируется со шкалой времени СОЕВ с погрешностью  $\pm 10$  мкс.

Учитывая то, что разные центры управления сетей могут работать в разных часовых поясах, необходимо обеспечить работу и обмен любыми данными, имеющими атрибут времени, с автоматизированными системами, установленными в других центрах управления сетей. Поэтому обмен информацией ведется в универсальном системном времени.

В АСДТУ ЦУС РСК реализована автоматическая обработка перевода стрелок часов на зимнее и летнее время. Все расчеты, включая вычисления нарастающих значений за любой интервал, производятся с учетом того, что существует зимнее и летнее время, а в сутках может быть от 23 до 25 ч. Все архивы и информационный обмен между Центрами управления и приложениями должны вестись в универсальном системном времени для того, чтобы избежать проблем с переводом стрелок часов для локального времени.

Для данных телеизмерений и телесигнализации, поступающих в АСДТУ с КП подстанций РСК, должна быть обеспечена синхронизация с астрономическим временем с точностью не хуже 1 мс. Такая точность синхронизации измерений и событий может быть обеспечена только установкой приемников эталонного времени в АСДТУ КП, что является предметом проектирования АСДТУ (ПС, РЭС и ПОЭС).

*Подсистемы интеграции (с другими автоматизированными системами)* предназначены для решения перечисленных ниже задач: предоставление пользователям предприятия регламентированного удаленного доступа по WEB и XML-интерфейсам к информационным ресурсам АСДТУ, обмен технологической и служебной информацией с другими автоматизированными системами предприятия (SAP R/3 и др.).

В состав подсистемы входят следующие программно-технические средства в виде серверов: удаленного доступа АСДУ и АСКУЭ, интеграции SCADA – SAP R/3. В качестве клиентского программного обеспечения для серверов удаленного доступа АСДУ и АСКУЭ применяются Web-браузеры, используемые для работы в Интернете (MS IE 6.0 и выше, Opera 7 и выше и др.). Организован доступ через Web-интерфейс ко всем категориям информации АСДТУ: к нормативно-справочной (описание объекта управления) и конфигурационной (настроечная), оперативной (через формы, графики, схемы и наборы) и отчетной. Доступ к нормативно-справочной и конфигурационной информации предполагает возможность просмотра и внесения изменений (при наличии соответствующих полномочий) в редактируемую БД.

Оперативная информация предоставлена на идентичных по внешнему виду и информационному наполнению формах с ограничением функциональности Web-клиента: команды телеуправления и иные критичные операции запрещены для иных клиентов (кроме диспетчера), а отчетная информация, при просмотре через Web-интерфейс, предоставляется на специальных формах. Идентичность с

существующими формами соблюдена только в отношении между колонками (параметрами) и строками (меткой времени).

Для обеспечения доступа к данным удаленных пользователей по протоколу http необходимо обеспечить минимизацию объема запрашиваемой информации, что позволит работать по низкоскоростным каналам связи, например, через dial-up соединение. Web-интерфейс предоставляет набор форм отображения в соответствии с заданным уровнем доступа, который проверен в процессе аутентификации (проверки имени и пароля).

Описание пользователей, имеющих доступ к информации через Web-интерфейс, опирается на единую систему санкционирования АСДТУ, т.е. если некоторый пользователь уже описан как клиент с соответствующим набором прав, то это автоматически приводит к распространению тех же прав доступа и через Web-интерфейс.

Web-интерфейс обеспечивает просмотр текущей и архивной информации, хранящейся в БД АСДТУ, источником информации для которого выступает база данных реального времени. Все официально опубликованные схемы и формы, доступные при помощи стандартных средств отображения локальным пользователям, становятся доступными Web-клиентам сразу после публикации.

Web-интерфейс обеспечивает внешним клиентам доступ к отчетной и плановой информации, касающейся работы РСК в целом и данного клиента в частности, обеспечивая его информацией для анализа и планирования режимов. В качестве источника данных выступает долговременный архив.

*Информационно-вычислительный комплекс центра обработки данных (ИВК ЦОД) АСКУЭ.* Целью создания (интеграции) ИВК ЦОД в АСДТУ ЦУС должно быть обеспечение единой базы данных по учету электроэнергии, получаемых из различных функционирующих АСКУЭ, их обработки и представления для обеспечения наблюдаемости, снижения коммерческих издержек.

ИВК ЦОД ЦУС создается как информационная среда, обеспечивающая на уровне региона комплексную технологическую организацию взаимоотношений между смежными субъектами рынка и взаимоотношений между потребителями и сбытовой компанией по вопросам учета электроэнергии.

ИВК ЦОД ЦУС не является частью АСКУЭ субъектов измерений, а соответственно – средством измерений. На ИВК ЦОД ЦУС, кроме того, могут быть возложены функции централизованного сбора информации по техническому учету электроэнергии в филиалах РСК.

Создание ИВК ЦОД ЦУС не регламентируется требованиями оптового рынка, но в случае его применения как источника информации для Некоммерческого Партнерства (НП) «АТС» требуется обязательное согласование его технических требований.

В этом случае реализация функций ИВК ЦОД ЦУС и его дальнейшая эксплуатация должны быть возложены на организацию-поставщика коммерческой информации, который будет производить проверку полноты и достоверности измеряемых данных, вводить замещающую информацию, поддерживать в актуальном состоянии базу данных применяемых средств измерений. Такая организация должна быть не аффилирована с участниками торговых операций по электроэнергии.

Для достижения поставленной цели ИВК ЦОД ЦУС во взаимодействии с другими автоматизированными системами позволяет решать следующие основные задачи:

получение полной, достоверной и своевременной информации об объемах поставки и/или потребления электроэнергии, осуществление автоматизированного информационного обеспечения взаиморасчетов за электроэнергию;

предоставление информации для планирования производства и потребления электроэнергии, расчета балансов всех уровней и потерь в сетях, контроля качества электроэнергии, внедрение прогрессивных форм тарификации потребления электроэнергии и предоставление обработанных данных субъектам ОРЭ и вышестоящим уровням управления.

Сбор данных предполагается осуществлять с помощью репликации баз данных АСКУЭ РСК и других субъектов ОРЭ и РРЭ региона в базу данных ИВК ЦОД ЦУС или путем организации автоматических запросов к базам данных АСКУЭ со стороны ИВК ЦОД ЦУС с использованием высокоскоростных цифровых каналов связи.

Информация, передаваемая в ИВК ЦОД ЦУС от АСКУЭ РСК и других субъектов ОРЭ и РРЭ региона по интерфейсу передачи *коммерческой* информации, содержит:

данные по получасовым измерениям приращений активной электроэнергии и интегрированной реактивной мощности по точкам учета и месячных приращений активной электроэнергии и интегрированной реактивной мощности по точкам измерений;

состояние схемы измерений на конец каждого получасового интервала измерения (данные передаются только при изменениях в схеме измерений).

Схема измерений должна отражать изменение схемы коммутации в электроустановках в конкретный момент времени. При передаче коммерческой информации в ИВК ЦОД ЦУС результаты измерений должны быть соотнесены, с использованием схемы измерений, с данными коммерческого учета по присоединениям.

Информация, передаваемая в ИВК ЦОД ЦУС от АСКУЭ РСК и других субъектов ОРЭ и розничного рынка электроэнергии региона по интерфейсу передачи *технологической* информации, содержит данные по:

состоянию технических и программных средств коммерческого учета (журналы событий, статусы работоспособности измерительных каналов); электрическим сетям (ПС и ВЛ, трансформаторы и распределительные устройства, выключатели и разъединители, присоединения и балансовое деление, точки учета и точки поставки);

состоянию технологического оборудования электрических сетей (относящиеся к схеме измерений коммерческого учета), по составу и характеристикам технических и программных средств коммерческого учета (трансформаторы тока ТТ и напряжения ТН, счетчики и контроллеры, каналы связи и ПО опроса и т.д.); учету электроэнергии с нарастающим итогом.

Данные по состоянию технических и программных средств коммерческого учета передаются в ИВК ЦОД ЦУС с использованием логического интерфейса передачи технологической информации по электрическим сетям. Данные по состоянию технологического оборудования электрических сетей должны передаваться в ИВК ЦОД ЦУС при изменении характеристик электрической сети и состояния технологического оборудования.

Данные по составу и характеристикам технических и программных средств коммерческого учета должны передаваться в ИВК ЦОД ЦУС при изменении их состава и характеристик не позднее двух суток после изменений в составе оборудования.

Формат и регламент электронных документов с коммерческой информацией измерений по «точкам измерений», предоставляемых в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческого учета (ИАСУ КУ), НП «АТС» и филиал «Системный Оператор» – Центральное диспетчерское управление (СО-ЦДУ) – Региональное диспетчерское управление от ИВК ЦОД ЦУС, соответствуют договору о присоединении к торговой системе оптового рынка:

при передаче результатов измерений по точкам: измерения, учета и поставки, результаты измерений отпущенной и принятой электрической энергии передаются отдельно;

при передаче результатов измерений по группам точек поставки могут передаваться как отдельно по отпущенной и принятой электрической энергии, так и сальдированные значения;

перечень точек измерений, точек учета, точек поставки и групп точек поставки, а также перечень, состав и адреса электронной почты получателей конкретных документов устанавливаются Актом соответствия ИВК ЦОД требованиям ОРЭ, почтовые адреса, имена пользователей и пароли для резервного канала связи выдаются при внесении в реестр субъектов ОРЭ по запросу субъекта;

значения временных интервалов передаются с указанием времени начала и конца временного интервала нахождения средства или объекта измерения в данном состоянии. Интервал не может относиться к двум разным операционным суткам. Если интервал фактического нахождения средства или объекта измерения относится к двум разным операционным суткам, то производится разбиение интервала на два или более подинтервала, каждый из которых относится к одним операционным суткам, результаты измерений передаются в целых кВт·ч;

Таким образом, организация автоматизированных рабочих мест персонала в АСДТУ создает технологические подсистемы и комплексы по сбору и передаче информации в системе обеспечения единого времени ЦУС РСК.



*Обеспечивающая часть. Способы и средства связи для информационного обмена между компонентами.* Связь между компонентами АСДТУ осуществляется по технологической ЛВС ЦУС, которая строится как отдельный от корпоративной ЛВС предприятия сегмент.

В АСДТУ ЦУС предусмотрены резервные каналы для приема данных от систем уровня ПОЭС и РЭС по синхронным/асинхронным последовательным каналам связи.

АСДТУ ЦУС обеспечивает передачу технологической и служебной информации в режимах автоматической передачи данных или выполнения запроса «по требованию» по каналам передачи данных.

Требования к организации каналов связи для информационного обмена смежных субъектов следующие: протоколы взаимодействия между ЦУС и смежными субъектами должны строиться (в основном) на базе стека протоколов TCP/IP; для передачи данных телеизмерений необходимо использовать протоколы обмена на основе стандартов IEC 61850, ГОСТ Р (МЭК) 60870-5-101/104, ГОСТ Р МЭК 60870-6, OPC-технологии и протоколы уровня Fieldbus.

*Технологическая ЛВС.* В рамках задач АСДТУ технологическая ЛВС ЦУС предназначена для выполнения функций реализации межмашинного обмена ЦППС, серверов и рабочих станций ЦУС, обеспечения безопасности соединений в технологической ЛВС комплекса Систел.

Развитие и модернизация технологической ЛВС Систел проводятся с учетом следующих критериев:

открытая архитектура на основании стандартов передачи информации, высокая надежность работы с сохранением работоспособности при отказах в какой-либо части локальной сети и обеспечение максимально возможной скорости работы и использования в сети новых приложений, требующих высокой производительности сетевого трафика;

максимально возможная наблюдаемость сети и возможность дальнейшего роста и развития, приемлемые размеры капиталовложений и возможность постепенного внедрения приобретаемого оборудования без длительных перерывов в работе сети.

Активное оборудование технологической ЛВС поддерживает протоколы виртуальных сетей (VLAN) и детерминированного доступа и должно быть управляемым. Для защиты от несанкционированного доступа активное оборудование должно поддерживать функцию установки паролей на соединение и взаимодействие с межсетевыми экранами. Выделенная технологическая ЛВС АСДТУ Систел подключается к общей ЛВС РСК, в общем случае, через маршрутизирующий коммутатор или маршрутизатор, позволяющие разделить между собой различные типы ЛВС и обеспечить санкционированный доступ к выделенной технологической ЛВС РСК.

В конечном счете, решения по построению технологической ЛВС РСК обеспечивают полностью коммутируемую и резервированную архитектуру, высокую производительность активного оборудования, масштабируемость сети, как по пропускной способности, так и по количеству подключений и не менее чем двукратное резервирование всех сетевых соединений. При расположении подсистем АСДТУ в разных зданиях связи между фрагментами технологической ЛВС ЦУС выполняются с использованием волоконно-оптических линий, а серверы подключаются к коммутаторам по интерфейсу Fast Ethernet и/или Gigabit Ethernet по витой паре UTP категории 6. Технологическая ЛВС верхнего уровня РСК в составе ОИК должна быть построена на принципе достижения баланса между возможностями сети по приложениям и высокоскоростной коммутацией пакетов в доступной, безопасной и резервированной сети с технологией Ethernet 1000 Base-TX (1000 Мбит/с).

*Внешнее дисковое хранение данных.* Хранение данных и информации АСДТУ и АСКУЭ, РЗА, и долговременных архивов и др. организовано в нескольких (по числу подсистем АСДТУ) специализированных устройствах хранения данных (внешние RAID массивы или оборудование сетей хранения данных). Для хранения данных и информации ССП НТИ используется отдельное устройство хранения данных (требование нормативных документов НП «АТС»).

В АСДТУ ЦУС РСК должны быть выполнены основные требования (критерии) к устройствам хранения данных: высокая производительность, надежность и доступность данных с готовностью не менее 99,99 %, обеспечение непрерывной передачи данных с устройств хранения данных с высокой скоростью, что дает возможность быстрого доступа к хранящимся данным.

Все внутренние компоненты устройств хранения данных полностью избыточны и заменяемы в «горячем» режиме, обеспечивают возможность содержать в своем составе 8...120 SCSI дисков емкостью 36...146 Гбайт каждый с надежностью не ниже 99,995 %.

Программное обеспечение управления хранением данных позволяет администратору осуществлять конфигурацию, мониторинг и Web-управление по технологической ЛВС ЦУС и обеспечивает совместимость с операционными системами Windows, UNIX, Linux и др., также предусмотрены программно-аппаратные средства резервного копирования и восстановления данных.

*Диагностирование.* В АСДТУ ЦУС РСК предусмотрено автоматическое диагностирование работы подсистем с помощью программных средств. Данные по диагностированию работы подсистем АСДТУ заносятся в архивы событий и представляются соответствующему оператору (диспетчеру) по запросу через стандартную процедуру выбора в «меню».

В АСДТУ формируются файлы контроля с описанием работы подсистем:

– остановки, сбои и отказы, балансы и другие расчеты, подтверждающие корректность информации;

– перечень выведенного или неисправного оборудования, дата последней поверки, информация о проводимых работах и о том, кто их проводит, и др.

Подсистемы формируют различного вида звуковые и визуальные сигналы (тревоги) при отказе, сбое и остановке. В процессе работы осуществляется периодическое тестирование всего оборудования АСДТУ ЦУС РСК.

*Оборудование связи.* Для формирования узлов связи ЦУС РСК должно применяться оборудование производства компаний мировых лидеров телекоммуникационной продукции, которое способно обеспечить использование современных технологических решений, что позволит эффективно организовать подключение пользовательских сетей.

В состав оборудования связи ЦУС РСК должны входить:

транспортное оборудование, включая коммутирующие устройства, и оборудование, необходимое для организации технологических сетей (маршрутизаторы, мультиплексоры, IP-шлюзы, коммутаторы Ethernet и т.п.);

диспетчерская автоматическая телефонная станция АТС с диспетчерскими пультами и регистраторами диспетчерских переговоров и система управления (серверы, рабочие станции и локальные терминалы), программное обеспечение и средства защиты, аварийная сигнализация и служебная связь;

оборудование электропитания и электрозащиты, контрольно-измерительная аппаратура, запасные части и принадлежности, программная и эксплуатационно-техническая документация.

Телекоммуникационное оборудование ЦУС должно обеспечивать передачу как оперативной, так и неоперативной информации, в том числе:

передачу телеметрической информации, сигналов телеуправления и обеспечение диспетчерской связи, цифровой информации корпоративных сетей Федеральной сетевой компании ЕЭС и поддержку канальной и пакетной коммутации;

назначаемое оперативное перераспределение полосы пропускания между оперативной и неоперативной информацией, технологическим и корпоративным трафиком, сопряжение по медному и оптическому кабелям и эмуляцию структурированных и неструктурированных каналов;

создание сетей с обеспечением отдельных очередей для каждой категории обслуживания трафика и конфигурирование соединений: «точка – точка», «точка – несколько точек» («многоточка»), качества обслуживания в сети, механизмов управления трафиком и перегрузками;

динамическую маршрутизацию, передачу информации широкополосной видеоконференцсвязи и возможность поддержки различных аналоговых и цифровых интерфейсов.

Для передачи оперативно-технологической информации необходимо не менее двух цифровых каналов связи, разнесенных по разным трассам.

Таким образом, обеспечивающая часть АСДТУ предоставляет возможность информационного обмена между компонентами ЦУС РСК и смежными субъектами на основе стандартных протоколов и диагностирования подсистем для их перспективного развития и модернизации.

*Подсистема отображения информации (диспетчерский щит)* обеспечивает отображение состояния оборудования и режима электрической сети с использованием ситуационно-динамической технологии отображения информации, данных АСКУЭ и векторной картографической и схематической, а также справочной аналитической информации КСУПР.

Как правило, путем обследования РСК с учетом площадей, выделяемых под ЦУС, и количества объектов диспетчеризации определяется вариант построения ДЩ на основе видеопроекционного оборудования (видеостена). Пример выбора ДЩ ЦУС, например для РСК «Тамбовэнерго», показан в табл. 3.1.

Диспетчерский щит, реализуемый на основе видеостены, представляет собой полиэкранную систему, которая строится из отдельных проекционных модулей отображения видеоинформации (видеокубов) и средств управления ими. Видеостена является универсальным и функциональным средством отображения видеоинформации, которая кон

### 3.1. Выбор диспетчерского щита ЦУС РСК «Тамбовэнерго»

Наименование объекта – ЦУС РСК «Тамбовэнерго»			
Количество ПС-110 кВ	Количество ПС-35 кВ	Количество сложных элементов схемы	Количество простых элементов схемы
54	151	540	1500
Общее количество элементов схемы	Расчетное количество видеокубов основной схемы	Минимальное количество видеокубов и формат	Количество видеокубов для дополнительных функций
4870	4,6	2×3 = 6	2
Суммарное количество видеокубов	Площадь ДЩ на видеокубах, м <sup>2</sup>	Размеры помещения и площадь ЦУС	Количество элементов для мозаичного ДЩ
8	11	9×5×2,8 (45 м <sup>2</sup> )	48 700
Количество элементов мозаичного ДЩ на 1 м <sup>2</sup>	Площадь мозаичного ДЩ, м <sup>2</sup>	Минимальная площадь под мозаичный ДЩ	Обоснование выбора проектируемого ДЩ
1736	28,1	81×5	Малая площадь и высота

фигурируется программным способом. В процессе работы диспетчер ЦУС РСК имеет возможность изменять масштаб изображения.

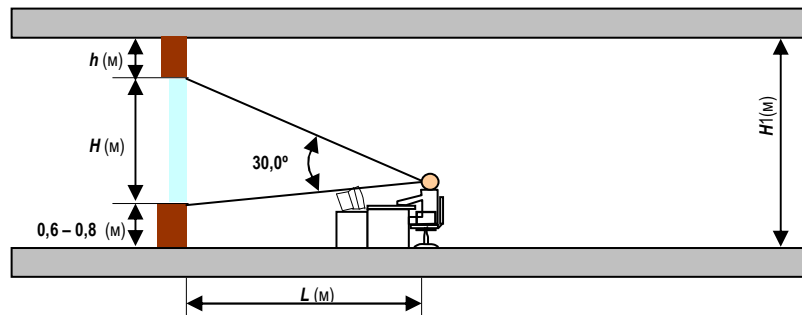
Вместе с тем, видеостена имеет в своем составе перечисленные ниже устройства: двухламповые проекционные видеокубы типа «XX-67» (SXGA+, разрешение – 1400×1050, диагональ экрана – 67 с требуемой организацией гермозоны для отвода тепла – 1,5 м), контроллер управления видеорежимами щита типа «Systems», клавиатура и мышь, снабженные радиоинтерфейсом для управления контроллером щита.

Диспетчерский щит ЦУС РСК составляется из проекционных видеокубов с размером экрана 1,359 × 1,019 м или 1,200 × 0,900 м и в конфигурации 2 × 3 видеокуба.

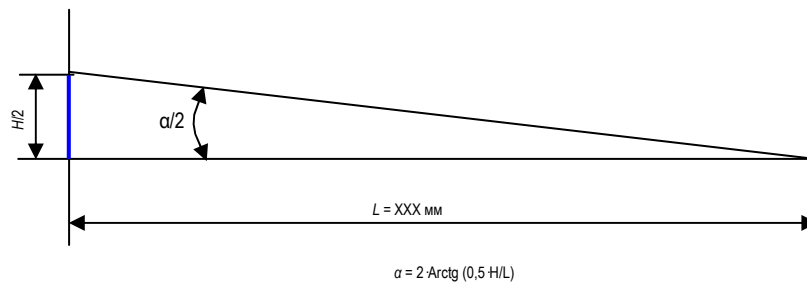
Количество видеокубов для ДЩ ЦУС РСК определяется эргономическим расчетом на основе схем, приведенных на рис. 3.7 а, б.

По эргономическим нормам и с учетом необходимости отображения информации, одинакового с мозаичным ДЩ, угловой размер простого мнемознака видеостены составляет  $\alpha \approx 12,3'$  ( $\alpha/2 = \arctg 0,5H/L$ ). Угловой размер сложного информационного элемента составляет  $\alpha \approx 37,0'$ .

Рис. 3.7. Схема для расчета:



$a$  – расстояния между пультом оператора (диспетчера) и ДЩ ЦУС РСК;  
 $b$  – углового размера технологического элемента на ДЩ ЦУС РСК



Для расчета количества проекционных кубов в видеостене приняты: угловой размер простого технологического символа, соответствующий ПС-35 кВ – 30' (40 мм), сложного технологического символа, соответствующий ПС-110 кВ – 75' (100 мм); количество контролируемых ЦУС подстанций 110 и 35 кВ.

