

УДК 681.335

ПРИНЦИПЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЦЕНТРА УПРАВЛЕНИЯ СЕТЕЙ РЕГИОНАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

© С.И. Чичёв, Е.И. Глинкин

Ключевые слова: автоматизация информационно-измерительной системы; автоматизированная система диспетчерско-технологического управления.

Предложены принципы автоматизации и структура информационно-измерительной системы центра управления сетей региональной сетевой компании.

Информационно-измерительная система центра управления сетей региональной сетевой компании (ИИС ЦУС РСК далее ИИС) объединяет функции диспетчерского и производственно-технического управления, является иерархической интегрированной системой [1–6]. В её состав должны входить ряд автоматизированных систем, важнейшими из которых являются: АСКУЭ (контроля и учёта электроэнергии), АСТУ (технологического) и АСДТУ (диспетчерско-технологического управления) верхнего уровня и СКУЭТО (контроля и управления электротехническим оборудованием) подстанций (ПС) нижнего уровня, реализуемых на принципах (рис. 1):

- 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 [2]:

- применение информационных технологий, отвечающих международным стандартам;
- архитектурная и интерфейсная совместимость, обеспечивающая сопряжение и функциональную работоспособность с обеспечением требований информационной безопасности;



Рис. 1. Интеграция автоматизированных систем

– 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.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ

1. Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии. Структура АСКУЭ РСК должна состоять из трёх уровней: одного верхнего ЦУС РСК и двух уровней нижнего в составе СКУЭТО ПС ПОЭС.

АСКУЭ верхнего уровня ЦУС РСК включает организованные через ЛВС (рис. 2) программно-технические средства ПТС (ИВК – информационно-вычислительный комплекс) в составе устройства сбора и передачи данных (УСПД) на основе промконтроллера и сервера (АРМ инженера-технолога) с программным обеспечением (АСКП или др.).

ИВК верхнего уровня обеспечивает для центра сбора и обработки информации (ЦСОИ) (рис. 3):

- подготовку отчета в XML-формате для передачи требуемых данных в Некоммерческое Партнёрство «Ассоциация Товарищеских Сообществ» НП «АТС» и смежным субъектам «оптового рынка электроэнергии» (ОРЭ) по электронной почте;
- автоматизированный сбор, хранение результатов измерений и диагностику состояния средств измерений нижнего уровня АСКУЭ.

АСКУЭ нижнего уровня в составе СКУЭТО ПС ПОЭС (рис. 3) представлена двумя уровнями: информационно-вычислительным комплексом электроустановки (ИВКЭ) и информационно-измерительным комплексом (ИИК).

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

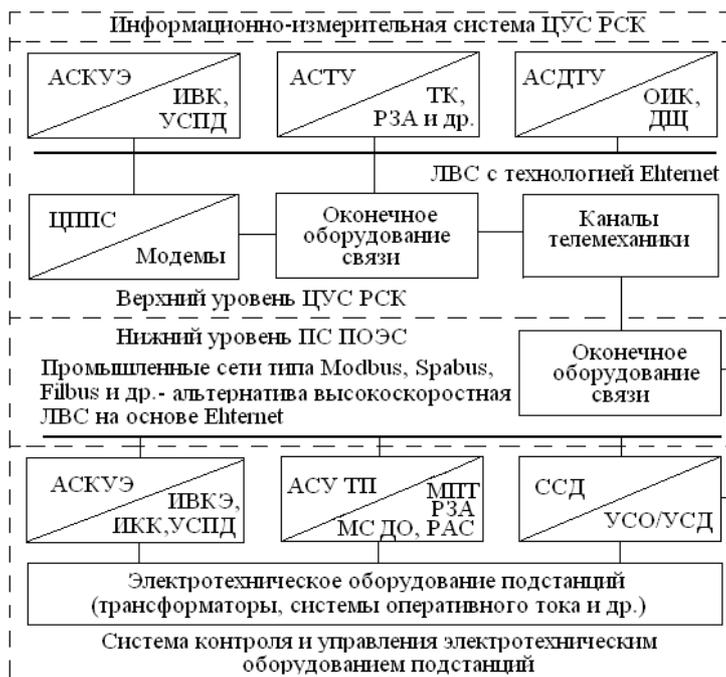


Рис. 2. Архитектура информационно-измерительной системы центра управления сетями региональной сетевой компании