Угловой размер диспетчерского щита на базе видеостены в горизонтальной плоскости не превышает 90°, а на двух дополнительных видеокубах отображаются: сопутствующая информация и тревоги, сообщения и данные телеизмерений, графики и др. Щит работает с той же системой отображения, которая знакома диспетчеру по работе на его рабочем месте (АРМ) и обладает тем же пользовательским интерфейсом. Формы предоставления информации приближены к проектным изображениям технологических схем и их элементов. При работе с ДЩ открытие главной режимной схемы РСК (самой большой по объему информации и количеству графических объектов) находится в пределах единиц секунд (не более 10).

Расчет количества видеокубов диспетчерского щита, например, для ЦУС РСК «Тамбовэнерго», показан в табл. 3.1.

Проекционные модули для диспетчерского щита ЦУС РСК соответствуют следующим критериям и характеристикам:

- модификация с фронтальным обслуживанием и задним обслуживанием, что позволяет устанавливать их в любой конфигурации вплотную к стене, экономя, таким образом, полезную площадь помещения;

- независимое крепление экранов проекционных модулей с физическим зазором не более 1 мм с компенсацией теплового расширения экранного полотна, что исключает деформацию (разрушение) экранов при изменении температуры, наличии вибраций и «нежесткого» пола в помещении, где проводится эксплуатация видеостены;

- возможность построения неплоских (вогнутых) поверхностей видеостены в диапазоне углов от 0 до 90° и два произвольно выбираемых режима яркости одной и той же лампы;

- возможность хранить в микросхеме памяти индивидуальные характеристики каждой лампы и цветового колеса – автоматическая подстройка параметров изображения при замене лампы и цветового колеса, снижающая эксплуатационные расходы за счет минимизации затрат на подстройку параметров видеостены после замены узлов;

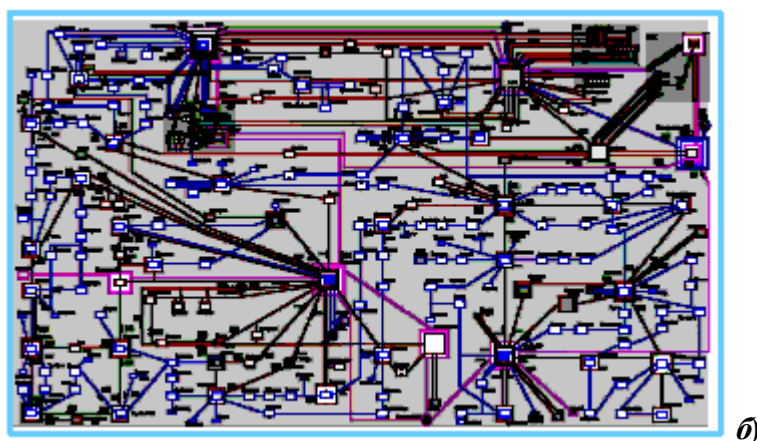
- автоматическая подстройка параметров изображения – наличие встроенных электронных средств, обеспечивающих автоматическую подстройку параметров изображения непрерывно в течение всего

срока службы видеостены в процессе ее штатного функционирования (без перевода в сервисный режим);

возможность автоматической настройки механики видеостены и ее работы без внешнего графического контроллера с целью достижения гибкости конфигурации и минимизация стоимости решения, минимальная глубина проекционных модулей, снижающая требования к помещению для установки оборудования;

обеспечение выполнения за счет встроенных в проекционные модули автоматизированных систем большинства операций по обслуживанию персоналом заказчика (без привлечения сертифицированных специалистов).

Пример реализации ДЩ на основе проекционных кубов и визуализации мнемосхемы для ЦУС РСК приведен ниже на рис. 3.8, *а* и *б*, соответственно.



**Рис. 3.8. Диспетчерский щит на основе проекционных кубов и визуализация мнемосхемы для ЦУС РСК**

Таким образом, диспетчерский щит уровня ЦУС РСК 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. АСДТУ (с включением технологических, интеграционных и телекоммуникационных подсистем) обеспечивает выполнение надежных и согласованных функций ЦУС РСК.

### ВЫВОДЫ

Анализ программно-технических средств диспетчерских центров по управлению электросетевыми комплексами различных классов напряжения показывает:

1. Задачи управления электросетевым комплексом (6...35 кВ), решаемые в каждом по отдельности ПОЭС, относятся к низшему классу напряжения с относительно небольшим объемом телеинформации, поступающей в ОИК производственного отделения и, соответственно этому, ЦППС данного уровня имеют недостаточный ресурс программного обеспечения для реализации функций ОИК уровня ЦУС РСК;

2. Однородная локальная сеть ОИК ДЦ РДУ по существу является переходной моделью от старой платформы АСДТУ на основе мини-ЭВМ к новой на основе неоднородных ЛС и не может быть

использована для организации ОИК ЦУС РСК по определению. В свою очередь, структура неоднородной ЛС с мощными рабочими станциями и серверами, работающими под операционной системой UNIX, является сложной дорогостоящей структурой и предназначена для наиболее крупных ДЦ РДУ по управлению электросетевым комплексом 110 кВ и выше;

3. В ДП ПОЭС для задач управления электросетевым комплексом 6...35 кВ рационально использовать сетевой ОИК Систел на основе ЛВС с выделенным файл-сервером и операционной системой Novell NetWare или Windows NT с отображением информации в двух уровнях: структурный и объектный;

4. В ЦУС РСК для задач управления электросетевым комплексом 35 и 110 кВ необходима структура программно-технических средств Систел на основе: ЦППС, ОИК и ДЦ с использованием ситуационно-динамической технологии, включающей три уровня: ситуационный (структурный), объектный и детально-информационный.

5. Структуры программно-технических средств нижнего ДП ПОЭС и верхнего ЦУС РСК уровней на базе отечественного комплекса Систел обеспечивают надежные функции автоматического сбора и обработки, передачи и предоставления информации с возможностью осуществления мониторинга и управления электросетевыми комплексами 6...110 кВ для различных технологических задач РСК.

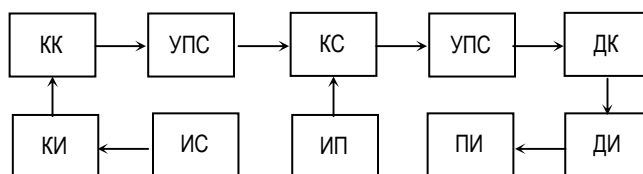
## 4. СЕТЬ ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ РЕГИОНАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

Показаны состав информационного обеспечения, средства и способы передачи информации, структура и методы оптимизации телеинформационной сети передачи информации в распределительной сетевой компании.

В современных условиях развития электроэнергетики сеть передачи информации РСК представляет собой совокупность технических и программных средств, обеспечивающих измерение, сбор и передачу телеинформации, необходимой для автоматизированного управления ее электросетевым комплексом 110 кВ и ниже. В цикле оперативного управления электросетевым комплексом используется информация о схеме электрической сети (телесигналы – ТС) и о параметрах режима (телеизмерения – ТИ). К информации автоматизированного контура управления, кроме ТИ и ТС, относятся управляющие команды телеуправления (ТУ), к которым предъявляют повышенные требования по быстродействию и надежности.

Структура одноканальной СПИ РСК, выполняющая передачу сообщений согласно [25, 26], представлена на рис. 4.1.

Источниками ИС и получателями ПИ информации могут быть технические устройства, системы и технологический персонал. Кодер источника информации КИ, как правило, устраняет избыточность сообщений при их передаче по каналу связи, а кодер канала КК увеличивает такую избыточность для повышения помехоустойчивости передачи (вводя корректирующие коды). Устройство преобразования сигнала УПС выполняет согласование кодера КК и декодера канала ДК со средой передачи информации. При прохождении информации по каналу связи КС сигнал искажается и на приемном конце принимается с некоторой ошибкой, причиной которой могут быть случайные воздействия на сигнал (ИС – источник помех), ухудшающие верность воспроизведения передаваемых сообщений.



**Рис. 4.1. Структурная схема одноканальной СПИ РСК:**

ИС – источник сообщения; КИ – кодер источника информации;  
КК – кодер канала связи; УПС – устройство преобразования сигнала;  
КС – канал связи; ИП – источник помех; ДК – декодер канала связи;  
ДИ – декодер источника информации; ПИ – получатель информации

Помехоустойчивость СПИ обычно определяется как способность противостоять вредному действию помех и искажений. Для оценки помехоустойчивости используют количественные характеристики, которые для аналоговых систем имеют, как правило, смысл среднеквадратичной ошибки. Для цифровых систем более удобный показатель – вероятность ошибочного символа, слова или пакета слов.

Для задач оперативно-диспетчерского управления в РСК используются как аналоговые, так и цифровые системы передачи данных, причем повышение помехоустойчивости в них может быть достигнуто либо расширением используемой полосы частот, либо увеличением времени передачи информации. Каналы связи в энергетике состоят из линий (среды, по которой распространяются сигналы) и аппаратуры телемеханики (ТМ), соединенной с линией связи с помощью модуляторов и демодуляторов (канальные адаптеры), входящих в состав средств для информационного обеспечения СПИ.

### 4.1. ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Информационное обеспечение СПИ в электроэнергетике характеризуется составом и способами передачи информации, необходимой для решения задач автоматизированных информационно-измерительных систем различных уровней управления [1].

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-статистической (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-статистическая информация – 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 регламентированном 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 нескольких 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 ПОЭС – 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 ЛЭП 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 ПОЭС) 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 регламентированное 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 – ПОЭС – 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 настроек и систем 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 режима электросетевого комплекса является: оперативно-технологическая, производственно-техническая и производственно-статистическая 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 ПОЭС 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 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 АСДТУ верхнего уровня РСК.

Таким образом, в качестве окончательных устройств на подстанциях 110 и 35 кВ в ПОЭС 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.

#### 4.2. ТЕЛЕИНФОРМАЦИОННАЯ СЕТЬ КОНТРОЛЯ

Техническая политика ОАО «МРСК Центра» в области создания и развития «Единой телекоммуникационной сети связи электроэнергетики» (ЕТССЭ) на период до 2015 года [27] 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 каналам (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 – ДП ПОЭС – 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, ПОЭС 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 ПОЭС, 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 ПОЭС 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 – ПОЭС 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, технологических телефонных переговоров и передачи оперативно-технологической информации 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 ПОЭС 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 ПОЭС и ЦУС РСК.

Данная информация обеспечивает функционирование подсистем АСДУ 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:

- 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;
- не достаточное 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 должна быть сертифицирована 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 ПОЭС – ЦУС РСК, 1200...2400 бит/с.

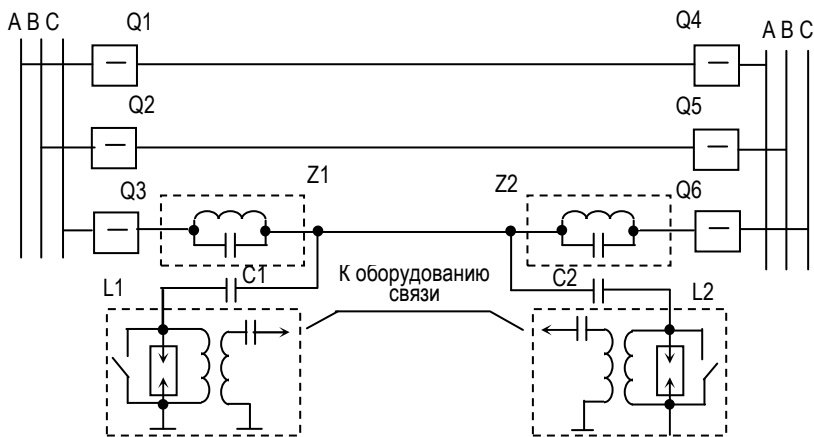
Следовательно, для организации полноценной сети передачи информации в АСДТУ РСК необходимо создание концепции развития первичных сетей на базе цифровых АТС и вторичных сетей: телеинформационной сети ТИС на основе современных микропроцессорных систем с программируемыми функциями; диспетчерских телефонных 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 (возможно уплотненный частотный канал).

#### 4.3. МЕТОД ОПТИМИЗАЦИИ

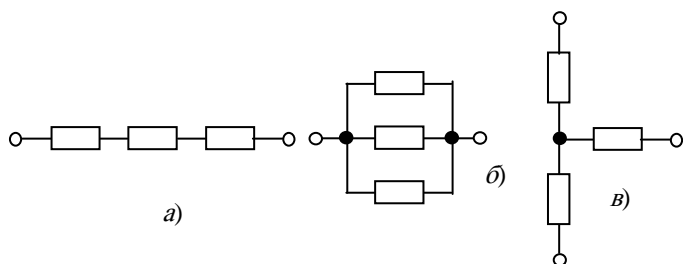
Технологический процесс управления территориально-распределенными подстанциями в ПОЭС РСК требует построения оптимальной телеинформационной сети для сбора и переработки, использования и передачи информации на основе волоконно-оптических линий связи или высокочастотных каналов связи по воздушным линиям электропередач [28].

Специальные 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 (см. рис. 4.2).

Анализ структур показал, что структура сетей связи любой сложности может быть образована из простейших структур с последовательным, параллельным и радиальным соединением звеньев (см. рис. 4.3).



**Рис. 4.2. Схема высокочастотной связи по ВЛ-110 и 35 кВ**



**Рис. 4.3. Структуры сетей:**

*а* – последовательная; *б* – параллельная; *в* – радиальная

На примере ПОЭС 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 ПОЭС в РСК. Метод моделирования проведем на упрощенных моделях, достоверно отражающих важнейшие зависимости рассматриваемой системы по [17; 29].

Как правило, централизованные структуры сети ПОЭС состоят из КП, произвольно расположенных на площади административных районов и управляемых:

- для ПОЭС из ПУ, находящегося на диспетчерском пункте ПОЭС;
- 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 (рис. 4.4).

При радиальной структуре сетей (рис. 4.4, *а*) требуются более протяженные, а, следовательно, и более дорогостоящие линии связи, в то время как цепочечные структуры линии связи (рис. 4.4, *в*) 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. 4.4, *а*).

Здесь число линий связи

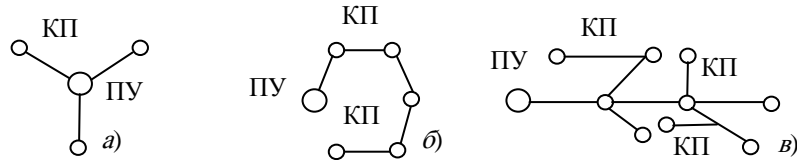
$$M = N - 1, \quad (4.1)$$

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

$$M_{\text{рад.кол}} = 2(N - 1). \quad (4.2)$$

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 ПОЭС целесообразно применить комбинированную структуру с кольцеванием линий.



**Рис. 4.4. Класс структуры:**

*a* – радиальная; *б* – цепочечная; *в* – кустовая

При неравномерном размещении КП оптимизация структуры сетей проводится алгоритмическим методом постепенных замен по критерию полных потерь:

$$W_x = C + TW_3, \quad (4.3)$$

где  $C$  – капитальные единовременные затраты;  $T$  – срок службы структуры;  $W_3$  – 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 ПОЭС.

*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.

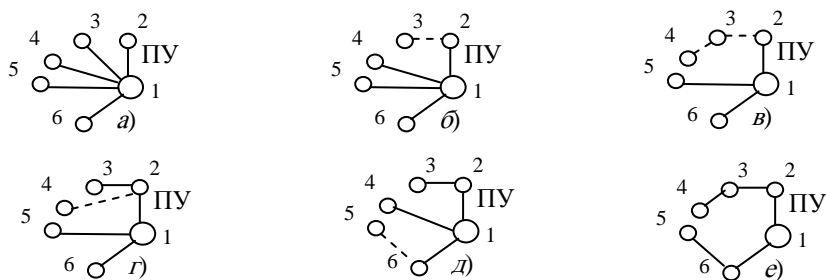
В нашем случае, при недогруженных высокочастотных каналах связи, целесообразно присоединять к одной линии связи несколько КП, т.е. применять кустовую структуру. Принцип реализации алгоритма приведен на рис. 4.5.

В данном методе исходной выбрана радиальная ТИС, представленная на рис. 4.5, *a* и являющаяся самой дорогостоящей.

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. 4.5, *a*, 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. 4.5, *б*).

Рассчитываем новые полные потери, и если они меньше предыдущих потерь, принимаем новую структуру. На рис. 4.5 показано, как может изменяться структура на каждом шаге до того, как все пункты исследованы.



**Рис. 4.5. Формирование структуры линий связи по методу постепенных замен радиальных линий**

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, представлена на рис. 4.6 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  $W_x$ .

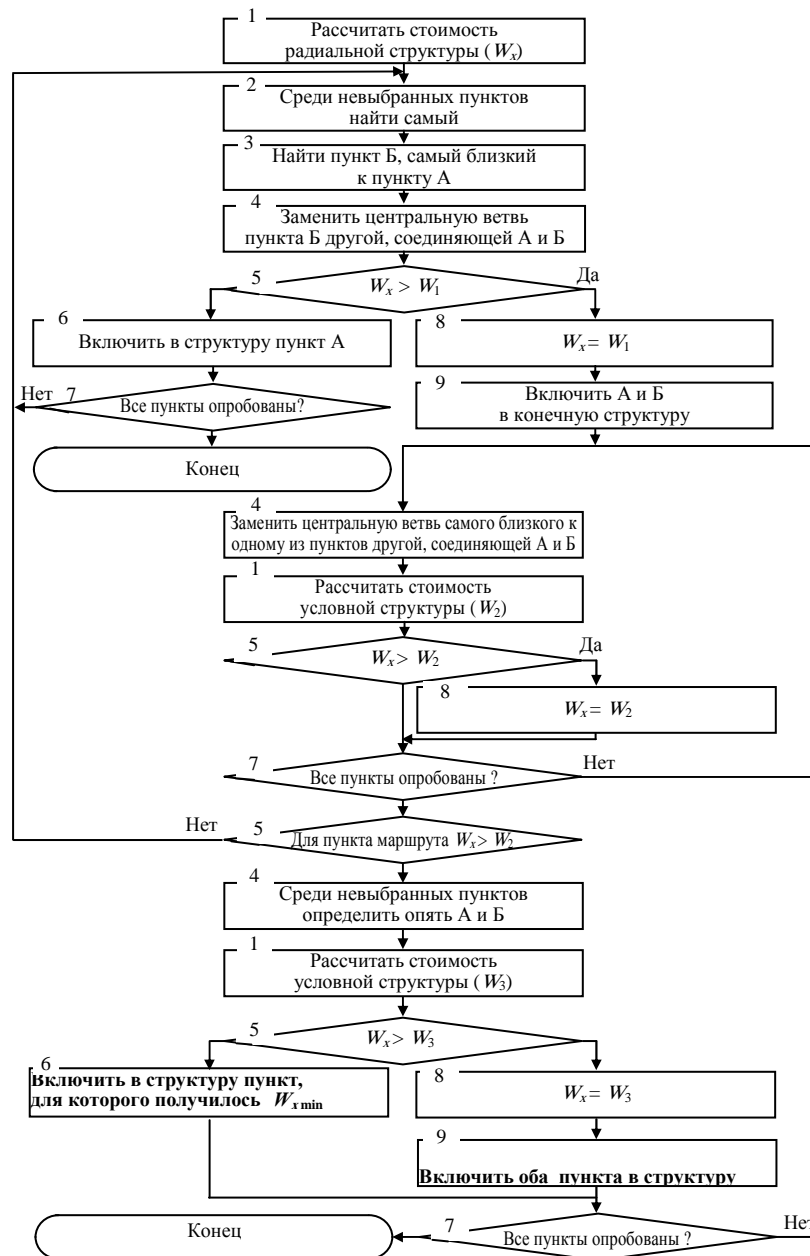
Блок 6 необходим для включения в структуру пункта А с минимальной стоимостью радиальной структуры  $W_{x\min}$ .

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  $W_3$ .

Таким образом, предложены способ и алгоритм структурной рационализации телеинформационной сети на основе исходных длин линий связи по ВЛ-35 и 110 кВ ПОЭС в РСК.



**Рис. 4.6. Блок-схема алгоритма для метода замены радиальных линий  
ВЫВОДЫ**

Для сети передачи информации в РСК необходима полноценная организация:

1. 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;
2. 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;
3. Первичных сетей на базе современных цифровых АТС и вторичных сетей на основе телеинформационной сети и окончного оборудования связи с выделением некоммутируемого (прямого) телефонного канала с резервированием для каждого ПОЭС.
4. Расчета оптимальной структуры телеинформационной сети по ВЛ-110 и 35 кВ на основе высокочастотных каналов и ВОЛС в ПОЭС и РСК алгоритмическим методом постепенных замен по экономическому критерию полных замен.



## 5. СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИЙ

Рассмотрены средства контроля и диагностики силовых трансформаторов подстанций, предложен способ их контроля под рабочим напряжением и метод определения влажности трансформаторного масла.

Устойчивое функционирование единого сетевого электроэнергетического комплекса России невозможно без надежной и качественной работы распределительных электрических сетей, которые являются завершающим звеном в системе обеспечения потребителей электроэнергией и находятся в непосредственном взаимодействии с конкретным потребителем [14; 27].

Техническая политика в области развития сетей РСК предусматривает технологический прорыв в распределительном электросетевом комплексе, создание интеллектуальной системы управления процессом распределения электроэнергии. 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 развития методов эксплуатации с использованием современных информационно-измерительных систем и технических средств контроля и диагностики силовых трансформаторов подстанций.

### 5.1. СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ

В современных условиях для повышения безотказности работы силовых трансформаторов 110 кВ (далее СТ) – важнейших аппаратов в схемах передачи и распределения электроэнергии, обуславливающих устойчивость и бесперебойность электроснабжения потребителей – используются различные методы и средства их технической диагностики [30, 31]. Например:

- метод определения влагосодержания твердой изоляции обмоток по результатам измерения диэлектрических характеристик;
- метод определения влагосодержания трансформаторного масла;
- химический, электрохимический (Карла Фишера) и парогазовый;
- мостовой метод измерения сопротивления обмоток трансформатора постоянному току и др., а также средства измерений:
- приборы «Вектор-2.0М», «Тангенс-2000», СА7100 и т.д., служащие для измерения диэлектрических характеристик изоляции;
- оборудование АИИ-70М, АИД-80, АИМ-90, определяющее пробивное напряжение трансформаторного масла, т.е. влагосодержание;
- мосты Р-5026, Р-4833, Р-333 и т.п., применяемые для измерения сопротивления обмоток трансформатора постоянному току и др.

Следует отметить, что за последнее десятилетие существенно изменился подход к диагностике и оценке состояния СТ. Наряду с вышеперечисленными традиционными методами применяются современные высокоэффективные методы диагностики и измерений, обеспечивающие выявление дефектов СТ на ранней стадии их развития.

Так, например, значительно расширена область контроля маслonaполненных СТ под рабочим напряжением, разработаны методы и браковочные нормативы для оценки состояния СТ по составу газов, растворенных в масле, проводится углубленный анализ трансформаторного масла, по результатам которого можно судить о состоянии бумажной изоляции обмоток, а также широко применяется термографическое обследование СТ.

Сверх того, в области диагностики и измерений электрооборудования в период до 2015 года в сетях РСК для СТ необходимо осуществить:

- диагностику состояния и мониторинг преимущественно без отключения напряжения;
- внедрение единых информационно-диагностических систем для получения оперативного доступа к информации о техническом состоянии.

В связи с этим, для каждой РСК применение современных методов и средств диагностики, измерений и мониторинга в целях обеспечения перехода к системе поддержания эксплуатационной готовности СТ путем организации ремонтов по их техническому состоянию взамен системы планово-предупредительных ремонтов является первоочередной задачей.

Как правило, центральные лаборатории РСК контролируют работу электротехнических лабораторий (ЭТЛ) ПОЭС. В ПОЭС ЭТЛ организуют работу по диагностике и измерениям, проводят технические освидетельствования и диагностические проверки СТ по утвержденным годовым графикам.

С помощью стационарного оборудования, испытательных стендов, различной аппаратуры, приборов и измерительных мостов на СТ проводятся:

- испытания повышенным напряжением;
- измерения сопротивления постоянному току;
- измерения тангенса угла диэлектрических потерь;
- проверка твердой изоляции и масла и др.

Кроме того, центральные ЭТЛ РСК на приборах «Цвет-800», «Кристалл-2000 (5000)» и др. проводят хроматографию трансформаторного масла СТ и высоковольтных вводов для анализа растворенных в масле газов, по концентрации которых выявляются дефекты на ранней стадии их развития.

Вместе с тем, для реализации задачи организации ремонтов СТ по их техническому состоянию в каждой РСК необходимо внедрить такие современные средства контроля основных параметров и методы диагностики и измерений, как: информационно-диагностический комплекс (ИДК), диагностика и мониторинг без отключения напряжения СТ-110 кВ.

В конечном счете, ИДК выполнит важную и необходимую функцию сбора и анализа оперативной информации, а также предоставления базы данных о техническом состоянии СТ. Метод диагностики и мониторинга без отключения напряжения СТ повысит эффективность перехода от системы планово-предупредительных ремонтов (ранее проведенного в электросетевых предприятиях) к организации ремонтов по их техническому состоянию, что позволит снизить трудозатраты и материальные ресурсы на ремонт, благодаря возможности предотвращения быстроразвивающихся дефектов и повреждений СТ.

*ИДК ресурсной диагностики трансформаторов по маслу.* Как показывает практика эксплуатации, более 65 % аварийных отказов маслонаполненных СТ и их высоковольтных вводов в РСК вызваны развивающимися внутренними дефектами, связанными с временными изменениями физико-химических качеств и электрических свойств масла. Поэтому для эксплуатационного контроля внутреннего состояния СТ (как самых маслообъемных и дорогостоящих в электросетевом комплексе) необходима автоматизированная подсистема для их постоянного контроля и диагностики.

Для реализации данной автоматизированной подсистемы необходима разработка информационно-диагностического комплекса ресурсной диагностики трансформаторов по маслу (ИДК РДТМ), который должен осуществлять:

- сбор и обработку первичной информации на работающем СТ;
- выдавать результаты ее обработки в удобной форме;
- передавать эту информацию в архив;
- обращаться в справочно-информационный массив;
- ставить предварительный диагноз;
- принимать решения о дальнейших диагностических операциях.

ИДК РДТМ должен содержать информационные массивы выявляемых дефектов, методов контроля и параметров, характеризующих эксплуатационное состояние СТ. Благодаря необходимому уровню автоматизации и совместимости средств измерения с ПЭВМ должны обеспечиваться удобство получения и наглядность выходной информации.

Таким образом, ИДК РДТМ должен иметь высокую эффективность при решении задач: раннего выявления дефектов с оценкой общего технического состояния трансформатора; прогнозирования развития дефектов, оценки их опасности; локализации дефектов и определения объема ремонтно-восстановительных работ вплоть до рекомендаций о целесообразности замены трансформатора или его отдельных узлов; оптимизации ремонтно-технического обслуживания.

*Этапы исследования силовых трансформаторов.* Для информационного обеспечения ИДК РДТМ в ресурсной диагностике СТ должен быть предусмотрен контроль его внутреннего состояния (взятых проб масла), а также диагностика в объеме межремонтных испытаний. На уровне ресурсной диагностики проводится работа по оценке физического износа и обоснованию возможности продления эксплуатации и выявления внутренних развивающихся и аварийных дефектов, включающая: четыре этапа исследования СТ (рис. 5.1):

- лабораторный – физико-химический анализ проб масла и хроматографический анализ газов, растворенных в масле (ХАГРМ);
- тестовый – испытание и контроль параметров без отключения и с отключением напряжения;
- аналитический – диагностика состояния по полученным результатам исследований и экспертных запросов в БД;
- специализированной диагностической ревизии.

*Лабораторный этап.* На лабораторном этапе обычно по сокращенному химическому анализу трансформаторного масла анализируются взятые при внешнем обследовании пробы масла и заполняются соответствующие формы для последующего хранения результатов в БД. По результатам лабораторных испытаний определяют следующие семь свойств масла СТ: цвет; механические примеси; вода; кислотное число; температура вспышки; пробивное напряжение; тангенс угла диэлектрических потерь ( $\text{tg } \delta$ ) (при 20 и 90 °С).



**Рис. 5.1. Этапы исследования силовых трансформаторов 110 кВ**

Далее, на основе установленных свойств определяются характеристики масла в качестве изоляционной и охлаждающей среды, а также источника информации о внутреннем состоянии СТ. Результаты лабораторных испытаний позволяют выделить два состояния: «нормальное состояние масла» и «область риска».

«Нормальное состояние масла» соответствует интервалу значений: предельно допустимые после заливки в электрооборудование – предельная область нормального состояния в эксплуатации. В этом интервале гарантируется надежная работа электрооборудования при минимально необходимом контроле 3-х показателей сокращенного химического анализа масла: пробивного напряжения (кВ), кислотного числа (гидрат калия – КОН) и температуры вспышки в закрытом тигле.

«Область риска» по маслу соответствует интервалу значений: область нормального состояния – предельно допустимые показатели качества в эксплуатации. Ухудшение даже одного из вышеуказанных показателей сокращенного химического анализа масла приводит к снижению надежности СТ. В этом случае требуется более частый и расширенный контроль прогнозирования срока службы и/или принятия специальных мер по восстановлению эксплуатационных свойств масла. Таким способом можно предотвратить его замену и не выводить СТ в ремонт.

Снижение стабильности масла СТ как охлаждающей среды в результате «возрастного» окисления приводит к его помутнению и потемнению, появляются низкомолекулярные кислоты, отрицательно влияющие на изоляцию и вызывающие коррозию металлов, выпадает осадок и повышается вязкость, что ухудшает условия охлаждения обмоток.

Анализ проб масла СТ как источника информации о его состоянии основан на двух стадиях диагностики развивающихся дефектов по результатам ХАГРМ. Первая стадия – определение методом хроматографии концентрации растворенных в масле диагностических газов. Как правило, это следующие газы: водород ( $\text{H}_2$ ), оксид углерода (СО), диоксид углерода ( $\text{CO}_2$ ), метан ( $\text{CH}_4$ ), ацетилен ( $\text{C}_2\text{H}_2$ ), этилен ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ) и этан ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ).

Полученные в результате анализа данные о концентрации газов вводятся в базы данных. Здесь находятся значения верхних граничных концентраций диагностических газов – нормы, взятые из нормативных документов, опубликованных исследований и научных работ. Сравнение полученных результатов с нормами является диагностической оценкой на второй стадии исследования. При этом могут быть определены повреждения в виде локальных перегревов и частичных разрядов, искрения контактов и увлажнения, загрязнения и старения масла и твердой изоляции СТ.

Выявить и уточнить на практике большинство развивающихся повреждений позволяют относительные значения критериев – соотношения концентраций различных газов. В БД создаются соответствующие таблицы, позволяющие осуществлять диагностику повреждений в СТ.

Для установления опасности выявленных дефектов СТ необходимо провести оценку динамики и скорости изменения концентрации растворенных в масле газов, результат которой также вносится в БД и служит дополнением к другим дефектам (в части определения технического состояния СТ), обнаруженным на следующем этапе ресурсной оценки – тестовом.

*Тестовый этап.* Ресурсная оценка состояния СТ продолжается на втором тестовом этапе исследования. На тестовом этапе уточняются и выявляются другие дефекты, полнее оценивается состояние СТ. Для этого выполняется внутренний контроль характеристик образцов твердой изоляции и ее параметров.

Анализ образцов картона и бумаги, находящихся в баке СТ, позволяет выявить степень полимеризации и деструкции поверхностных слоев изоляции, что очень важно для прогноза возможного продолжения работы СТ. Определение коэффициента трансформации СТ дает возможность сделать выводы о состоянии обмоток и устройств переключения их ответвлений.

Увеличение потерь холостого хода свидетельствует о дефектах обмоток и магнитопровода. Исследование состояния обмоток на первом этапе позволяет получить количественные значения потерь холостого хода. Эта информация необходима для установления диагноза о возможном замыкании листов электротехнической стали магнитопровода, после чего уточняется причина дефекта: износ изоляции между листами из-за вибрации, некачественная обработка кромок листа и др.

Сопrotивление обмоток постоянному току измеряется с целью выявления конкретного места возникновения перегревов, приводящих к выгоранию части обмотки, нарушению пайки, деформациям и разрывам, непредусмотренным замыканиям на токоведущие части бака и на корпус.

При протекании через СТ токов сквозных короткого замыкания (к.з.) обмотки подвергаются значительным электродинамическим воздействиям. Одним из эффективных способов диагностики деформации обмоток является измерение напряжения к.з. и сопротивления току к.з. Тепловые испытания СТ на месте их установки наряду с ХАГРМ дают возможность выявить причины повышенных нагревов, старения масла и изоляции, уточнить зависимости между различными температурными факторами, влияющими на функционирование СТ, а также способствуют принятию решений о возможности дальнейшей эксплуатации.

Важным элементом для прогноза и тестовой диагностики являются профилактические испытания обмоток, высоковольтных вводов и регуляторов переключения напряжения (РПН) повышенным напряжением. Результаты исследования вносятся в БД и служат основанием для следующего этапа ресурсной диагностики.

*Аналитический этап* исследования состоит в оценке альтернатив предшествующей диагностики и принятия взвешенного решения. Необходимо учитывать данные тестового исследования, рекомендации завода-изготовителя, статистику повреждений СТ данного типа, сравнительный анализ аналогичных СТ, работающих в подобных условиях.

На основе всех полученных результатов аналитический этап завершается принятием одного из решений:

- продлить эксплуатацию СТ по системе технического обслуживания и ремонтов, осуществляя плано-предупредительные ремонты. При этом контролируемые параметры должны соответствовать требованиям Правил технической эксплуатации и другим нормативам;

- продлить эксплуатацию СТ с улучшенной диагностикой, так как отклонения от нормы некоторых параметров требуют оценки скорости развития процесса на относительно продолжительном отрезке времени, который, однако, меньше установленного соответствующими нормативами технического обслуживания и плано-предупредительными ремонтами;

- продлить эксплуатацию СТ, уменьшив нагрузку, так как эксплуатация при номинальной нагрузке соответствует сложившимся на данный момент условиям и может привести к быстро развивающимся дефектам;

- перейти к исследованию для определения состава и объема ремонта СТ поскольку имеются дефекты, в том числе и полностью не определенные, не позволяющие продолжить эксплуатацию без их устранения путем ремонта СТ в специализированной ремонтной организации.

*Этап специализированной диагностической ревизии* осуществляется персоналом специализированной ремонтной организации. Этот уровень имеет большое значение для оценки достоверности предыдущих исследований, их совершенствования и пополнения БД. В то же время

эффективность этого этапа зависит от ранее полученных результатов. Здесь предстоит принятие одного из решений, связанных с выводом СТ из эксплуатации:

- проведение ревизии (внутренний осмотр с подъемом колокола и/или активной части) для определения объема требуемого ремонта СТ;
- выбор схемы капитального ремонта;
- модернизация.

Таким образом, для информационного обеспечения ИДК РДТМ в оценке физического износа и обоснования возможности продления эксплуатации и выявления развивающихся и аварийных дефектов необходимо установить четыре этапа исследования СТ: лабораторный (начально-необходимый), тестовый (определятельно-основной), аналитический (сопоставительно-направляющий) и специализированной диагностической ревизии (окончательно-решающий).

#### *Диагностика силовых трансформаторов под рабочим напряжением.*

В настоящее время в каждой РСК, входящей в состав «МРСК Центра», эксплуатируется более 50 % СТ, которые отработали нормативный срок службы и дальнейшую их эксплуатацию необходимо обосновать. В то же время для оценки состояния изоляции этих СТ необходимо значительное количество персонала, занимающегося диагностированием, а также транспортные средства и средства измерений, в противном случае указанный парк трансформаторов может привести к аварийному отказу в любое время.

Следовательно, вопрос выявления дефектов на ранней стадии их возникновения у нормальных и, особенно, отработавших нормативный срок СТ для каждой РСК является острой проблемой.

В то же время существующие традиционные средства и методы диагностирования состояния изоляции СТ не позволяют в полной мере выявить дефекты на ранней стадии их образования. Связано это с рядом причин:

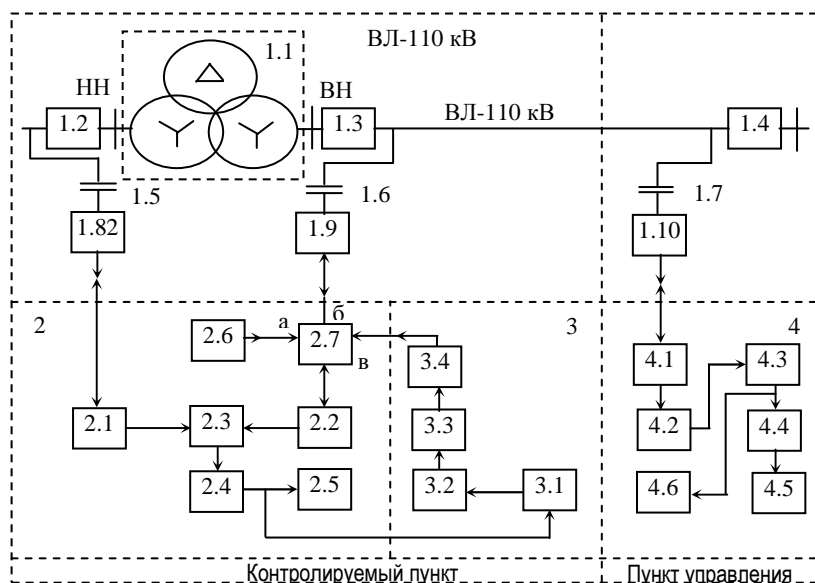
- во-первых, методы, используемые в настоящее время (измерение тангенса угла диэлектрических потерь  $\text{tg}\delta$ , коэффициента абсорбции  $K_{\text{абс}}$  и др.), не обнаруживают опасных ухудшений состояния изоляции, не чувствительны к ее старению, а в некоторых случаях ошибочно оценивают состояние изоляции;
- во-вторых, большинство применяемых методов основаны на использовании явления абсорбции, но на абсорбционные зависимости изоляции, кроме увлажнения, влияет целый ряд факторов, например: температура, погрешность измерительной аппаратуры, затрудняющих определение состояния изоляции и т.д.;
- в третьих, существующие методы проверки изоляции определяют состояние только части объема изоляции и не могут характеризовать состояние изоляции по всему объему трансформатора;
- в четвертых, всем традиционным методам присуща зависимость результатов измерений от физико-химических показателей масла, в то же время продукты разложения масла и твердой изоляции вносят большие погрешности в оценку состояния изоляции;
- в пятых, результаты контроля на *отключенном трансформаторе* значительно отличаются от результатов в рабочем состоянии из-за температурного режима, миграции влаги в системе «бумага – масло», напряженности электрического поля в составных частях силового трансформатора.

Анализ перечисленных методов определяет следующие основные требования, предъявляемые к разрабатываемым методам диагностирования состояния изоляции силовых трансформаторов:

- универсальность, позволяющая учитывать как старение, так и увлажнение изоляции, а также простота, высокая чувствительность и однозначность оценки;
- обладание положительной диагностической ценностью в зоне нормируемых значений параметров оценки состояния изоляции *работающих силовых трансформаторов*, в наибольшей степени отражающих весь комплекс физико-химических закономерностей, происходящих в изоляции при ее старении.

Из этого следует, что для обнаружения быстроразвивающихся дефектов диагностирование силовых трансформаторов должно включать в себя оперативный контроль *под рабочим напряжением*, так как именно такой способ позволяет наиболее полно выполнить вышеперечисленные требования, предъявляемые к определению состояния их изоляции.

## 5.2. СПОСОБ КОНТРОЛЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ



**Рис. 5.2. Структурная схема устройства контроля состояния изоляции силовых трансформаторов 110/35/10 кВ**

После всесторонней оценки технического состояния силовых трансформаторов и принятия решения о продлении ресурса работы возникает вопрос о их диагностике в режиме мониторинга.

Вместе с тем, в электросетевом комплексе 220 кВ и выше существует способ контроля силовых трансформаторов под рабочим напряжением, основанный на постоянном измерении диэлектрических свойств внутренней изоляции. Однако широкого распространения он не получил из-за сложной и дорогостоящей оснастки технических средств контролируемого оборудования, а в классе напряжения сети 110 кВ и ниже применение данного метода для СТ – экономически не целесообразно.

В связи с этим, авторами и коллективами кафедр «Электрооборудование и автоматизация» и «Биомедицинская техника» Тамбовского государственного технического университета разработано устройство телеконтроля состояния изоляции СТ под рабочим напряжением на подстанциях.

На рис. 5.2 представлена схема предлагаемого устройства телеконтроля состояния изоляции СТ для данного класса напряжения.

Устройство содержит: штатное электрооборудование 1 подстанций, включающее контролируемый силовой трансформатор 1.1 с выводами обмотки низкого НН и обмотки высокого ВН напряжения, трех заградителей 1.2, 1.3 и 1.4, конденсаторов связи 1.5, 1.6 и 1.7 и фильтров присоединения 1.8, 1.9 и 1.10;

ВЧ тракт, организованный по воздушной линии ВЛ-110кВ; контроллер 2, имеющий первый выпрямитель 2.1, второй выпрямитель 2.2, дифференциальный усилитель 2.3, усилитель мощности 2.4, блок индикации 2.5, генератор высокой частоты 2.6 и мостовой разделительный фильтр 2.7 с диагональю питания «а – в» и диагональю измерения «б – г»; передатчик 3, содержащий пусковой блок 3.1, генератор 3.2 модулированных высокочастотных сигналов, усилитель 3.3 мощности связи и линейный фильтр 3.4; приемник 4, включающий входной фильтр 4.1, промежуточный фильтр 4.2, усилитель 4.3 высокой частоты, демодулятор 4.4, блок 4.5 сигнализации и блок 4.6 контроля несущей высокочастотного сигнала.

Устройство работает следующим образом.

Генератор 2.6 контроллера 2 вырабатывает синусоидальные высокочастотные сигналы ( $50 \pm 5$  кГц, мощность выходного сигнала не менее 5 Вт и выходное напряжение не более 50 В), которые поступают через мостовой разделительный фильтр 2.7, имеющий малое входное сопротивление в плечах «а – б» и «а – г» и большое сопротивление в плечах «б – в» и «в – г» для данного сигнала, на первый фильтр 1.9 присоединения, конденсатор 1.6 связи и заградитель 1.3 высокочастотного сигнала (полоса заграждения в зависимости от настройки 100 кГц – 1,0 МГц), имеющий малое сопротивление для токов частоты  $50 \pm 5$  кГц и далее на обмотку ВН 110 кВ проверяемого трансформатора 1.1 и одновременно на вход второго выпрямителя 2.2 напряжения.

Сигнал, прошедший через диагностируемый трансформатор 1.1, поступает через вторые заградитель 1.2, имеющий малое сопротивление для токов частоты  $50 \pm 5$  кГц, конденсатор 1.5 связи,

фильтр 1.8 присоединения и далее на первый выпрямитель 2.1 напряжения. С выходов выпрямителей напряжения 2.1 и 2.2 высокочастотные сигналы поступают на входы дифференциального усилителя 2.3, результирующий сигнал которого через усилитель мощности 2.4 воздействует на блок индикации 2.5, показывающий состояние изоляции, и далее, в случае отклонения от нормы, на пусковой блок 3.1 передатчика.

Структурная схема передатчика 3 содержит генератор 3.2 модулированных высокочастотных сигналов (ГМВС) – (100 кГц – 1 МГц). Управление передатчиком 3 осуществляется через пусковой блок 3.1.

С выхода ГМВС 3.2 сигнал через усилитель 3.3 мощности и линейный фильтр 3.4 поступает через ВЧ-кабель в мостовой разделительный фильтр 2.7, имеющий малое входное сопротивление в плече «б – в» и большое сопротивление в плечах «а – б» и «в – г» для данного сигнала, и далее через фильтр 1.9 присоединения, конденсатор 1.6 связи поступает в линию электропередачи 110 кВ, по которой организован ВЧ-тракт.

ВЧ-тракт, выполненный по схеме фаза – земля, образуется одним из проводов линии 110 кВ и оборудованием обработки и присоединения, состоящим из заградителей 1.3 и 1.4, конденсаторов связи 1.6 и 1.7, фильтров присоединения 1.9 и 1.10, соответственно, высокочастотных кабелей, соединяющих выход «б» мостового разделительного фильтра 2.7 с входом фильтра 1.9 присоединения на контролируемом пункте, а также выход фильтра 1.10 присоединения с входом фильтра 4.1 приемника 4 на пункте управления. Заградители 1.3 и 1.4, представляющие собой параллельный резонансный контур, имеют большое сопротивление для токов ВЧ частотой 100 кГц – 1,0 МГц в сторону выводов обмоток высокого напряжения трансформаторов и незначительное сопротивление для токов диапазона промышленной частоты 50 Гц до частоты контроля  $50 \pm 5$  кГц.

С одной стороны, конденсаторы связи 1.5 и 1.6 с фильтрами присоединений 1.8 и 1.9, соответственно, служат для пропускания токов сигналов генератора частотой  $50 \pm 5$  кГц. С другой стороны, конденсаторы связи 1.6 и 1.7 вместе с фильтрами присоединения 1.9 и 1.10, соответственно, образуют несимметричные четырехполюсники, служащие для согласования входных сопротивлений линии и ВЧ-кабелей и для разделения токов частоты 50 Гц от полосы высоких частот 100 кГц – 1,0 МГц.

Затухание ВЧ-тракта электрооборудования 1

$$\alpha_{\text{тр}} = 10 \lg (P_1/P_2),$$

где  $P_1$  и  $P_2$  – кажущаяся мощность в пунктах приема и передачи, соответственно.

При этом, чем выше частота, тем больше затухание. Перекрываемое затухание аппаратуры канала определяется по выражению

$$\alpha_{\text{п}} = P_{\text{пер}} - P_{\text{пр}},$$

где  $P_{\text{пер}}$  – мощность передачи;  $P_{\text{пр}}$  – необходимая мощность приема. Запас по перекрываемому затуханию  $\Delta\alpha_{\text{п}} = \alpha_{\text{п}} - \alpha$  должен составлять 10...15 дБ.

Уровень порога чувствительности приемника 4 выбирается по формуле

$$P_{\text{ч}} = P_{\text{пер}} - (\alpha_{\text{тр}} + A_{\text{зап}} \Delta P_{\text{пр}}),$$

где  $A_{\text{зап}}$  – минимально допустимый запас по перекрываемому затуханию, равный 10 дБ;  $\Delta P_{\text{пр}} = 10 \lg (\Delta f / 1400)$  – уменьшение чувствительности приемника при полосе пропускания  $\Delta f$ , отличной от нормированной.

ВЧ-сигнал, приходящий в приемник 4 с противоположного конца ВЛ-110 кВ через конденсатор 1.7 связи, фильтр 1.10 присоединения, входной фильтр 4.1, промежуточный фильтр 4.2, усилитель 4.3 высокой частоты, поступает на вход демодулятора 4.4 значений полезной составляющей манипулированного сигнала частотой 300...600 Гц и далее в блок 4.5 сигнализации для оповещения дежурного персонала пункта управления, а также на вход блока 4.6 контроля значений несущей высокочастотного сигнала передатчика 3.

Доказательство эффективности устройства для контроля состояния СТ:

1. По оперативности. Эффективность по оперативности  $\Theta_{\tau}$  определяется отношением времени, затрачиваемого на контроль состояния СТ прототипа  $\tau_1$ , к времени предлагаемого решения  $\tau_2$ :

$$\Theta_{\tau} = \tau_1 / \tau_2.$$

Оперативность контроля складывается из времени  $i$ -х операций длительностью  $\tau_i = i \cdot \tau_0$  соответственно прототипа и инновации:

$$\tau_1 = \sum_{i=1}^n \tau_{01}; \tau_2 = \sum_{i=1}^m \tau_{02}.$$

Предполагая для простоты рассуждений равное число операции  $m = n$ , тождественность  $\tau_i + 1$  и кратность  $\tau_{01} = k \cdot \tau_{02}$  операций, находим эффективность по оперативности:

$$\Theta_\tau = \tau_{01} / \tau_{02} = k.$$

Учитывая, что длительность операций в предлагаемом устройстве за счет автоматизации и телеметрии не превышает 1 мин, а в прототипе не ограничивается часом (60...180 мин) из-за выезда бригады на объект контроля, очевидно  $k = 60...180$ . Следовательно, эффективность по оперативности предлагаемого решения на два порядка выше прототипа за счет автоматизации и телеметрии.

2. По экономичности. Эффективность по экономичности  $\Theta_3$  является отношением себестоимости прототипа  $S_1$  к себестоимости инновации  $S_2$ :

$$\Theta_3 = S_1 / S_2.$$

Себестоимость оценивается трудозатратами за единицу времени и регламентируется временем контроля. Предполагая равноценные почасовые трудозатраты на контроль электрооборудования, получаем тождественность эффективностей:

$$\Theta_3 = \Theta_\tau,$$

так как  $S = T\tau$  и соответственно для  $T_1 = T_2$

$$\Theta_3 = T_1\tau_1 / T_2\tau_2 = \tau_{01} / \tau_{02}.$$

Из этого следует, что  $S_1 = kS_2$  или себестоимость прототипа в  $k$  раз, т.е. в 60 – 180 раз выше себестоимости предлагаемого решения. Следовательно, эффективность по экономичности в инновации на два порядка выше прототипа за счет автоматизации телеметрического контроля трансформаторов подстанций, организуемого без отключения питающей сети от рабочего напряжения.

В конечном счете, использование штатного электрооборудования высокочастотных обработок связи 35 и 110 кВ подстанций, а также передатчика и приемника, связанных высокочастотным трактом по воздушной линии электропередачи 110 кВ, позволяет в предлагаемом решении повысить на два порядка оперативность и снизить на два порядка себестоимость контроля состояния изоляции силовых трансформаторов за счет автоматизации и телеметрического анализа силового оборудования подстанций в рабочем режиме без отключения напряжения сети. Это позволяет непрерывно систематизировать и прогнозировать качество электрооборудования и повысить эффективность эксплуатации электрических сетей.

Таким образом:

– диагностика трансформаторов электросетевого комплекса 110 кВ РСК должна включать информационно-диагностический комплекс ресурсной диагностики трансформаторов по маслу ИДК РДТМ с информационным обеспечением в виде четырехэтапного исследования и возможностью их оперативного контроля под рабочим напряжением, с целью раннего выявления развивающихся и аварийных дефектов внутренней маслябумажной изоляции;

– традиционные способы определения влагосодержания трансформаторного масла (одного из основных показателей качества) не полностью удовлетворяют требованиям эксплуатации, подчас сложны и не всегда дают объективную оценку состояния внутренней масляной изоляции трансформаторов;

– внедрение частотного телеконтроля силовых трансформаторов без отключения напряжения с применением штатного электрооборудования дает значительный экономический эффект и позволяет в будущем создать эффективную автоматизированную систему мониторинга СТ-110 кВ в рамках каждой РСК.



### 5.3. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЛАЖНОСТИ МАСЛА

В настоящее время существует ряд традиционных методов определения влажности трансформаторного масла в стационарных условиях: химический, электрохимический (кулонометрический), хроматографического анализа и парогазовый [31].

*Химический метод определения массовой доли растворенной воды* применяется для контроля качества электроизоляционных масел и масел специального назначения в процессе их осушки, заливки и эксплуатации.

Сущность метода заключается во взаимодействии гидрида кальция ( $\text{CaH}_2$ ) с растворенной водой, измерении объема выделившегося при этом газа, вычислении объема водорода, соответствующего окончанию реакции, и массовой доли растворенной воды.

Для определения массовой доли растворенной воды применяют прибор типа ПВН. Продолжительность одного опыта по определению влагосодержания – 45 мин. В процессе испытания контролируется температура внутри реакционного сосуда прибора ПВН. Значения выделившегося объема водорода и температуры испытания фиксируются каждые 5 мин.

Массовую долю воды ( $m$ ) в испытуемом масле в миллиграммах вычисляют по формуле

$$m = 0,804 V_{\infty} K, \quad (5.1)$$

где  $V_{\infty}$  – объем водорода, который выделился бы при бесконечной продолжительности опыта,  $\text{см}^3$ ; 0,804 – стехиометрический коэффициент в реакции между водой и гидридом кальция с образованием водорода;  $K$  – коэффициент, с помощью которого делается поправка на отличие температуры и давления от нормальных, вычисляют по формуле

$$K = \frac{273}{273 + t} \frac{P_a}{0,101}, \quad (5.2)$$

где  $t$  – температура в конце испытания,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $P_a$  – атмосферное давление в конце испытания, МПа (мм рт. ст.). Массу воды  $w$  в миллиграммах на кубический дециметр вычисляют по формуле:

$$w = \frac{1000m}{V'_M}, \quad (5.3)$$

где  $m$  – массовая доля воды, мг;  $V'_M$  – объем испытуемого масла,  $\text{см}^3$ .

Результаты измерений влагосодержания масла (г/т или весовые проценты) с поправками на изменение температуры заносят в таблицу и строят график на их основании. За результат испытания принимают среднее арифметическое двух последовательных определений, допускаемые расхождения между которыми не должны превышать значений, указанных в таблице.

Как показывает опыт, химический метод является точным методом с небольшим количеством применяемых индикаторов и реагентов. Однако довольно громоздок из-за расчета результатов измерений графическим и табличным способами.

*Электрохимический анализ влажности (кулонометрический метод)*. Данный метод определения воды применяется для свежих эксплуатационных и отработанных масел кулонометрическим титрованием на автоматическом приборе по методу Карла Фишера.

Приборы для кулонометрического титрования состоят из стеклянной измерительной ячейки с платиновыми электродами, электромагнитного перемешивающего устройства и электронного блока, определяющего окончание титрования и измеряющего количество электричества, затраченного на электролиз воды в реактиве К. Фишера.

Во время титрования методом К. Фишера происходят сложные химические реакции, но, в основном, это реакция воды с йодом и двуокисью серы. Их можно представить следующим образом:



В кулонометрическом титровании К. Фишера образец смешивается с раствором йода и двуокиси серы в пиридин-метанольной смеси. Йод, образующийся электролитическим путем, взаимодействует с водой по механизму реакций (5.4) и (5.5).

По закону Фарадея количество образующегося йода пропорционально количеству электричества, израсходованного на реакцию:



Как показано в реакции (5.4), происходит стехиометрическое взаимодействие 1 моля йода с 1 молем воды таким образом, что 1 мг воды соответствует 10,72 Кл. Основываясь на этом принципе, можно рассчитать количество воды непосредственно по количеству электричества (количеству кулонов), израсходованного на электролиз.

Влагосодержание диэлектриков в мкг/кг (г/т) или весовых процентах вычисляют по формуле:

$$C_{\text{H}_2\text{O}} = m/M,$$

где  $C_{\text{H}_2\text{O}}$  – влагосодержание диэлектрика, мкг/кг (г/т);  $m$  – количество оттитрованной воды, показываемое прибором, мкг;  $M$  – масса внесенной пробы диэлектрика, г.

Следовательно, электрохимический метод является достаточно простым методом титрования, но применим для содержания воды в достаточно узком диапазоне измерения от 2 до 100 г/т.

*Хроматографический анализ (газовое определение содержания воды).* Влажность масла – содержание в масле воды как в молекулярно-растворенной (далее растворенной), так и в связанной формах, которые находятся в масле в состоянии динамического равновесия и в зависимости от условий (температуры, нагрузки, степени увлажнения масла и твердой изоляции) могут переходить из одной формы в другую.

Основное влияние на пробивное напряжение масла оказывает растворенная в нем вода, содержание которой в масле нормируется. Одним из основных методов увеличения пробивного напряжения масла является его сушка, при которой удаляется, в основном, растворенная вода. Однако при этом происходят смещение равновесия между связанной и растворенной водой и образование последней из связанной.

Таким образом, связанная вода является источником растворенной и наоборот. Следовательно, целесообразно определять как растворенную, так и связанную воду.

Газохроматографический анализ определяемых компонентов (растворенная и связанная вода) в трансформаторном масле реализуется на любом газовом хроматографе с детектором по теплопроводности (ДТП) с прямым вводом малой пробы масла (25...100 мкл) в испаритель хроматографа.

Температура испарителя – 250...300 °С, поэтому вся вода, присутствующая в масле, переходит в газообразное состояние. Вода и воздух газом-носителем (гелием) переносятся в хроматографическую колонку, где происходит их разделение, а затем – в ДТП.

Расчет содержания воды в исследуемой пробе масла  $A_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{M}}$  производят по формуле:

$$A_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{M}} = A_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{K.M}} \frac{S_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{H}_2\text{O}}(h)}{S_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{K.M}}(h)}, \quad (5.7)$$

где  $A_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{K.M}}$  – содержание воды в калибровочном масле, г/т;  $S_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{H}_2\text{O}}(h)$  – площадь (высота) пика воды для исследуемого масла, мм<sup>2</sup> (мм);  $S_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{K.M}}(h)$  – площадь (высота) пика воды для калибровочного масла, мм<sup>2</sup> (мм).

Хроматографический анализ позволяет определить широкий диапазон концентраций воды в масле, но является сложным процессом в определении влагосодержания по составу растворенных в масле газов.

*Парогазовый анализ общего газосодержания и влажности (растворенной воды).* Метод предназначен для периодического контроля содержания воздуха и воды в трансформаторных маслах в процессе эксплуатации трансформаторов при заливке их маслом.

Растворенный в масле газ рассматривается как двухкомпонентная система: воздух – водяной пар. Воздух рассматривается как однородный газ с коэффициентом растворимости  $B$ , равным 0,11. Проведенные исследования показали, что его можно считать одинаковым для всех сортов масел.

Водяной пар имеет свой, отличный от воздуха, коэффициент растворимости  $B_1$ , причем он меняется для разных сортов масел, потому его необходимо определять в каждом конкретном случае. Проба масла вводится в предварительно вакуумированный испытательный сосуд в специальном устройстве (УИВВМ). Газ, растворенный в масле, распределяется между жидкой и газовой фазами до установления равновесия. По масляному манометру определяется давление в системе  $h_1$ . Затем надмасляное пространство вакуумируется и проба масла перемешивается до установления равновесия между жидкой и газовой фазами. Измеряется новое давление  $h_2$ . Полученные из опыта значения используются для расчета концентраций растворенных в масле воздуха  $A_{\text{B}}^{\text{M}}$  и воды  $A_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{M}}$ .

Расчет общего газосодержания и влажности (% об.) в масле ведется по формулам:

$$A_{\text{г}}^{\text{м}} = \frac{(1+BX)^2 B_1}{Xh_0(B_1-B)} h_1 - \frac{(1+BX)^2(1+B_1X)}{X^2 h_0(B_1-B)} h_2 - (1-B) \frac{h_{\text{ост}}}{h_0}; \quad (5.8)$$

$$A_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{м}} = \frac{(1+B_1X)^2(1+BX)}{X^2 h_0(B_1-B)} h_2 - \frac{(1+B_1X)^2 B}{Xh_0(B_1-B)} h_1, \quad (5.9)$$

где  $h_1, h_2$  – давление по масляному манометру, мм;  $h_0$  – высота столба масла, залитого в манометре, которая соответствовала бы нормальному атмосферному давлению, мм;  $B_1$  – коэффициент растворимости воды в испытываемом масле;  $B$  – условный коэффициент растворимости воздуха в испытываемом масле;  $h_{\text{ост}}$  – остаточное давление в приборе, мм;

$X = V_{\text{м}}/V_{\text{г}}$  – метка, соответствующая объему залитого масла;  $X=0,20$  – для трансформаторов без пленочной защиты;  $X=0,50$  – для трансформаторов с пленочной защитой. Пересчет процентных значений концентрации воды ( $A_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{м}}$ ) в массовые проводится по формуле

$$A_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{м}} (\text{г/т}) = 8,5 A_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{м}} (\% \text{ об.}) \quad (5.10)$$

Таким образом, парогазовый метод является высокоточным методом, но требует применения специального вакуумированного оборудования.

В то же время опыт профилактических работ, проводимых в филиалах «МРСК Центра», свидетельствует о том, что стационарные методы проверки масла в качестве внутренней изоляции СТ, применяемые в настоящее время, не удовлетворяют требованиям эксплуатации, подчас сложны и не всегда дают объективную оценку состояния масляной изоляции трансформатора. Поэтому для прогнозирования их работоспособности необходим поиск новых методов, а также средств контроля и диагностирования внутреннего состояния маслбумажной изоляции.

В связи с актуальностью вышеизложенной проблемы, авторами и коллективом кафедры «Биомедицинская техника» Тамбовского государственного технического университета разработаны способ и устройство определения влажности трансформаторного масла по импульсной динамической характеристике.

Способ определения влажности трансформаторного масла по импульсной динамической характеристике заключается в том, что осуществляют контакт с образцом с помощью двух электродов, расположенных вдоль линии на фиксированном расстоянии друг от друга, прикладывают напряжение на измерительную ячейку и определяют влажность по предельному току. Предельный ток определяют за фиксированный интервал времени прямо пропорционально измеряемому напряжению на линейном участке импульсной динамической характеристики измерительной ячейки, состоящей из последовательно включенных емкостной ячейки с трансформаторным маслом и эталонной емкости, и определяют влажность по калибровочной характеристике.

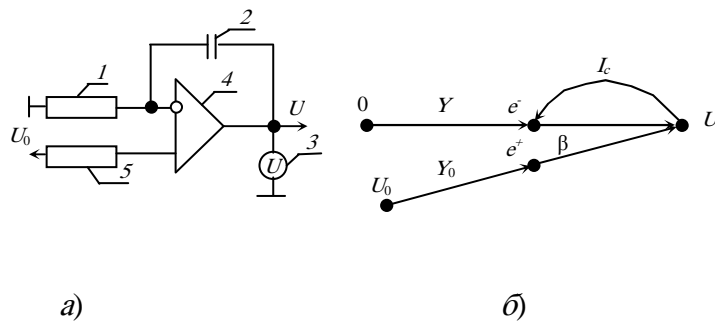
В данном способе калибровочной характеристикой служит функция нормированной влажности с произвольной константой тока сухого трансформаторного масла, которую определяют в процессе измерения предельных токов на двух эталонах, соответствующих нижней и верхней границам измеряемого диапазона.

В устройство для определения влажности масла по импульсной динамической характеристике дополнительно введен операционный усилитель (ОУ) с избыточным коэффициентом усиления  $\beta \rightarrow \infty$ , в отрицательную обратную связь которого включена измерительная ячейка 1 с эталонной емкостью 2, образующие с ОУ 4 интегратор, к прямому входу – подключено опорное напряжение  $U_0$  через эталонное сопротивление 5, а к выходу – индикатор напряжения 3 для измерения амплитуды  $U$  (рис. 5.3, а).

Предлагаемый способ включает 2 этапа:

- измерение предельного тока исследуемого образца;
- калибровка на эталонных материалах для определения действительных значений влажности.

Этап 1. Прикладывают напряжение на измерительную ячейку и определяют предельный ток  $I_{\text{п}}$  в образце за фиксированный интервал времени  $\tau_0$  прямо пропорционально измеряемому напряжению  $U$  на линейном участке импульсной динамической характеристики измерительной ячейки, состоящей из последовательно включенных ячейки с исследуемым маслом 1 и эталонной емкости 2.



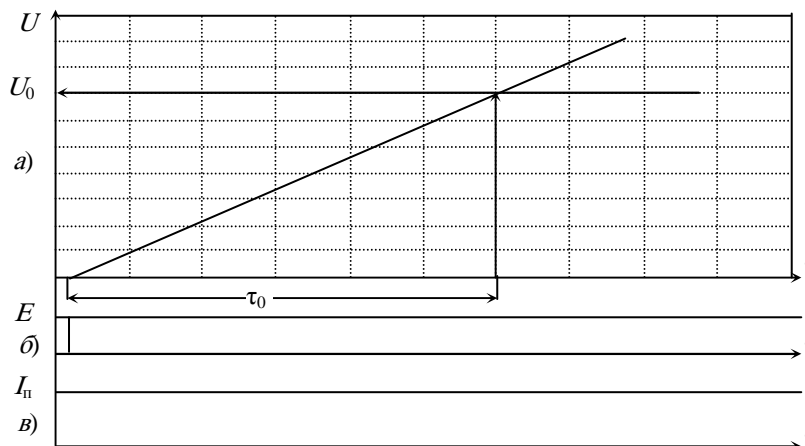
**Рис. 5.3. Устройство определения влажности (а) по импульсной динамической характеристике и схема замещения (б)**

Экспериментальная зависимость динамического процесса от приложенного напряжения на измерительную ячейку осуществляется по линейному закону за счет избыточного усиления ОУ 4:

$$U = \frac{E}{T} \tau. \quad (5.11)$$

Предельный ток  $I_n = E/T$  (рис. 5.4, а) для линейной зависимости  $U(\tau)$  служит ее углом наклона и является постоянной величиной (рис. 5.4, в) во времени.

Доказательство зависимости (5.11) проведем заменой структурной схемы (см. рис. 5.3, а) схемой замещения (см. рис. 5.3, б) и составлением системы уравнений для неизвестных узлов с потенциалами  $e_-$ ,  $e_+$  и  $U$  по правилам Кирхгофа:



**Рис. 5.4. График зависимости  $I_n = E/T$**

$$\begin{cases} e_- Y = Y \cdot 0 + I_c; \\ e_+ Y_0 = U_0 Y_0; \\ U = (e_+ - e_-) \beta. \end{cases} \quad (5.12)$$

Для избыточного усиления ОУ 4 потенциалы равны:

$$e_- = e_+ \text{ при } \beta \rightarrow \infty. \quad (5.13)$$

Используя (5.13), приведем систему (5.12) к виду

$$\frac{C}{Y} \frac{dU}{dt} = U_0$$

с учетом тока  $I_c = C \frac{dU}{dt}$ , где  $C$  – эталонная емкость измерительной ячейки.

Введем постоянную времени  $T = C/Y$  измерительной ячейки:

$$T \frac{dU}{dt} = U_0. \quad (5.14)$$

Разделим переменные интегрирования и проинтегрируем по частям уравнение

$$\int_0^U dU = \frac{1}{T} \int_0^\tau U_0 dt,$$

а после подстановки пределов получим исследуемую динамическую характеристику  $U(U_0, t)$ :

$$U = \frac{1}{T} \int_0^\tau U_0 dt, \quad (5.15)$$

откуда и следует зависимость (5.11).

Избыточность усиления  $\beta \rightarrow \infty$  обеспечивает линейность характеристики (5.15) и ее параметров  $\frac{E}{T} = \frac{U_0}{\tau} = I_n$ , таким образом, зависимость (5.11) примет вид

$$U = I_n \tau, \quad (5.16)$$

а предельный ток равен отношению

$$I_n = \frac{U}{\tau}.$$

При фиксированном времени  $\tau_0$  измерения  $\tau = \tau_0$ , зависимость (5.16) примет вид

$$I_n = \frac{U}{\tau_0}, \quad (5.17)$$

следовательно, предельный ток  $I_n$  на линейной динамической характеристике пропорционален измеряемому напряжению  $U$  за фиксированный интервал  $\tau_0$  времени.

Этап 2. По аналогии с ВАХ полупроводников

$$I = I_n \left( e^{\frac{U}{U_0}} - 1 \right)$$

влажностная характеристика масла выглядит следующим образом:

$$I_n = I_S^* e^{\frac{W}{W_{0i}}}. \quad (5.18)$$

Параметр  $I_S^*$  является произвольной константой тока структуры сухого масла, а параметр  $W_{0i}$  – функцией нормированной влажности, компенсирующей неопределенность константы.

Из формулы (5.18) следует зависимость влаги  $W$  от предельного тока  $I_n$ :

$$W = W_{0i} \ln \left( \frac{I_n}{I_S^*} \right). \quad (5.19)$$

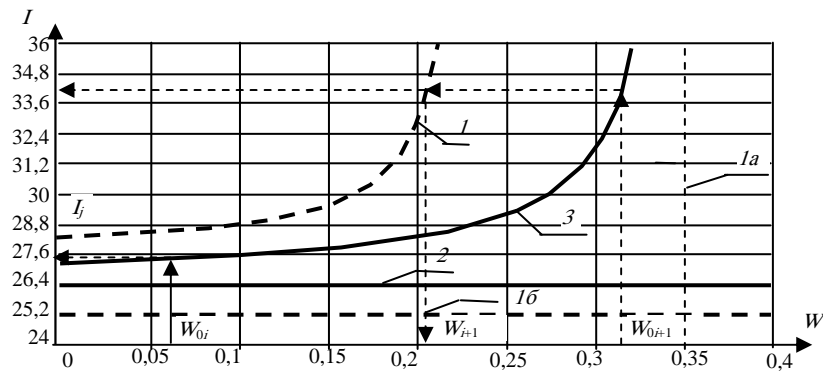
Неизвестную функцию  $W_{0i}$  можно найти из сопоставления формулы (5.19) с эквивалентом  $W_0$  влажностной характеристики (рис. 5.5, кривая  $I$ ) с информативными параметрами  $W_0$  и  $I_S$ :

$$W_0 = W_0 \ln \left( \frac{I_i}{I_S} \right), \quad (5.20)$$

где  $I_i = I_{ni}$  – предельный ток для  $i$ -го измерения влажности.

Из уравнений (5.19) и (5.20) зависимость  $W_{0i}$  (рис. 5.5, кривая  $\mathcal{E}$ ) можно выразить через информативные параметры  $W_0$  и  $I_S$  эквивалентной кривой  $I$  (рис. 5.5):

$$W_{0i} = W_0 \frac{\ln \left( \frac{I_i}{I_S} \right)}{\ln \left( \frac{I_i}{I_S^*} \right)}. \quad (5.21)$$



**Рис. 5.5. График расчета информативных параметров  $W_0$  и  $I_S$**

Калибровка на эталонах границ диапазона служит для расчета информативных параметров  $W_0$  и  $I_S$  для оптимизации экспериментальной статической (5.21) характеристики (рис. 5.5, кривая 3) относительно эквивалентной влажностной зависимости (рис. 5.5, кривая 1).

При калибровке измеряют значения предельного тока  $I_{pi} = I_j$  в нижней и  $I_{pi+1} = I_{j+1}$  в верхней границах нормируемого диапазона влажности на эталонных материалах с известной влажностью  $W_{j0}$  и  $W_{j+1,0}$  (рис. 5.5).

Алгоритм расчета информативных параметров  $W_0$  и  $I_S$  находят по формуле (5.21) из системы двух уравнений для первого  $i$ -го и второго  $(i+1)$ -го измерений.

Решая систему уравнений (5.21) для  $i$ -х и  $(i+1)$ -х измерений находим значения информативных параметров тока  $I_S$  сухого масла:

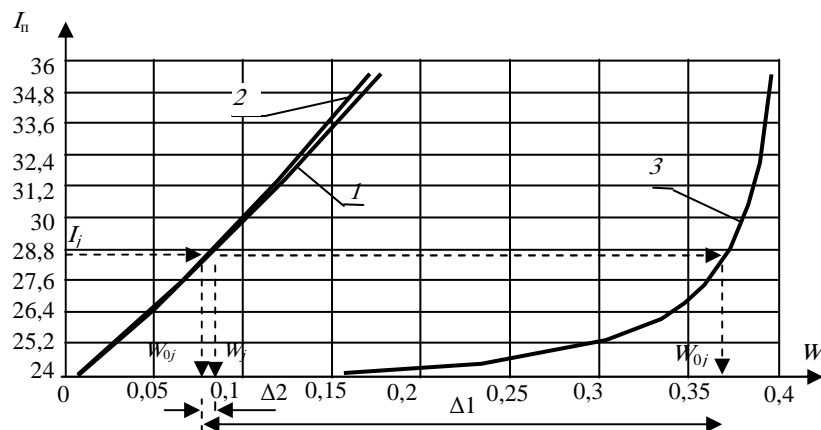
$$I_S = W_{i+1}^{-W_j} \sqrt{\frac{(I_j)^{W_{i+1}}}{(I_{i+1})^{W_j}}} \quad (5.22)$$

и нормированной влажности  $W_0$

$$W_0 = \frac{W_{i+1} - W_i}{\ln(I_{i+1} / I_i)}, \quad (5.23)$$

где приняты сокращения

$$W_i = W_{j0} \ln\left(\frac{I_i}{I_S^*}\right); \quad W_{i+1} = W_{j+1,0} \ln\left(\frac{I_{i+1}}{I_S^*}\right).$$



**Рис. 5.6. График влажности в  $j$ -м эксперименте**

Полученные параметры  $W_0$  и  $I_S$  однозначно определяют функцию нормированной влажности (5.21), поэтому их принимают за информативные параметры (рис. 5.5,  $Ia$ ,  $Ib$ ) и строят калибровочную кривую (рис. 5.5, кривая 3).

Определяют влажность в  $j$ -м эксперименте. Для этого находят предельный ток  $I_{pi} = I_j$  исследуемого материала 1 по линейной зависимости (5.17), по калибровочной функции (5.21) нормированной влажности (рис. 5.6, кривая 3) определяют значение  $W_{0j}$  и по функции (5.19)  $W(W_{0j})$  в нормированном диапазоне калибровки  $\{W_j, W_{j+1}\}$  определяют действительную влажность  $W_j$  (рис. 5.6, кривая 1).

Докажем эффективность калибровки.

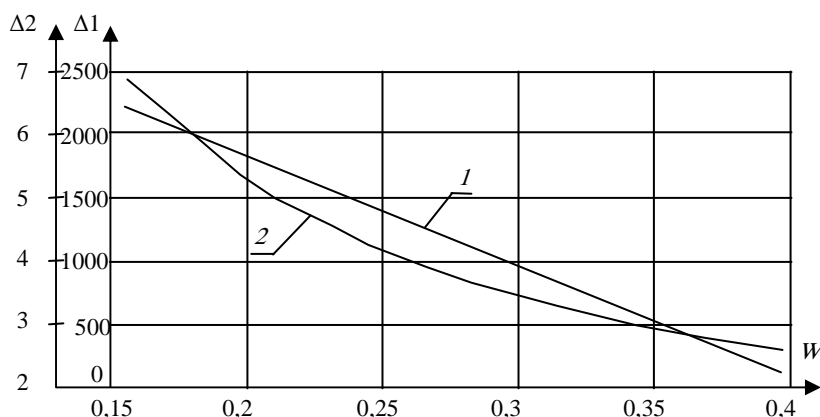
Относительные отклонения от эксперимента  $\Delta 1$  без калибровки (см. рис. 5.6, кривая 3) и после калибровки  $\Delta 2$  (рис. 5.6, кривая 1) вычисляются соответственно по формулам:

$$\Delta 1 = \left| \frac{W_3 - W_{0j}}{W_3} \right|, \quad \Delta 2 = \left| \frac{W_3 - W_j}{W_3} \right|,$$

где  $W_3$  – действительное значение влажности, принятое за эталон;  $W_{0j}$  – влажность, рассчитанная без калибровки;  $W_j$  – влажность, рассчитанная с калибровкой.

Метрологическая эффективность по влажности определяется отношением погрешностей до и после калибровки:

$$\psi = \Delta 1 / \Delta 2.$$



**Рис. 5.7. График числовых значений относительных отклонений  $\Delta 1$ ,  $\Delta 2$**

Числовые значения относительных отклонений  $\Delta 1$  (рис. 5.7, кривая 1) и  $\Delta 2$  (рис. 5.7, кривая 2) изменяются соответственно на 500...2500 % и 2,5...6,5 %, т.е. предлагаемые решения повышают точность после калибровки минимум на два порядка

Докажем эффективность по линейности.

Для пассивного делителя напряжения без условия (5.23) первое уравнение системы (5.22) имеет вид:

$$UY = EY - I_c. \quad (5.24)$$

Пассивному делителю соответствуют условия  $I_c = C \frac{dU}{dt}$  и  $T = RC = C / Y$ , после подстановки которых в выражение (5.24) получим дифференциальное уравнение первого порядка:

$$T \frac{dU}{dt} + U = E. \quad (5.25)$$

Решением уравнения (5.25) служит экспоненциальная характеристика в неявном виде:

$$U = E \left( 1 - e^{-\frac{t}{T}} \right). \quad (5.26)$$

Оценим нелинейность  $\eta$  характеристики (5.26) относительно линейного эквивалента (5.16) предлагаемого решения, для этого помножим и поделим выражение (5.26) на  $T$  и  $\tau$  и с учетом (5.16) запишем:

$$U = U_3 \eta, \quad (5.27)$$

где нелинейность имеет вид

$$\eta = \frac{T}{\tau} \left( 1 - e^{-\frac{t}{T}} \right). \quad (5.28)$$

Из выражения (5.27) определим методическую погрешность  $\varepsilon$  известных решений:

$$\varepsilon = \frac{U_3 - U}{U_3} = 1 - \eta, \quad (5.29)$$

которая в предлагаемых решениях отсутствует из-за единичной константы  $\eta=1$ , а для прототипа является нелинейной функцией (5.28) с неявной зависимостью измеряемого напряжения  $U$ .

В реальных условиях  $\frac{t}{T} = m$ , тогда нелинейность (5.28) можно представить как

$$\eta = \frac{1}{m}(1 - e^{-m}). \quad (5.30)$$

Зависимости  $\eta(m)$  и  $\varepsilon(m)$  по формулам (5.30) и (5.29) сведены в табл. 5.1 для  $m = \overline{0, 1}$ .

### 5.1. Зависимости $\eta(m)$ и $\varepsilon(m)$

$m$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
$\eta$	1	0,95	0,9	0,86	0,8	0,79	0,75	0,72	0,69	0,66	0,63
$\varepsilon, \%$	$-10^{n+2}$	-851	-351	-188	-106	-57	-25	-2,7	14	27	37

Из таблицы 5.1 следует, что  $\eta=1$  при  $m=0$ , что возможно только при избыточном усилении. При  $m=1$  нелинейность в 0,63 раза ниже нормы, а при  $m=0,5$  в 0,79 раза ниже регламента. На практике для пассивного делителя  $0,5 < m < 1$ , причем нелинейность  $\eta$  изменяется от влажности, а методическая погрешность  $\varepsilon$  изменяется от  $-57\%$  до  $37\%$ , т.е. фактически на 100%, что приводит к неопределенности измерений как предельного тока, так и влажности образца при линеаризации импульсных динамических характеристик известных решений.

Таким образом, определение предельного тока по линейной характеристике за счет избыточности усиления, и калибровка функции нормированной влажности с произвольной константой тока сухого масла позволяют, в отличие от известных решений, устранить неопределенность измерений тока и влажности образца за счет исключения методической погрешности, учитывая нелинейность импульсной динамической характеристики. Это повышает точность измерения предельного тока и влажности, что в итоге повышает метрологическую эффективность определения влажности трансформаторного масла.

### ВЫВОДЫ

1. Диагностика трансформаторов электросетевого комплекса 110 кВ РСК должна включать информационно-диагностический комплекс ресурсной диагностики трансформаторов по маслу с информационным обеспечением в виде четырехэтапного исследования и возможностью их оперативного контроля под рабочим напряжением, с целью раннего выявления развивающихся и аварийных дефектов внутренней маслобумажной изоляции;

2. Традиционные способы определения влагосодержания трансформаторного масла (одного из основных показателей качества) не полностью удовлетворяют требованиям эксплуатации, подчас сложны и не всегда дают объективную оценку состояния внутренней масляной изоляции трансформаторов.

4. Внедрение частотного телеконтроля силовых трансформаторов без отключения напряжения с применением штатного электрооборудования дает значительный экономический эффект и позволяет в будущем создать эффективную автоматизированную систему мониторинга СТ-110 кВ в рамках каждой РСК.

3. Для прогнозирования работоспособности трансформаторов необходимо применение нового способа и устройства в определении влажности масла, по импульсной динамической характеристике, позволяющих, в отличие от известных решений, устранить неопределенность измерений тока и влажности образца за счет исключения методической погрешности, учитывая нелинейность импульсной динамической характеристики. Это повышает точность измерения предельного тока и влажности и повышает метрологическую эффективность определения влажности трансформаторного масла.



## 6. ВЕКТОР ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЦЕНТРА УПРАВЛЕНИЯ СЕТЕЙ РЕГИОНАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

Рассмотрен и предложен состав функций и задач центра управления сетей, показана структура сети связи объектов автоматизации и телеинформационной сети в региональной сетевой компании, произведен выбор программно-технических средств для системы контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций

Автоматизированная ИИС, вновь создаваемая в каждом филиале РСК ОАО «МРСК Центра», должна обеспечить выполнение функций управления электросетевым комплексом 110 и 35 кВ, относящихся к объектам диспетчеризации и не находящихся в управлении соответствующего филиала «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы России» регионального диспетчерского управления.

Главной конечной целью создания автоматизированной ИИС является повышение степени автоматизации и эффективности процессов выполнения операционных и неоперационных функций оперативного управления электросетевым комплексом 110 и 35 кВ за счет создания единого информационного поля диспетчерских центров РЭС, ПОЭС и каждого ЦУС РСК.

### 6.1. ЦЕНТР УПРАВЛЕНИЯ СЕТЕЙ

В настоящее время схемы оперативно-диспетчерского управления различны в каждой РСК. Образование ОАО «МРСК Центра» как самостоятельного хозяйствующего субъекта обусловило необходимость осуществления силами вновь создаваемого ЦУС функций централизованного оперативно-диспетчерского управления общим электросетевым комплексом 110 и 35 кВ в каждой РСК [15; 16; 27; 31].

На данном этапе оперативно-диспетчерское управление сетей 35 кВ в РСК осуществляется не централизованно, а отдельно с диспетчерских пунктов каждого ПОЭС, а сетей 110 кВ – существует не в полном объеме. Структура функциональных задач на «переходный» период, вновь создаваемых ЦУС РСК, показана на рис. 6.1 (функции службы РЗА в данном случае не рассматриваются).

Центр управления сетей региональной сетевой компании	
Служба ИИС	Центральная диспетчерская служба
Задачи	Функции
Обеспечение единого адресного пространства РСК	Перспективное планирование, оперативное и автоматическое управление
Технические средства	
АСДТУ верхнего уровня ИИС	Электросетевой комплекс 110 и 35 кВ
↓	↓
Диспетчерский пункт ПОЭС	
Отдел ИИС	Оперативно-диспетчерская служба
Сбор, обработка и передача информации на верхний уровень в едином адресном пространстве	Краткосрочное планирование на основе нормальных, установившихся аварийных расчетов
Технические средства	
АСДТУ нижнего уровня ИИС	Электросетевой комплекс 110 и 35 кВ

**Рис. 6.1. Структура функциональных задач ЦУС РСК**

Центр управления сетей РСК должен включать две основные службы:

- центральную диспетчерскую службу (ЦДС);
- службу информационно-измерительной системы (СИИС) (в составе отделов эксплуатации программно-аппаратного комплекса и телемеханики).

*Задачи, решаемые техническими средствами службы ИИС на уровне ЦУС РСК*, должны обеспечивать процесс централизованного управления и контроля электросетевого комплекса 35 и 110 кВ в реальном времени и едином информационном пространстве с выполнением следующих функций:

- оценка оперативного состояния режима электрических сетей 35 и 110 кВ;
- поддержание заданных уровней напряжения в контрольных пунктах электрических сетей;
- поддержание заданных параметров электросетевого оборудования;
- учет и оперативная проработка заявок на вывод в ремонт оборудования подстанций и воздушных линий, контроль выполнения утвержденных графиков ремонтов воздушных линий, оборудования;
- мониторинг и анализ технологических отключений, повреждаемости оборудования, разработка организационно-технических мероприятий, направленных на сокращение количества отключений и повреждений оборудования;
- руководство ликвидацией технологических нарушений в сетях РСК;
- расчеты режимов (нормальных, ремонтных, аварийных), анализ существующих режимов и на основании анализа решение вопросов оптимизации режимов по критериям надежности электроснабжения потребителей и минимализации потерь электроэнергии и затрат энергосистемы на транспорт электроэнергии;
- мониторинг дефицита пропускной способности электросетевых объектов и участие в разработке организационно-технических мероприятий по устранению «узких мест»;
- режимные мероприятия (режимный день, прогноз и контроль электропотребления, расчет балансов и фактических потерь, разработка и внедрение мероприятий по снижению потерь, распределение по объектам объемов автоматической частотной разгрузки и специальной автоматике отключения напряжения, участие в разработке графиков ограничений и временных отключений);
- в полном объеме операционные и неоперационные функции, а также контроль деятельности нижестоящего оперативного персонала в ПОЭС.

*Задачи, решаемые техническими средствами отделов ИИС на уровне ПОЭС*, обеспечивают ОДС процесс централизованного управления и контроля электросетевого комплекса 35...10 кВ с выполнением следующих функций:

- краткосрочное планирование (прогнозирование нагрузки, составление балансов мощности и энергии, выбор состава оборудования, оптимизации режимов и др.);
- оперативный контроль и управление режимами работы подстанций (автоматический сбор, ретрансляция и обработка телеинформации и данных суточной диспетчерской ведомости);
- отображение и документирование оперативной информации (прием и обработка ремонтных заявок и др.);
- оперативные расчеты (прогнозирование нагрузки, использование советчиков диспетчеру по ведению надежного и экономичного режима);
- сбор, обработка и анализ производственно-статической информации (балансов электрической энергии и технико-экономических показателей);
- автоматическое управление (системы телеуправления оборудованием) и др.

В итоге, перспективное планирование, оперативное и автоматическое управление на уровне РСК будут реализованы на базе решения задач сбора, обработки и оценки текущей информации, а также контроля параметров режима схемы основной сети и состояния оборудования 110 и 35 кВ. Краткосрочное планирование будет осуществляться в ПОЭС на основе проведения расчетов режимов сети 35...10 кВ: нормальных, установившихся и аварийных.

Таким образом, реализация проекта создания ЦУС (составом СИИС, ЦДС и ОДС) на базе АСДТУ верхнего и нижнего уровней ИИС обеспечит: сбор и обработку, передачу и прием технологической информации для выполнения функций перспективного и краткосрочного планирования электросетевого комплекса в едином адресном пространстве РСК.

*Средства автоматизации в РСК* содержат отдельные компоненты АСДУ ПОЭС и, как правило, состоят из следующих технических средств и оборудования:

- высокочастотные каналы связи, образованные по ВЛ-35 и 110 кВ в ПОЭС между ПС – РЭС – ПОЭС на основе аналогового и цифрового оборудования средств связи;
- низкоскоростные каналы ТМ, организованные на основе ВЧ- каналов;
- связи и аналого-цифровое оборудование ТМ между ПС – РЭС и ПС – ПОЭС;
- основное оконечное оборудование каналов связи и ТМ.

Следовательно, в несогласованной архитектуре АСДУ ПОЭС РСК в качестве окончательных устройств средств связи используется разнообразное оборудование, как правило, аппаратного типа, а аналого-цифровое оборудование ТМ каналов имеет различные протоколы обмена.

Поэтому в целях развития систем автоматизации, в каждой РСК необходима замена устаревшего аппаратно управляемого оборудования средств связи на цифровое, а аналого-цифровых устройств ТМ – на современные микропроцессорные системы с гибкой архитектурой управления и контроля с программируемыми функциями сетевой структуры и возможностью непосредственного подключения к измерительным трансформаторам тока и напряжения.

Таким образом, для обеспечения функций надежного управления, контроля и планирования сложным электросетевым комплексом 110 и 35 кВ необходимо создание на базе современных микропроцессорных систем согласованной в едином адресном пространстве информационно-измерительной системы управления сетями с единым центром контроля и управления РСК.

## 6.2. СЕТЬ СВЯЗИ ОБЪЕКТОВ АВТОМАТИЗАЦИИ

Техническая политика в области создания и развития «Единой телекоммуникационной сети связи электроэнергетики» на период до 2015 г. (создаваемой на основе Решения Правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 16.09.2002 № 649) направлена на повышение эффективности функционирования и обеспечение качественных показателей при решении задач всего технологического процесса электросетевого комплекса 110, 35 кВ РСК.

Основными задачами сетей связи в каждой РСК являются:

- 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 по 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.

В период до 2015 г. телекоммуникации (включая сети связи РСК) должны сохранить основные тенденции развития [27]:

- увеличение роли волоконно-оптических и цифровых беспроводных сетей связи;
- сохранение роли высокочастотных каналов связи по линиям электропередачи.

Основой телекоммуникационной инфраструктуры в регионе, базирующейся на внедрении новых прогрессивных видов техники и технологий, должны стать сети связи РСК с единым центром контроля и управления.

*Принципы создания и развития сетей связи РСК.* Для организации сквозной наблюдаемости электросетевого комплекса 110 и 35 кВ в едином адресном пространстве ИИС необходимы:

- переход на цифровые сети с применением нового оборудования и технологий;
- гибкое и динамическое изменение скорости передачи информации в зависимости от текущих потребностей;
- доступ к службам сетей связи РСК независимо от используемой технологии (инвариантность доступа);
- возможности создания новых сервисов с использованием стандартизированных средств;
- экономическая целесообразность использования создаваемой сети;
- соответствие базовым принципам Генеральной схемы создания и развития ЕТССЭ.

*Структура и состав сетей связи РСК* должны обеспечивать согласование узлов связи на уровнях: РЭС, ПОЭС, РСК и МРСК, в том числе, с узлами связи магистральных сетей и ОАО «ФСК ЕЭС», а также с узлами связи сети общего пользования Российской Федерации.

Для организации и развития Единой ТССЭ техническая структура сетей связи РСК 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;

система управления, формирования и ведения баз данных; пакет прикладных программ, реализующих функции по анализу качества, планированию сети, передачи данных, поддержке локальных сетей, защите информации от несанкционированного доступа и т.д.;

- программно-аппаратных комплексов, поддерживающих функции самодиагностики, рассчитанных на круглосуточный непрерывный режим работы без профилактического обслуживания;
- сети передачи данных.

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

- кабельные линии связи;
- высокочастотные системы передачи по линиям электропередачи;
- волоконно-оптические линии связи;
- радиорелейные линии связи;
- сети радиосвязи (цифровая широкополосная система радиосвязи);
- сети телефонной связи.

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

Следовательно, с позиций технической политики Единой ТТСЭ основным направлением модернизации телефонной сети связи является создание опорной коммутационной сети электроэнергетики и внедрение цифровой коммутационной техники на объектах электроэнергетики.

Цифровая техника должна предусматривать использование современных протоколов телефонной сигнализации, позволяющих реализовать надежную телефонную связь диспетчеров и дополнительные услуги для организации ИИС с согласованными компонентами в едином адресном пространстве.

*Система управления сетями связи РСК* формируется на базе центров управления и обеспечивает эффективное функционирование сетей связи. Архитектура сетей связи РСК 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 и безопасности информации.

Для безотказной работы систем управления сетями связи РСК должно быть предусмотрено дублирование основных критичных для функционирования системы компонентов – баз данных, серверов и каналов управления.

*Узлы связи и доступа.* Центр управления сетями РСК, диспетчерские пункты РЭС, ПОЭС и ПС, а также узлы связи (УС) ПОЭС и РСК подключаются к ЕТССЭ через соответствующие (ближайшие) узлы доступа (УД) ЕТССЭ.

На уровне филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» – Магистральные электрические сети (МЭС) и филиалов ОАО «МРСК» – РСК в качестве УД ЕТССЭ могут выступать собственные УС, а также допускается использование УД альтернативных операторов связи. В РСК организация проектирования и подключения каналов связи к УД ЕТССЭ выполняется с соблюдением следующих основных принципов:

- подстанции, диспетчерские пункты, центр управления сетями подключаются к ЕТССЭ через узлы доступа по двум цифровым каналам (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, ПОЭС, ЦУС РСК);

- телеметрическая информация с ПС должна передаваться без промежуточной обработки (ретрансляции) напрямую на ДП РЭС, ПОЭС или ЦУС РСК;

- до перехода на цифровые каналы телеметрическая информация с ПС может передаваться в ДП РЭС, ПОЭС 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 ПОЭС, РЭС и ПС 110 кВ) позволит реструктуризировать имеющуюся систему оперативно-технологического и административного управления с сокращением обслуживающего персонала.

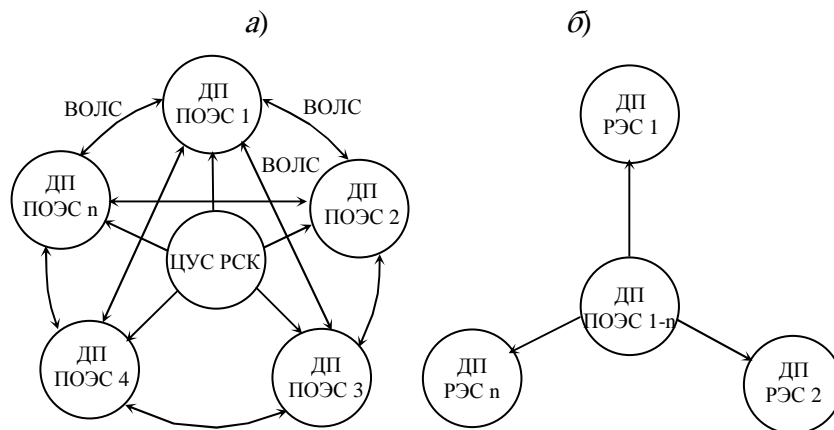
Таким образом, в технической политике создания и развития Единой ТССЭ в рамках РСК необходима организация: сети высокоскоростной передачи данных IP VPN; центра контроля и управления; узлов связи ПОЭС и РСК с подключением их к узлам доступа Единой ТССЭ, организованной на основе цифровых каналов и ВОЛС.

### 6.3. СТРУКТУРА ТЕЛЕИНФОРМАЦИОННОЙ СЕТИ

*Верхний и нижний уровни.* Для организации телеинформационной сети (ТИС) верхнего уровня РСК необходимо построение волоконно-оптической линии связи с подвесом оптического кабеля на опорах ВЛ-110 и 35 кВ с направлениями от ЦУС РСК до диспетчерских пунктов ПОЭС по комбинированной схеме, представленной на рис. 6.2, а.

Процесс диспетчерского управления электросетевым комплексом 35, 10 кВ РЭС происходит из соответствующих диспетчерских пунктов ПОЭС на базе исходной структуры ВЛ и ПС-35 кВ по радиально-узловому принципу (см. рис. 6.2, б).

Процесс прямого верхнего уровня диспетчерского управления электросетевым комплексом 110 кВ



**Рис. 6.2. Организация ТИС РСК на основе ВОЛС верхнего (а) и нижнего (б) уровня**

ПОЭС необходимо осуществлять из центра управления сетей РСК по схеме: ЦУС РСК – соответствующий

ДП ПОЭС. Резервное диспетчерское управление из ЦУС РСК смежными ПОЭС необходимо организовать по следующей схеме: ЦУС – ПОЭС – ПОЭС в прямом и обратном направлениях (рис. 6.2, а, б).

Как сказано выше, ТИС нижнего уровня ПОЭС в РСК содержит первичные и вторичные информационные сети. Первичная сеть в ПОЭС состоит из каналов связи и коммутационной техники АТС: на уровне РСК – ПОЭС – РЭС – ПС – собственные ведомственные каналы. На базе каналов связи первичной сети с помощью оконечного аналогового оборудования связи и аналого-цифрового оборудования телемеханики в ПОЭС организованы вторичные сети: телеинформационные сети.

ТИС в ПОЭС, как правило, выполняет задачи по реализации функций теле: сигнализации ТС, управления ТУ и регулирования ТР электрооборудования на ПС-110 и 35 кВ. Передача информации в ТИС осуществляется по некоммутируемым каналам (с низкой скоростью передачи 50...300 бит/с), образованных путем уплотнения частотного спектра телефонных каналов ведомственной сети или более современной ВОЛС.

Таким образом, для выполнения технической политики в области создания и развития Единой ТССЭ и обеспечения сквозной наблюдаемости электросетевого комплекса, в едином адресном пространстве ИИС ЦУС требуется построение рациональной ТИС по ВЛ-110, 35 кВ на основе: верхний уровень – ВОЛС; нижний – ВОЛС или ВЧ каналов связи (при необходимости: каналов телефонной, радиорелейной и радиосвязи) РСК.

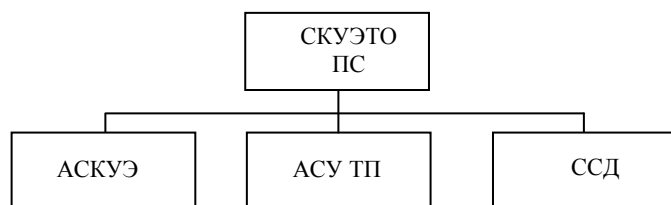
#### 6.4. ВЫБОР ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

*Уровень СКУЭТО ПС в ПОЭС.* В настоящее время диспетчерские пункты уровня ПОЭС в каждой РСК оснащаются автоматизированными системами диспетчерского управления (АСДУ), которые обеспечивают решение задач оперативно-диспетчерского управления передачей и распределением электрической энергии, и могут функционировать как самостоятельные системы или интегрироваться с АСУ ТП подстанций согласно [32; 33] и АСУ РСК [15; 16].

Однако инфраструктура АСУ ТП на подстанциях ПОЭС РСК требует коренной модернизации. Это связано, в первую очередь, с моральным и физическим старением электрооборудования подстанций, а также с неуклонным повышением требований к качеству электроэнергии и ростом ее потребления. Поэтому одним из путей повышения надежности и эффективности функционирования электросетевого комплекса является внедрение полномасштабных АСУ ТП на подстанциях ПОЭС в РСК.

В настоящее время в рамках одной подстанции ПОЭС существуют фактически три разные подсистемы контроля и управления: телемеханика ТМ, релейная защита и автоматика (РЗА) и, собственно, система контроля и управления (СКУ). Это приводит к многократному вводу одной и той же информации и противоречит одному из главных принципов создания современной, полномасштабной АСУ ТП подстанции – однократный ввод и многократное использование информации.

Поэтому для решения проблемы совместимости существующей (старой) структуры подсистем ТМ, РЗА, СКУ и современной (новой) АСУ ТП требуется пересмотр некоторых подходов как в части создания унифицированных АСУ, так и организационного обеспечения существующей структуры АСУ



**Рис. 6.3. СКУЭТО нижнего уровня подстанций в ПОЭС**

ТП в ПОЭС. Для разработки новой архитектуры АСУ ТП и ее рациональной стратегии внедрения следует принимать во внимание два фактора: реальное состояние технологической части оборудования подстанций в ПОЭС и тенденции развития средств АСУ ТП, поставляемых ведущими отечественными и зарубежными производителями.

Принимая во внимание реально сложившуюся на сегодня обстановку в области автоматизации подстанций ПОЭС и необходимость поэтапности ее модернизации, следует признать, что в построении архитектуры АСУ ТП подстанций наибольшей эффективностью будут обладать те решения, которые способны поддерживать как существующее аналоговое оборудование подсистем подстанций, так и внедряемые новые интеллектуальные цифровые устройства АСДУ.

В настоящее время посредством СКУЭТО на подстанциях ПОЭС решаются задачи: контроля и учета потребления электроэнергии (АСКУЭ), релейной защиты, автоматики и диагностики оборудования (АСУ ТП) и дистанционного управления, контроля и сбора данных (ССД) (рис. 6.3).

*Система сбора данных (ССД).* Для автоматизации крупных подстанций, на которых необходимо контролировать большое количество дискретных и аналоговых сигналов, целесообразно использовать в качестве УСО специально для этого разработанные средства системы сбора данных.

Система сбора данных на основе УСО, как правило, предназначена для решения задач сбора данных и регистрации аварийных процессов с мощными вычислительными ресурсами и оперативной памятью до 64 Мбайт. В этом случае помимо стандартных задач первичной обработки информации на УСО возлагаются функции решения прикладных задач, что позволяет уменьшить время реакции

системы на события и может обеспечиваться «сжатие» информации при ее передаче на верхний уровень управления. Например, УСО на базе микропроцессорных программируемых контроллеров составляют основу нижнего уровня и обеспечивают следующие функции:

- сбор и регистрацию в реальном масштабе времени информации об аварийных и установившихся процессах;
- автоматизацию диспетчерского управления;
- регистрацию и анализ последовательности срабатывания устройств РЗА;
- контроль и качество электроэнергии; автоматический контроль и диагностику электрооборудования.

*Мультипликативный метод выбора средств ССД.* Моделирование АСДУ в ПОЭС невозможно без анализа и синтеза ее функциональной части – комплекса технических устройств по реализации функций сбора данных по информационной сети, вывода их на диспетчерский щит, диспетчерского управления на основе ПК и локальных вычислительных сетей.

В то же время множество несопоставимых составляющих в программной, аппаратной и функциональной части автоматизированной системы, а также отсутствие объективного критерия качества и нормированной меры оценки программно-технических комплексов не позволяют в полной мере разрешить противоречия между дифференциацией составляющих по иерархическим уровням и интеграцией их в АСДУ ПОЭС.

Тем не менее, решение сложной задачи выбора технических средств АСДУ возможно, если использовать для оценки устройств микропроцессорных систем (основное техническое средство в АСДУ) мультипликативный критерий  $Q$  условной стоимости одного сигнала ввода-вывода функций ТС, ТУ, ТИИ (интегральных измерений) и ТИТ (текущих значений) следующим образом:

$$Q = B_j / A_j = n \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n X_i K_i} / \frac{\sum_{i=1}^n X_i K_i}{n} / \leq 1, \quad (6.1)$$

где  $B_j = n \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n X_i K_i}$  – среднегеометрическая условная стоимость одного сигнала ввода-вывода  $j$ -й системы (у.е. / шт.);  $K_i = S_i / 4X_i$  – условная стоимость одного сигнала ввода-вывода  $j$ -й системы (у.е. / шт.);  $S_i$  – стоимость  $j$ -й системы (у.е.);  $n = 4$  – количество функций (ТС, ТУ, ТИИ и ТИТ)  $j$ -й системы (шт.);  $X_i$  – количество сигналов ТС, ТУ, ТИИ и ТИТ  $j$ -й системы (шт.);  $j = 1, m$  – номер системы;  $A_j = \frac{\sum_{i=1}^n X_i K_i}{n}$  – среднееарифметическая условная стоимость одного сигнала ввода-вывода  $j$ -й системы (у.е. / шт.).

Нахождение мультипликативного критерия  $Q$  заключается в последовательном определении следующих пунктов:

1. Определение состава выполняемых функций ТС, ТУ, ТИИ и ТИТ  $j$ -х систем (см. табл. 6.1);

### 6.1. Состав выполняемых функций

Тип системы	Количество сигналов, шт.					Стоимость $S_j$ (у.е.)
	ТС	ТУ	ТИИ	ТИТ	Сумма	
1. Гранит ( $X_1$ )	16	4	16	32	68	870
2. Компас ( $X_2$ )	16	4	16	24	60	900
3. SMART ( $X_3$ )	8	2	8	64	82	5000
4. Систел ( $X_4$ )	96	8	24	32	160	2000

2. Определение условной стоимости одного сигнала ввода-вывода функций ТС, ТУ, ТИИ и ТИТ системы (Систел), имеющей наибольшее количество сигналов, и каждой системы относительно Систел:

$$K_i^* = S_i / 4X_i; \quad (6.2)$$

$$K_1^* = 2000/(4 \cdot 96) = 5,2;$$

$$K_2^* = 2000/(4 \cdot 8) = 62,5;$$

$$K_3^* = 2000/(4 \cdot 24) = 20,8;$$

$$K_4^* = 2000/(4 \cdot 326) = 15,6.$$

3. Определение условной стоимости одной функции (ТС, ТУ, ТИИ и ТИТ)  $j$ -й системы  $X_i K_i$ :

$$\text{а) } X_1 K_1 = 16 \cdot 5,2 = 83,2; \quad \text{б) } X_2 K_1 = 16 \cdot 5,2 = 83,2;$$

$$X_1 K_2 = 4 \cdot 62,5 = 250; \quad X_2 K_2 = 4 \cdot 62,5 = 250;$$

$$X_1 K_3 = 16 \cdot 20,8 = 332,8; \quad X_2 K_3 = 16 \cdot 20,8 = 332,8;$$

$$X_1 K_4 = 32 \cdot 15,6 = 499,2; \quad X_2 K_4 = 24 \cdot 15,6 = 374,4;$$

$$\text{в) } X_3 K_1 = 8 \cdot 5,2 = 41,6; \quad \text{г) } X_4 K_1 = 96 \cdot 5,2 = 499;$$

$$X_3 K_2 = 2 \cdot 62,5 = 125; \quad X_4 K_2 = 8 \cdot 62,5 = 499;$$

$$X_3 K_3 = 8 \cdot 20,8 = 166,4; \quad X_4 K_3 = 24 \cdot 20,8 = 499;$$

$$X_3 K_4 = 64 \cdot 15,6 = 998,4; \quad X_4 K_4 = 32 \cdot 15,6 = 499.$$

4. Определение среднегеометрической условной стоимости одного сигнала ввода-вывода  $j$ -й системы по формуле:

$$B_j = n \sqrt[n]{\prod_1^n X_i K_i}; \quad (6.3)$$

$$B_1 = [(83,2 \cdot 250) (332,8 \cdot 499,2)]^{1/4} = 240 \text{ (у.е. / шт.)};$$

$$B_2 = [(83,2 \cdot 250)(332,8 \cdot 374,4)]^{1/4} = 225,6 \text{ (у.е. / шт.)};$$

$$B_3 = [(41,6 \cdot 125)(166,4 \cdot 998,4)]^{1/4} = 171 \text{ (у.е. / шт.)};$$

$$B_4 = 499 \text{ (у.е. / шт.)}.$$

5. Определение среднеарифметической условной стоимости одного сигнала ввода-вывода  $j$ -й системы:

$$A_j = \frac{\sum_1^n X_i K_i}{n}; \quad (6.4)$$

$$A_1 = (83,2 + 250 + 332,8 + 499,2) / 4 = 291,3 \text{ (у.е. / шт.)};$$

$$A_2 = (83,2 + 250 + 332,8 + 374,4) / 4 = 260,1 \text{ (у.е. / шт.)};$$

$$A_3 = (41,6 + 125 + 166,4 + 998,4) / 4 = 332,8 \text{ (у.е. / шт.)};$$

$$A_4 = 499 \text{ (у.е. / шт.)}.$$

6. Определение мультипликативного критерия:

$$Q = B_j / A_j = n \sqrt[n]{\prod_1^n X_i K_i} / \frac{\sum_1^n X_i K_i}{n} \leq 1;$$

$$Q_1 = B_1 / A_1 = 240 / 291,3 = 0,82;$$

$$Q_2 = B_2 / A_2 = 225,6 / 260,1 = 0,87;$$

$$Q_3 = B_3 / A_3 = 171,7 / 332,8 = 0,51;$$

$$Q_4 = B_4 / A_4 = 1,0.$$

7. Результаты расчетов сводим в табл. 6.2, в которой  $K_j^*$  – условная стоимость одного сигнала ввода-вывода ТС, ТУ, ТИИ и ТИТ Систел.

По табл. 6.2 определяем погрешность (отклонение)  $q = 1 - Q$ .



## 6.2. Характеристики КП систем

$K_i^*$	5,2	62,5	20,8	15,6	$A$	$B$	$Q$
$X_1 K_i$	83,2	250	332,8	332,8	291,3	240	0,82
$X_2 K_i$	83,2	250	332,8	332,8	260,1	225,6	0,87
$X_3 K_i$	41,6	125	166,4	166,4	332,8	171	0,51
$X_4 K_i$	499	499	499	499	499	499	1,0

Получаем, что для КП автоматизированных систем относительно системы Систел:

Гранит:  $q_1 = 1 - 0,82 = 0,18$ ;

Компас:  $q_2 = 1 - 0,87 = 0,13$ ;

SMART:  $q_3 = 1 - 0,51 = 0,49$ .

Следовательно, мультипликативный критерий позволяет наглядно, количественно и качественно определить преимущество той или иной системы относительно другой. В нашем случае  $Q_4$  системы Систел – наилучший мультипликативный критерий относительно других рассмотренных автоматизированных систем:

$$Q_{\text{opt}} = \max Q(B, A); 1 \leq j \leq 4. \quad (6.5)$$

Таким образом, анализ автоматизированных систем диспетчерского управления позволил разработать мультипликативный критерий для конкретного выбора по условной стоимости одного сигнала ввода-вывода устройства КП, в частности отечественного ПТК Систел в оптимальном соотношении цены и качества, наиболее полно реализующий функции сбора и передачи, обработки и предоставления информации для АСДУ сетей ПОЭС.

*Характеристики КП Систел.* Микропроцессорный КП (устройство сбора данных – УСД-0,5) ПТК Систел [11] может выполнять функции концентратора для нижестоящих устройств контролируемого пункта. Основой устройства является микроЭВМ, выполненная в конструктиве microPC. В состав микроЭВМ входит процессорный модуль и до 7-ми модулей ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов, объединяемых шиной ISA. Количество модулей определяется информационной емкостью устройства КП.

Далее, процессорный модуль выполнен на основе микропроцессора МП Intel 80C188 с тактовой частотой 20 МГц, имеет энергонезависимое ОЗУ емкостью 128 кбайт, ПЗУ емкостью 64 кбайт, сторожевой таймер, два порта RS-232/RS-485, внутренние часы. В ПЗУ размещается программа функционирования устройства КП.

Устройство сбора данных обеспечивает:

- ввод аналоговых сигналов (ТИТ);
- ввод телесигналов и их привязку по времени;
- ввод импульсных сигналов (ТИИ) и организацию 24-х каналов учета;
- телеуправление (ТУ) двухпозиционными объектами с предварительным выбором объекта управления;
- коррекцию внутренних часов устройства по командам с верхнего уровня;
- формирование архива событий в случае пропадания каналов связи либо недостаточной скорости обмена;
- передачу невостребованного архива на верхний уровень после восстановления канала связи.

УСД-0,5 производит ввод-вывод данных через последовательные порты процессорного модуля. Обмен данными может производиться в спорадическом режиме, по запросам с верхнего уровня или в режиме циклической передачи данных устройством. Протокол обмена данными основывается на HDLC протоколе, реализация которого в значительной степени соответствует реализации протокола в телекомплексе ГРАНИТ.

Обмен данными может производиться по двум независимым (основному и резервному) каналам связи. В случае пропадания обратного канала (например, если в устройство не поступают запросы с верхнего уровня, устройство не получает квитанции или меандры) устройство КП автоматически переходит в режим циклической передачи текущей информации и начинает формирование архивов, а после восстановления обратного канала возвращается к спорадической передаче данных.

При наличии только прямого канала связи передача данных выполняется в циклическом режиме. При этом телеуправление, очевидно, не будет осуществляться.

Сопряжение устройства КП с локальными контроллерами, например микропроцессорными устройствами РЗА, осуществляется по последовательной магистрали в соответствии с интерфейсом RS-485.

Таким образом, предложен модульный принцип создания программно-аппаратной среды ССД подстанций на основе специализированных микропроцессорных УСО, выполняющих функции локального интеллекта для наиболее полного выполнения функций сбора и передачи, приема и управления информацией на подстанциях ПОЭС в РСК.

*Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП).* Автоматизация технологических процессов на подстанциях в ПОЭС строится на основе АСУ подстанций 110, 35 кВ и телемеханизации сетевых объектов 6, 10 кВ и представляет собой диалоговую систему, в которой контроль над режимом оборудования подстанций, некоторые функции управления, регулирования отдельных параметров, управление коммутационными аппаратами и ведение части оперативной документации выполняется ПЭВМ. А задачи принятия и реализация оперативных решений и взаимодействие с другими уровнями решает человек.

В последнее время в связи с качественным изменением состава технических и программных средств вычислительной техники появилась реальная возможность создания централизованной АСУ ТП, осуществляющей решение всех задач сбора, обработки и передачи информации и управления подстанциями в режиме реального времени. Такая система при одновременной работе пользователей различного ранга предоставляет необходимую информацию, не нарушая работу модулей, контролирующую работу подстанций.

АСУ ТП в ПОЭС является составной частью интегрированной АСДТУ и должна соответствовать техническим требованиям, предъявляемым на разработку и создание АСУ и к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики РСК.

В настоящее время наибольшее распространение получили многофункциональные микропроцессорные устройства, которые, выполняя функции релейной защиты, одновременно решают задачи автоматизации управления энергетическим оборудованием подстанций.

Это позволяет сделать следующий вывод: относительная простота технологического процесса на подстанциях ПОЭС разрешает ставить задачу полной автоматизации процесса управления подстанциями на базе микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики. Такие микропроцессорные устройства РЗА объединяются с датчиками и интегрируются с УСО. Они максимально приближены к объекту (установка в релейных отсеках комплектных распределительных устройств (КРУ)), при этом достигается значительная экономия контрольных кабелей. Помимо функций традиционной релейной защиты реализуются функции регистрации аварийных электромагнитных процессов, автоматики повторного включения, блокировки включения выключателя, определения места повреждения, дистанционного изменения уставок РЗА и др.

Вместе с тем, процессоры связи и серверы обеспечивают совместную синхронную работу всех устройств РЗА, а также осуществляют обработку информации, расчеты, ведение отчетов и архивов. Для решения данных задач к ним могут подключаться рабочие терминалы (дисплеи), позволяющие вести дистанционное управление электрооборудованием, осуществлять визуализацию осциллограмм аварийных процессов, протоколов событий, отражающих срабатывание РЗА.

Одним из главных достоинств микропроцессорных устройств РЗА являются развитые средства диагностики самих устройств, что обеспечивает быстрое и эффективное предотвращение случаев неправильной работы устройств релейной защиты и автоматики.

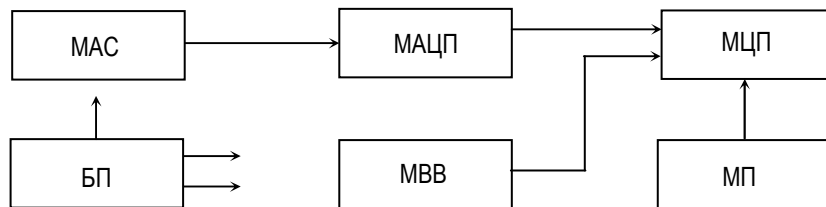
Следовательно, АСУ ТП на подстанциях ПОЭС должна быть представлена зарубежными или отечественными микропроцессорными устройствами РЗА, например [34]: микропроцессорный терминал (МПТ) (разработка совместного предприятия «АВВ – Реле – Чебоксары»); блок микропроцессорный релейной защиты (БМРЗ) (разработка научно-технического центра «Механотроника», г. Москва) и др.

В настоящее время в НТЦ «Механотроника» разработаны блоки микропроцессорные релейной защиты (БМРЗ-ВЛ – для воздушных линий, БМРЗ-КЛ – для кабельных линий, БМРЗ-СВ – для секционных выключателей, БМРЗ-ВВ – для выключателей питающих вводов, БМРЗ-ТР – для трансформаторов), предназначенные для выполнения функций релейной защиты и автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6 – 35 кВ.

Поскольку алгоритм функционирования защиты и автоматики, а также интерфейсы для внешних подключений БМРЗ соответствуют отечественным системам РЗА, находящимся в эксплуатации ПОЭС, то при выборе устройств для АСУ ТП подстанций отдаем им предпочтение.

В этих условиях БМРЗ на подстанциях применяются как самостоятельно, так и совместно с другими устройствами РЗА, обеспечивая следующие функции:

- защиты, автоматики и управления;
- сигнализацию срабатывания защит и автоматики, положения коммутационных аппаратов и неисправности БМРЗ;
- местное и дистанционное управление выключателем с переключением режима управления;
- местный и дистанционный ввод уставок защит и автоматики; отображение текущих электрических параметров защищаемого объекта;
- фиксацию, хранение и отображение аварийных электрических параметров защищаемого объекта для девяти аварийных последних событий с автоматическим обновлением информации;
- осциллографирование аварийных процессов;
- хранение и выдачу информации о количестве и времени пусков и срабатываний защит БМРЗ;
- учет числа отключений и циклов его автоматического повторного включения (АПВ);
- пофазный учет токов при аварийных отключениях выключателя;
- контроль и отображение положения выключателя, а также исправности его цепей управления;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) МПТ в течение всего времени работы;
- блокировку всех выходов при неисправности БМРЗ для исключения ложных срабатываний и выполнение максимальной токовой защиты (МТЗ) на отключение при неисправностях, не влияющих на функцию МТЗ;
- получение дискретных сигналов управления и блокировки, выдачу команд управления, а также аварийной и предупредительной сигнализации;
- защиту от ложных срабатываний дискретных входных цепей при нарушении изоляции в цепях оперативного тока комплектных распределительных устройств;
- двусторонний обмен с АСДУ и ПЭВМ по стандартным последовательным каналам связи;



**Рис. 6.4. Структурная схема БМРЗ**

- подключение к импульсным выходам счетчиков электроэнергии для передачи в АСДУ.

Перечисленным требованиям отвечает структурная схема БМРЗ для СКУЭТО подстанций ПОЭС, состоящая из функциональных модулей, электрически соединенных через кроссплату (рис. 6.4).

Вторичные токи и напряжения от соответствующих трансформаторов подаются в модуль аналоговых сигналов (МАС), где преобразуются в напряжения с необходимым уровнем. Далее напряжения с выходов МАС поступают в модуль аналого-цифрового преобразователя (МАЦП), осуществляющий их преобразование в последовательность двоичных кодов и обработку модулем центрального процессора МЦП, который реализует алгоритмы цифровой фильтрации и вычисления значений параметров сигналов.

Результаты вычислений передаются в модуль центрального процессора. Сюда же из других модулей поступает информация о состоянии дискретных входов, кнопок, установленных в модуле пульта (МП), а также команды, передаваемые через модуль ввода-вывода (МВВ) по последовательным каналам из АСУ или от ПЭВМ.

*Модуль центрального процессора* производит обработку поступающей информации (сравнение значений параметров входных сигналов с уставками, отсчет выдержек времени и т.д.) и формирует команды управления и сигнализации, которые воздействуют на выходные реле, установленные в МВВ и блоке питания (БП). Кроме того, МЦП обеспечивает управление индикаторами, установленными в МП, и дисплеем.

*Модуль аналоговых сигналов.* Функциональными основными элементами МАС являются унифицированные измерительные преобразователи тока (ИПТ) и напряжения (ИПН). Измерительный

преобразователь состоит из промежуточного трансформатора и прецизионного усилителя. Дополнительным элементом преобразователя является формирователь тестового сигнала.

Промежуточный трансформатор осуществляет гальваническую развязку и предварительное масштабирование входного сигнала. Усилитель осуществляет точное масштабирование входного сигнала и согласование полного сопротивления промежуточного трансформатора и аналого-цифрового сигнала. Формирователь тестового сигнала обеспечивает проверку работоспособности преобразователя по командам от МАЦП. Тестовые сигналы не нарушают нормальную работу измерительных каналов БМРЗ. Тестированием охвачены лишь те преобразователи, на входах которых в нормальном режиме сигналы отсутствуют или имеют значения ниже границы рабочего диапазона.

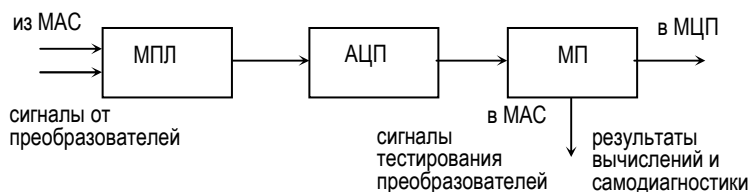
*Модуль аналого-цифрового преобразователя (МАЦП).* В состав МАЦП входят мультиплексор (МПЛ), 16-разрядный аналого-цифровой преобразователь (АЦП) и микропроцессор (МП) (рис. 6.5).

Типовая частота дискретизации входных сигналов составляет 24 выборки за период. Кодовые последовательности считываются микропроцессором, который обеспечивает цифровую фильтрацию сигналов (выделение первой или высших гармонических составляющих сигнала, подавление апериодической составляющей и т.д.) и вычисление их действующих значений.

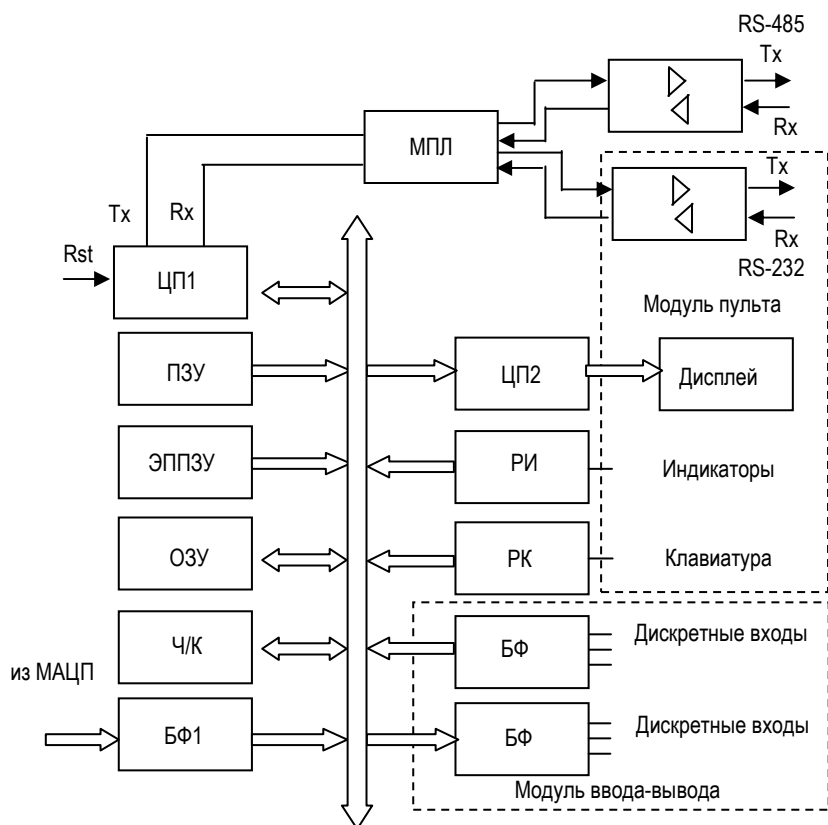
Кроме того, процессор МАЦП контролирует исправность измерительных преобразователей МАС и аналоговых цепей МАЦП. Результаты вычислений параметров сигналов и самодиагностики передаются в МЦП.

*Модуль центрального процессора (МЦП).* Основными элементами МЦП являются (рис. 6.6):

- центральный процессор (ЦП1);
- постоянное запоминающее устройство (ПЗУ);
- электрически перепрограммируемое постоянное запоминающее устройство (ЭППЗУ);
- оперативное запоминающее устройство (ОЗУ);
- микросхема часов календаря (ч/к);
- центральный процессор управления дисплеем (ЦП2);
- буфер (БФ1) обмена с МАЦП;
- шина обмена;



**Рис. 6.5. Функциональная схема МАЦП**



**Рис. 6.6. Структурная схема модуля центрального процессора**

- регистры клавиатуры (РК) и индикации (РИ);
- схема резервного питания часов календаря и ОЗУ, а также драйверы последовательных каналов RS-232, RS-485.

Процессор ЦП1 получает из МАЦП значения электрических параметров защищаемого объекта (подстанции) из ЭППЗУ, значения программных ключей и уставок, а из МВВ информацию о состоянии дискретных входов. На основании всей этой информации вырабатываются команды управления выходными реле и индикаторами в соответствии с алгоритмами защиты и автоматики. Кроме того, ЦП1 также передает информацию в ЦП2 для вывода ее на жидкокристаллический дисплей, обслуживает обмен по последовательным каналам RS-232 и RS-485.

*Модуль ввода-вывода.* В МВВ могут быть установлены до 16 ячеек входных дискретных сигналов и до 16 выходных реле. Входная ячейка состоит из порогового элемента и высоковольтного оптрона. Оptron обеспечивает гальваническую развязку и необходимую электрическую прочность изоляции между первичными и вторичными цепями.

Пороговый элемент защищает от ложных срабатываний при замыканиях и утечках в цепях оперативного тока. Напряжение срабатывания порогового элемента составляет не менее 60% номинального напряжения. Выходные блоки МВВ содержат ключи, управляющие малогабаритными электромеханическими реле с высокой коммутационной способностью, а также цепи обратной связи, позволяющие системе самодиагностики контролировать исправность ключей, обмоток реле и цепей питания выходных реле. Релейные выходы МВВ имеют аппаратные и программные средства защиты от ложных срабатываний при любой неисправности БМРЗ, а также при возникновении внешних помех и любых перерывах оперативного питания. В случае необходимости дискретные входы могут быть объединены в группы, подключаемые к одному и тому же источнику оперативного тока.

Следовательно, программно-аппаратная среда БМРЗ позволяет надежно выполнять основные функции РЗА, диагностики и дистанционного управления оборудованием на подстанциях ПОЭС.

Вместе с тем, следует учитывать, что микропроцессорные устройства РЗА могут использоваться в структуре управления сетями и подстанциями с некоторыми ограничениями. Связано это с тем, что дистанционное управление с помощью цифровой РЗА выполняется вполне приемлемо, но использование в качестве УСО не всегда удобно ввиду ограниченного набора снимаемых ими данных, а также низкой скорости передачи на внешнее устройство. Кроме того, обмену информации с цифровой

РЗА мешает тот факт, что функции сбора и передачи информации для них являются сторонними и выполняются в свободное от основных функций время.

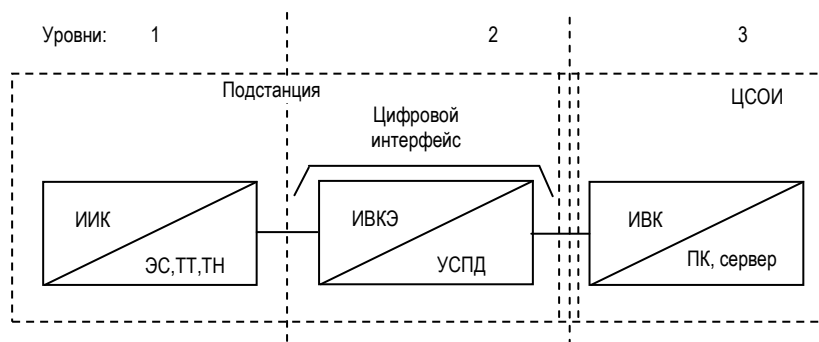
Таким образом, предложен модульный принцип создания программно-аппаратной среды АСУ ТП подстанций на основе специализированных микропроцессорных устройств УСО, выполняющих функции локального интеллекта для наиболее полного выполнения функций сбора и передачи, приема и управления информацией на подстанциях ПОЭС.

*Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).* Современная экономическая ситуация определяет актуальность создания в каждой РСК АСКУЭ, в основу разработки которой положены отраслевые методические материалы «МРСК Центра», а также отраслевых институтов (Энергосетьпроект, г. Тула и ВНИИЭлектроэнергетики, г. Москва и др.). Полномасштабная АСКУЭ является частью интегрированной АСДТУ верхнего уровня с обеспечением функций эффективного контроля электроснабжения и рационального использования электроэнергии, как ее потребителями, так и на подстанциях 110 и 35 кВ РСК.

АСКУЭ в составе СКУЭТО ПС создается как составная часть общей системы учета с использованием ресурсов телекоммуникационных средств РСК. Основной целью создания АСКУЭ на современном этапе должно быть следующее:

- измерение количества электрической энергии, позволяющего определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на 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).

*Уровни.* Для достижения поставленной цели необходима разработка АСКУЭ РСК [35] как многоуровневой информационно-измерительной системы с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений по следующей схеме (рис. 6.7).



**Рис. 6.7. Трехуровневая АСКУЭ РСК**

– Уровень 1. Измерительно-информационный комплекс ИИК (включающий электронный счетчик (ЭС) с цифровым интерфейсом, ТТ, ТН и измерительные цепи) выполняет функцию автоматического проведения измерений в точках учета на ПС;

– Уровень 2. Информационно-вычислительный комплекс электроустановки ИВКЭ на основе УСПД (или промконтроллера) выполняет функцию консолидации информации, размещается на подстанции и обеспечивает цифровой интерфейс доступа к информации по учету электроэнергии ИИК;

– Уровень 3. ИВК (в составе ПК, промконтроллера и/или сервера с программным обеспечением) размещается в ЦСОИ РСК 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 оптового рынка электроэнергии (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  $\pm 5,0$  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 должна быть привязана к единому календарному времени.

Следовательно, в современных условиях необходимо создание трех уровневой компонентной структуры АСКУЭ как многоуровневой ИИС с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений, с передачей данных в Системе обеспечения единого времени (СОЕВ) современными средствами телекоммуникаций.

*Средства в АСКУЭ.* В современных условиях проводимая реформа электросетевого комплекса каждого филиала региональной сетевой компании ОАО «МРСК Центра» не возможна без модернизации АСКУЭ. Полномасштабная АСКУЭ должна являться частью интегрированной АСДТУ верхнего уровня с обеспечением функций эффективного контроля электроснабжения и рационального использования электроэнергии на подстанциях на основе внедрения современных, с применением цифровых счетчиков электроэнергии ИИК, микропроцессорных ИВКЭ с УСПД и волоконно-оптических систем (ВОС) на базе микропроцессорных средств и оптического кабеля.

ВОС отличает ряд преимуществ по сравнению с электронными системами, использующими передающие среды на металлической основе. Стремительное их внедрение в информационные сети электроэнергетики является следствием особенностей распространения сигнала в оптическом волокне. Среди достоинств оптических волокон отметим следующие [25].

– Широкая полоса пропускания, обусловленная чрезвычайно высокой частотной оптической несущей – около  $10^{14}$  Гц, которая обеспечивает потенциальную возможность передачи по одному оптическому волокну потока информации в несколько терабит в секунду. Большая полоса пропускания – одно из наиболее важных преимуществ оптического волокна по сравнению с медной или любой другой средой передачи информации.

– Малое затухание светового сигнала в волокне. Выпускаемые в настоящее время отечественное и зарубежное оптические волокна характеризуются затуханием 0,2 – 0,3 дБ на длине волны 1,55 мкм в расчете на 1 км. Малое затухание и наибольшая дисперсия позволяют строить участки линий без трансляции протяженностью более 100 км.

– Низкий уровень шумов в волоконно-оптическом кабеле (ВОК) позволяет увеличить полосу пропускания за счет использования разных способов модуляции сигналов при малой избыточности их кодирования.

– Высокая помехозащищенность. Поскольку волокно изготовлено из диэлектрика, оно невосприимчиво к электромагнитным помехам от окружающих металлических кабельных систем и электрического оборудования, способного индуцировать электромагнитное излучение (линий электропередач, электродвигательных установок и т.д.). В многоволоконных оптических кабелях также не возникает перекрестного влияния электромагнитного излучения, присущего медным кабелям.

– Малый вес и объем. ВОК легче и менее объемны по сравнению с медными кабелями при равной пропускной способности. Например, 900-парный медный кабель диаметром 7,5 см на металлической основе может быть заменен одним волокном в 1 мм. Если волокно «одеть» во множество защитных оболочек и покрыть стальной ленточной броней, то диаметр ВОК будет 1,5 см – в несколько раз меньшем диаметра обычного медного кабеля.

– Высокая защищенность от несанкционированного доступа. Поскольку ВОК практически не излучает в радиодиапазоне, то передаваемую по нему информацию трудно подслушать, не нарушая приема-передачи. Системы мониторинга (непрерывного контроля) целостности ВОС в силу высокой чувствительности оптоволоконного канала могут мгновенно отключить «взламываемый» канал связи и подать сигнал тревоги. Таким образом, системы связи на основе оптоволоконного канала оказываются хорошо защищенными.

– Гальваническая развязка. Преимущество оптического волокна – в его изолирующем свойстве. Волокно помогает избежать электрических «земельных» петель, которые могут возникать, когда два неизолированных сетевых устройства неизолированной вычислительной сети, связанные медным кабелем, имеют заземления в разных точках здания, например на разных этажах. В электрической сети это может привести к большой разнице потенциалов, способной повредить сетевое оборудование и быть опасной для персонала. При использовании ВОК этой проблемы просто нет.

– Взрыво-, пожаробезопасность. Из-за отсутствия искрообразования оптическое волокно повышает безопасность сетей связи на предприятиях с технологическими процессами повышенного риска.

– Экономичность. Волокно изготавливается из кварца, основу которого составляет двуокись кремния  $\text{SiO}_2$  – широко распространенный в природе и, в отличие от меди, недорогой металл. В настоящее время стоимости оптического волокна и медной пары соотносятся как 2:5. При этом по ВОК

можно передать сигналы без ретрансляции на большее расстояние, чем по медному кабелю, что позволяет резко сократить количество повторителей на протяженных линиях связи.

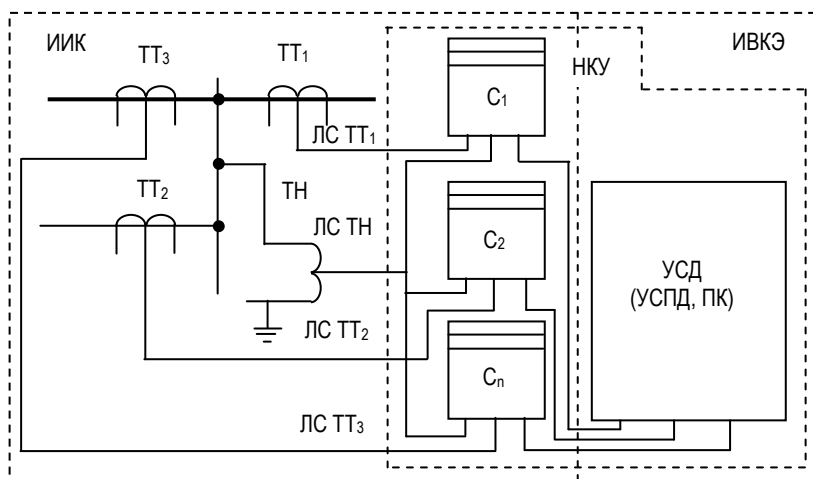
– Длительный срок эксплуатации. Со временем волокно деградирует. Это означает, что затухание в проложенном кабеле постепенно возрастает. В настоящее время срок службы ВОК составляет примерно 25 лет. За это время может смениться несколько поколений стандартов приемопередающих систем.

– Возможность подачи электропитания. Оптическое волокно не способно выполнять функции силового кабеля и используется только для передачи информационных сигналов. Однако в некоторых случаях требуется подать электропитание на узел информационной волоконно-оптической сети. В этих случаях можно использовать смешанный кабель, когда наряду с оптическими волокнами кабель оснащается медными проводниками. Такие кабели широко применяют как у нас в стране, так и за рубежом.

Вместе с этим, ВОС присущи и недостатки, в основном это – дороговизна прецизионного монтажного оборудования, сравнительно высокая стоимость лазерных источников излучения и требования специальной защиты оптоволоконна. Не следует также забывать о специфической (квантовой) природе шума в оптоволоконных каналах связи. Однако преимущества от применения ВОС в электроэнергетической отрасли настолько значительны, что несмотря на перечисленные недостатки, дальнейшие перспективы развития технологии волоконно-оптических систем, например в АСКУЭ РСК, более чем очевидны.

Для понимания сути организации ВОС в АСКУЭ РСК рассмотрим функции традиционной структуры измерительно-информационного комплекса и информационно-вычислительного комплекса электроустановки нижнего уровня подстанций ПОЭС (рис. 6.8).

1. В данной структуре трансформаторы тока  $ТТ_1 - ТТ_3$  и напряжения  $ТН$  – пассивные датчики (первичные измерительные преобразователи – ПИП), осуществляющие масштабные преобразования тока и напряжения. Они рассчитаны на подключение аналоговых приборов и вследствие этого имеют достаточно большую нормируемую мощность. Счетчики  $С_1 - С_n$ , устройства сбора данных (УСПД, ПК) и другая аппаратура монтируются в низковольтных комплектных устройствах (НКУ) в помещениях релейных щитов и щитов управления подстанций. Отходящие от трансформаторов линии связи ЛС проложены контрольным кабелем,  $ТТ$  и  $ТН$  располагаются в ячейках открытых и закрытых распределительных устройствах РУ.



**Рис. 6.8. Структура ИИК и ИВКЭ в АСКУЭ**

2. В настоящее время не существует прямого нормирования точности измерения электрической энергии и мощности. В Правилах устройств электроустановок (ПУЭ) [36] устанавливаются только требования к классам точности измерительных приборов, трансформаторов тока и напряжения 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 %.

3. Существуют реальные дополнительные факторы, уменьшающие точность измерения [37 – 40]:

- низкий класс точности широко применяемых индукционных счетчиков (не выше 1,0);
- перегрузка вторичных цепей измерительных трансформаторов; двухэлементные счетчики, включаемые по «схеме Арона»;
- применение трансформаторов с номинальным током, значительно превышающим рабочий ток присоединения;
- отсутствие у большинства типов ТТ специальной измерительной обмотки с меньшим коэффициентом трансформации.

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.

Поэтому для повышения точности коммерческого учета электрической энергии и мощности при модернизации АСКУЭ РСК необходимо 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 воздушной линии при измерении расхода электроэнергии, передаваемой по линиям электропередачи;
- использование для измерений ТТ с номинальным током, близким по значению к рабочему току.

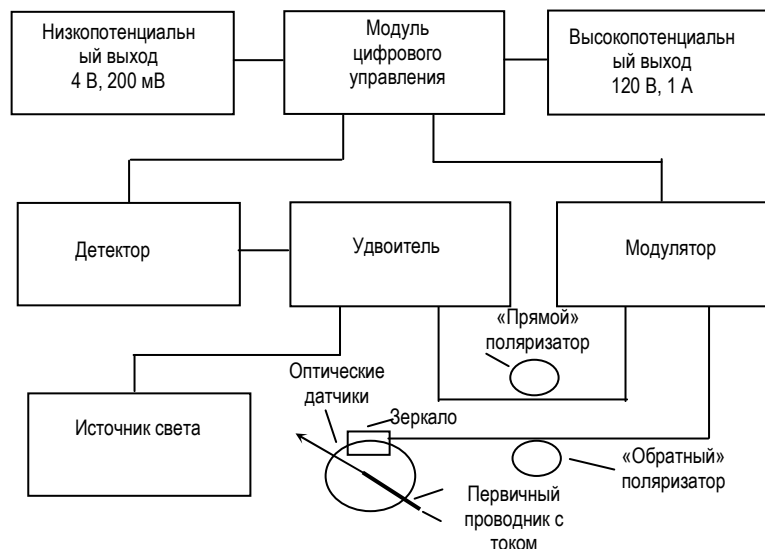
По предварительным расчетам, выполнение вышеуказанных мероприятий позволит значительно уменьшить погрешность измерения в электросетевом комплексе РСК. Однако существующие в России на данный момент схемные решения и достигнутый уровень измерительной техники не всегда позволяют обеспечить точность дистанционного измерения до приемлемых значений 1...2 %. Связано это с тем, что все ТТ на подстанциях и подавляющее большинство ТН осуществляют измерительные преобразования по электромагнитному принципу (часть высоковольтных ТН – емкостные делители напряжения с последней ступенью, выполненной в виде электромагнитного трансформатора). Они имеют следующие недостатки:

- насыщение сердечников, низкую точность при малых первичных токах ТТ;
- создание условий появления феррорезонанса в электрических сетях с электромагнитными ТН;
- высокую составляющую дополнительной погрешности от влияния температуры у емкостных ТН;
- существенную зависимость погрешностей ТТ и ТН от нагрузки вторичных цепей.

Кроме того, в большинстве измерительных трансформаторах используется пожароопасная бумажно-масляная изоляция, подверженная к тому же интенсивному старению вследствие особенностей конструкции и дефектов изготовления. Известно также о появлении отрицательной систематической погрешности ТТ при его намагничивании постоянным током, что обусловлено свойствами сердечника, выполненного из обычной магнитомягкой электротехнической кремнистой стали.

Поэтому кардинально улучшить метрологические характеристики ТТ (включая устойчивость к намагничиванию постоянным током) можно путем применения в качестве материалов их магнитопроводов нанокристаллических (аморфных) сплавов. В настоящее время отечественной промышленностью уже освоено производство низковольтных ТТ на напряжение 0,4 кВ с сердечниками, свитыми под натягом из ленты на основе нанокристаллического сплава семейства «FINE-MET».

В свою очередь, опыт эксплуатации АСКУЭ в РСК показывает, что улучшение ее метрологических характеристик и показателей надежности невозможно без изменения принципов измерения токов и напряжений, а также применения нового поколения первичных преобразователей, например волоконно-оптических (ВОПТ – токовые, ВОПН – напряжения и ВОПК – комбинированные, называемые оптической измерительной единицей – Optical Metering Unit), выпускаемых корпорацией «Nxt Phase»



**Рис. 6.9. Упрощенная схема ВОПТ**

(Канада).

Принцип действия ВОПТ (NXCT) основан на эффекте Фарадея – влиянии магнитного поля, вызванного протеканием тока по проводнику, на поляризацию светового луча, распространяющегося по волоконно-оптическому кабелю, который окружает проводник с током. Упрощенная схема ВОПТ приведена на рис. 6.9.

В схеме ВОПТ значение измеряемой величины определяется путем сравнения фаз двух линейно поляризованных лучей, которые проходят один и тот же путь и на которые одинаково влияют температура и вибрация, при этом достигается высокая точность измерений по отношению к этим влияющим факторам. Конструкцией NXCT предусмотрены внутренняя газовая (азотная) изоляция, полимерная внешняя изоляция, разводка оптических кабелей и блок электроники, устанавливаемый в помещении щита управления. Таким образом, активные электронные компоненты в РУ отсутствуют.

Принцип действия ВОПН (NXVT) базируется на эффекте Покедьса – изменении круговой поляризации света на эллиптическую в результате воздействия электрического поля при прохождении через некоторые кристаллы (элементы Покедьса). Последние расположены в трех так называемых стратегических точках по высоте NXVT, с которых снимаются данные, им приписываются «веса», после чего вычисляется общий результат измерения напряжения. Результаты измерений не зависят от таких внешних воздействий, как электромагнитные поля рядом стоящего электрооборудования, состояния внешней поверхности изоляции и т.д. Внешние элементы конструкции NXVT те же, что и у NXCT.

Оптическая измерительная единица ВОПК (NXVCT) позволяет впервые на практике реализовать в едином конструктиве (в одном аппарате) функции преобразования тока и напряжения, что в ряде случаев открывает дополнительные возможности информационного обеспечения электрических сетей. Применение ВОПТ и ВОПН, не имеющих магнитных сердечников, позволяет избавиться от присущих электромагнитным ТТ и ТН недостатков – насыщения магнитной системы и создания условий возникновения феррорезонанса.

Как отмечалось выше, ТТ и ТН представляют собой устройства с аналоговым выходом, которые естественным образом сопрягаются с аналоговыми входами вторичных преобразователей и приборов с помощью аналоговых каналов связи. Большинство современных устройств защиты, автоматики, средств измерений спроектировано именно на входные аналоговые сигналы, хотя многие из них можно перевести на цифровую обработку информации. В то же время ВОПТ и ВОПН генерируют выходные цифровые сигналы, так как измеряемые величины (ток, напряжение) получаются путем цифровой обработки параметров поляризации световых лучей.

В результате волоконно-оптические технологии привели к созданию ПИП нового класса, которые имеют:

- малые размеры, определяемые только длиной пути утечки внешней изоляции;
- значительно меньшую массу, чем электромагнитные ПИП;
- возможность управления включением и отключением сигнала, несущего измерительную информацию;

- повышенную надежность изоляции, что связано с отсутствием органических компонентов внутренней изоляции;
- улучшенные метрологические характеристики в широком диапазоне значений влияющих величин;
- исключены отрицательные последствия, связанные с наличием магнитопроводов;
- отсутствуют проблемы электробезопасности, связанные с коммутацией вторичных цепей ТТ.

В заключение следует отметить, что схемы преобразователей ВОПТ, ВОПН и ВОПК оканчиваются на выходе модулей цифрового управления (см. рис. 6.10) Следовательно, внесению в Госреестр средств измерений подлежит территориально рассредоточенное устройство с оптическим каналом переменной длины. ВОП поверяется как единое целое от изоляционной колонки в распреустройстве включительно до МЦУ в помещении щита управления. Указанные особенности ВОП открывают новые возможности построения архитектуры АСКУЭ нижнего уровня подстанций в РСК.

Следовательно, модернизация АСКУЭ в РСК должна быть ориентирована на организацию многоуровневой компонентной архитектуры с 3-уровневой иерархией, централизованным управлением, распределенной функцией выполнения измерений и внедрением современных микропроцессорных измерительных комплексов на основе УСПД и волоконно-оптических систем на контролируемых подстанциях.

## ВЫВОДЫ

1. Реализация проекта создания ЦУС на базе ИИС в составе АСДТУ верхнего и нижнего уровней обеспечит: сбор и обработку, передачу и прием технологической информации для выполнения полноценных функций перспективного и краткосрочного планирования электросетевого комплекса 110 и 35 кВ в едином адресном пространстве телекоммуникационной сети связи энергетики.

2. В технической политике создания и развития ЕТССЭ необходима организация: сети высокоскоростной передачи данных IP VPN; центра контроля и управления; узлов связи с подключением их к узлам доступа, на основе цифровых каналов и ВОЛС.

3. Для выполнения технической политики в области создания и развития Единой ТССЭ и обеспечения сквозной наблюдаемости электросетевого комплекса в едином адресном пространстве ИИС требуется построение рациональной ТИС по ВЛ-110, 35 кВ на основе: верхний уровень – ВОЛС; нижний – ВОЛС, ВЧ каналов связи (при необходимости: каналов телефонной, радиорелейной и радиосвязи).

4. Для реализации СКУЭТО нижнего уровня подстанций в РСК требуется организация систем: сбора данных; технологических процессов; контроля и учета электроэнергии.

5. Мультипликативный критерий позволяет произвести выбор микропроцессорного контролируемого пункта (основного технического устройства контроля подстанций 110 и 35 кВ для выполнения функций сбора и передачи, обработки и предоставления информации в АСДТУ верхнего и нижнего уровней) в оптимальном соотношении цены и качества.

6. Модульный принцип создания программно-аппаратной среды на основе отечественных: блоков микропроцессорной релейной защиты, устройств сбора данных УСД-0,5 и устройств сбора и передачи данных для АСУ ТП, ССД и АСКУЭ, соответственно, позволяет надежно выполнять основные функции РЗА и диагностики, дистанционного управления оборудованием и учета электроэнергии на подстанциях.

7. Модернизация АСКУЭ в РСК требует организации многоуровневой компонентной архитектуры с 3-уровневой иерархией, централизованным управлением, распределенной функцией выполнения измерений и внедрением современных микропроцессорных измерительных комплексов на основе УСПД и волоконно-оптических систем на контролируемых подстанциях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

---

---

1. Комплексная проблема архитектуры информационно-измерительной системы центра управления сетей региональной сетевой компании методически систематизирована на задачи анализа и синтеза и выявления ее базисных структур для дальнейшей их интеграции с целью рационального выбора микропроцессорных средств различных уровней управления.

2. Разработана морфологическая матрица базисных структур и форм их представления как совокупность информационных процессов интегрированной автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления.

3. Для процесса проектирования микропроцессорной ИИС определена необходимость структурной организации иерархии диспетчерского управления в два уровня: верхнего ЦУС РСК и нижнего уровня подстанций ПОЭС в три ступени, а именно: сопряжения, сбора и предоставления данных.

4. Проведена классификация регламентированных систем диспетчерского управления, позволяющая определить прототип с «локальным» интеллектом, гибкой структурой и открытой модульной архитектурой для комплексной организации информационно-измерительной системы.

5. Предложена структура программно-аппаратных средств для центра управления сетей верхнего РСК и нижнего ПОЭС уровней с обеспечением ситуационно-динамичной технологии контроля и управления электросетевым комплексом 110 кВ и ниже в режиме реального времени.

6. Показаны информационное обеспечение сети передачи информации и структура телеинформационной сети региональной сетевой компании. Разработаны метод и алгоритм структурной рационализации телеинформационной сети в региональной сетевой компании, позволяющие провести ее оптимальный расчет на основе высокочастотных или волоконно-оптических линий связи по воздушным линиям электропередач 110 и 35 кВ.

7. Рассмотрены средства, способы контроля и диагностики с определением четырехэтапного исследования для оценки физического износа и предупреждения, развивающихся и аварийных дефектов силовых трансформаторов, разработан и предложен способ их телеконтроля под рабочим напряжением, повышающий эффективность эксплуатации электрических сетей, а также способ и устройство определения влажности трансформаторного масла, позволяющие повысить метрологическую эффективность.

8. Выявлен состав центра управления сетей с обеспечением функций надежного контроля и управления электросетевым комплексом 110 и 35 кВ, показана общая структура сети связи и телеинформационной сети контроля для объектов автоматизации региональных сетевых компаний, предложен метод и произведен по нему выбор программно-технических средств для системы контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций.

9. Предложен модульный принцип построения программно-аппаратной среды системы контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций на базе современных отечественных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, сбора данных и контроля и учета электроэнергии.

10. Определен вектор модернизации АСКУЭ региональной сетевой компании на базе компонентной архитектуры с трехуровневой иерархией, централизованным управлением, распределенной функцией выполнения измерений и внедрения современных микропроцессорных измерительных комплексов на основе промконтроллеров и волоконно-оптических систем на контролируемых подстанциях.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Руденко, Ю.Н. 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.
2. Арзамасцев, Д.А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем / Д.А. Арзамасцев и др. ; под ред. Д.А. Арзамасцева. – М. : Высшая школа, 1983. – 324 с.
3. Гончуков, В.В. Автоматизация управления энергообъединениями / В.В. Гончуков и др. ; под ред. С.А. Совалова. – М. : Энергия, 1979. – 420 с.
4. Розанов, М.Н. Автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими системами / М.Н. Розанов и др. ; под ред. М.Н. Розанова, В.А. Семенова. – Новосибирск : Наука, 1986. – 315 с.
5. Морозкин, В.П. Автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие / В.П. Морозкин, Д. Ангелаге. – М. : Энергоатомиздат, 1994. – 260 с.
6. Беркович, М.А. Автоматика энергосистем / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов. – М. : Энергоатомиздат, 1991. – 250 с.
7. Многоуровневые информационно-управляющие системы реального времени для топливно-энергетического комплекса России : монография / под ред. В.Е. Костюкова. – Н. Новгород : Изд-во ННГУ им. Н.И. Лобачевского, 2007. – 243 с.
8. Проектирование импульсных и цифровых устройств радиотехнических систем : учебное пособие / Ю.П. Гришин, Ю.М. Казаринов, В.М. Катиков и др. – М. : Высшая школа, 1985. – 319 с.
9. Глинкин, Е.И. Технология аналого-цифровых преобразователей / Е.И. Глинкин, М.Е. Глинкин. – Тамбов : Изд-во Тамб. гос. тех. ун-та, 2008. – 140 с.
10. Глинкин, Е.И. Схемотехника микропроцессорных систем. Измерительно-вычислительные системы : учебное пособие / Е.И. Глинкин. – Тамбов : Тамбовский государственный технический университет, 1998. – 158 с.
11. Проектирование микропроцессорных измерительных приборов и систем / В.Д. Циделко, Н.В. Нагаец, Ю.В. Хохлов и др. – Киев : Техника, 1984. – 215 с.
12. Прангашвили, И.В. Основы построения АСУ сложными технологическими процессами / И.В. Прангашвили, А.А. Амбарцумян. – М. : Энергоатомиздат, 1994. – 305 с.
13. Богданов, А.В. Современные автоматизированные системы управления энергообъектами / А.В. Богданов и др. // Известия НИИПТ. – СПб., 2001. – Вып. 58. – 284 с.
14. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М. : Энергоатомиздат, 1996. – 178 с.
15. Чичев, С.И. Информационно-измерительная система центра управления сетей / С.И. Чичев, Е.И. Глинкин // Вестник Черноземья. – Липецк, 2008. – № 4. – С. 60 – 62.
16. Чичев, С.И. Архитектура системы РСК «Тамбовэнерго» / С.И. Чичев, Е.И. Глинкин // Труды ТГТУ : сб. науч. статей. – Тамбов : Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2009. – Вып. 22. – С. 134 – 136.
17. Тутевич, В.Н. Телемеханика : учебное пособие / В.Н. Тутевич. – М., 1985. – 264 с.
18. Ерофеев, А.А. Теория автоматического управления : учебное пособие / А.А. Ерофеев. – СПб. : Политехника, 2002. – 300 с.
19. Ильин, В.А. Телеуправление и телеизмерение / В.А. Ильин. – М. : Энергоиздат, 1982. – 552 с.
20. Воронов, А.А. Теория автоматического управления / А.А. Воронов и др. ; под ред. А.А. Воронова. – М. : Высшая школа, 1986. – Ч. 1. – 368 с. ; Ч. 2. – 504 с.
21. Комплект программно-аппаратных средств телемеханики КОМПАС ТМ 2.0 / ЮГ-СИСТЕМА. – Краснодар, 1999. – 34 с.

22. Автоматизированная система управления энергосистемы на базе программно-технических средств MicroSCADA/Open++/ RTU 211 разработки концерна АBB. – Чебоксары : Издание АBB Реле – Чебоксары, 1999. – 81 с.
23. Промышленный логический контроллер серии SMART / ЗАО «РТСофт». – М., 2003. – 81 с.
24. Программно-технический комплекс для построения систем сбора данных и диспетчерского управления / Систел А. – М., 1999. – 132 с.
25. Рабинович, М.А. Цифровая обработка информации для задач оперативного управления в электроэнергетике / М.А. Рабинович ; ИЦ ЭНАС. – М., 2001. – 344 с.
26. Босый, Н.Д. Многоканальные системы передачи информации / Н.Д. Босый, В.А. Игнатов. – М. : Изд-во Знание. – М., 1984. – 64 с.
27. Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе до 2015 г. / ОАО «РОСЭП». – М., 2006. – 73 с.
28. Давыдов, П.Б. Сети электросвязи / П.Б. Давыдов, В.М. Рогинский, А.Я. Толчан. – М. : Изд-во Связь, 1977. – 360 с.
29. Ахремчик, О.Л. Эвристические приемы проектирования локальных систем автоматизации / О.Л. Ахремчик. – Тверь : Изд-во Тверского государственного технического университета, 2006. – 160 с.
30. 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.
31. Чичев, С.И. Мониторинг и диагностика оборудования сетей региональной сетевой компании «Тамбовэнерго» / С.И. Чичев, Е.И. Глинкин // Повышение эффективности средств обработки информации на базе математического моделирования : материалы IX Всероссийской науч.-техн. конф. 27–28 апреля 2009 г. – Тамбов, 2009. – С. 461 – 472.
32. Чичев, С.И. Комплекс систем управления на подстанциях предприятия электрических сетей / С.И. Чичев, С.П. Нестеренко // Электрика. – М., 2004. – № 11. – С. 26 – 29.
33. Чичев, С.И. Информационно-измерительная система центра управления сетей / С.И. Чичев, Е.И. Глинкин // Электрика. – М., 2009. – № 5. – С. 29 – 33.
34. Микропроцессорный блок релейной защиты типа БМРЗ : каталог экспозиции ВВЦ «Релейная защита и автоматика энергосистем» / ОРГРЭС. – М., 1996. – С. 5 – 12.
35. Чичев, С.И. Модернизация автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии региональной сетевой компании / С.И. Чичев // Повышение эффективности средств обработки информации на базе математического моделирования : материалы IX Всероссийской науч.-техн. конф. 27 – 28 апреля 2009 г. – Тамбов, 2009. – С. 453 – 461.
36. Правила устройства электроустановок / ЗАО «Энергосервис». – М., 2003. – 606 с.
37. Тульчин, Л.Г. Оценка качества электроизмерительных приборов / Л.Г. Тульчин, А.М. Хаскин, В.Д. Шаповалов. – Л. : Энергоиздат, 1982. – 216 с.
38. Рабинович, С.Г. Погрешности измерений / С.Г. Рабинович. – Л. : Энергия, 1978. – 282 с.
39. Грановский, В.А. Динамические измерения: основы метрологического обеспечения / В.А. Грановский. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 224 с.
40. Антипов, В.А. Повышение точности средств измерений / В.А. Антипов, В.П. Мелехин. – М. : Радиотехника, 2007. – 228 с.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	3
ВВЕДЕНИЕ .....	5
1. БАЗИСНЫЕ СТРУКТУРЫ ИНФОРМАЦИОННО- ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ	7
1.1. Классификация структур.....	7
1.2. Автоматизированные системы	14
1.3. Иерархия диспетчерского управления	22
Выводы .....	25
2. СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ ...	26
2.1. Жесткая структура .....	26
2.2. Интеллектуальная структура	30
2.3. Локальный интеллект ...	34
2.4. Классификация .....	53
Выводы .....	54
3. ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДИСПЕТЧЕРСКИХ ЦЕНТРОВ УПРАВЛЕНИЯ СЕТЯМИ .....	56
3.1. Диспетчерские пункты нижнего уровня	56
3.2. Диспетчерские центры верхнего уровня	58
3.3. Центры управления сетей среднего уровня	67
Выводы .....	93
4. СЕТЬ ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ РЕГИОНАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ.	94
4.1. Информационное обеспечение.....	95
4.2. Телеинформационная сеть контроля	99
4.3. Метод оптимизации.....	103
Выводы.....	109
5. СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИЙ .....	110
5.1. Средства контроля и диагностики	110
5.2. Способ контроля под напряжением	118
5.3. Методы определения влажности масла	123
Выводы .....	135
6. ВЕКТОР ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ИНФОРМАЦИОННО- ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЦЕНТРА УПРАВЛЕНИЯ СЕТЕЙ РЕГИОНАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ .....	137
6.1. Центр управления сетей.....	137
6.2. Сеть связи объектов автоматизации	140
6.3. Структура телеинформационной сети	144
6.4. Выбор программно-технических средств.	145
Выводы .....	166
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	168
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	170