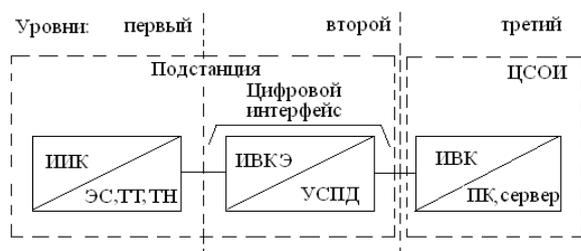


Рис. 3. Трехуровневая АСКУЭ РСК

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 т. ч. 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 учёта электроэнергии.

В состав единой системы учёта электроэнергии в РСК должны входить:

- 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 еди-

ническое средство измерений в системе учёта электроэнергии.

Система учёта 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.

В итоге, на всех трёх 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, на данном этапе в составе интегрированной двухуровневой АСДТУ РСК необходимо создание трёхуровневой структуры АСКУЭ: первый уровень ИКК и второй – ИВКЭ в СКУЭТО подстанций с функцией обеспечения централизованного управления и распределённого 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.

2. Автоматизированная система технологического управления. АСТУ ЦУС РСК с централизованным управлением и распределённой функцией выполнения измерений должна состоять из двух уровней (рис. 1.2): верхнего, собственно, АСТУ ЦУС и нижнего АСУ ТП в составе СКУЭТО ПС [3–5].

Архитектуру АСТУ верхнего уровня ЦУС организуют программно-технические средства ПТС в сети ЛВС, включенные в адресное пространство серверов (АРМ) в области трёх 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 предоставле-

ния 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 трёх 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 ТТ и напряжения ТН, выполняет функции релейной защиты и автоматики РЗА электрооборудования подстанций.

Подсистема ДО и РАС в АСУ ТП нижнего уровня на основе цифровых регистраторов событий РАС, также подключаемых к вторичным цепям трансформаторов тока ТТ и напряжения ТН, 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.

3. Автоматизированная система диспетчерско-технологического управления. АСДТУ РСК состоит из двух уровней (рис. 2): верхнего уровня, собственно, АСДТУ ЦУС и подсистемы ССД нижнего уровня СКУЭТО подстанций [6].

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 должны 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 обоих уровней имеет в составе центральную приёмопередающую станцию ЦППС с модемами в виде канальных адаптеров, оконечное оборудование связи, служащее для организации каналов ТМ и приёма информации с нижнего уровня ПС ПОЭС (рис. 2), а также должна обеспечивать:

- 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.

4. Система контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций. СКУЭТО ПС [6] включает в состав подсистемы нижнего уровня (рис. 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 СТМ на основе аналого-цифровых устройств; устройства связи с объектом (УСО или устройства сбора данных –

УСД) на основе программируемых контроллеров, служащих для организации каналов ТМ и передачи информации на верхний уровень АСДТУ ЦУС РСК.

Подсистема ССД нижнего уровня должна обеспечивать 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, СКУЭТО на основе подсистем АСКУЭ, АСУТП и ССД нижнего уровня ПС в ПОЭС решает следующие задачи:

- учёт 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 (рис. 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 аудио формах 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, для задач автоматизированного сбора и обработки, хранения и передачи информации о состоянии, режимах и параметрах электрооборудования необходимо использование современных микропроцессорных средств верхнего ЦУС РСК и нижнего СКУЭТО подстанций ПОЭС уровней, поддерживающие стандартные протоколы информационного обмена в архитектуре ИИС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Глинкин Е.И. Схемотехника микропроцессорных систем. Измерительно-вычислительные системы: учеб. пособие. Тамбов: ТГТУ, 1998. 158 с.

2. Руденко Ю.Н. и др. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / под ред. Ю.Н. Руденко, В.А. Семёнова. М.: МЭИ, 2000. 648 с.
3. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Автоматизация оперативно-диспетчерского управления подстанциями на предприятии электрических сетей // Труды ТГТУ: сб. науч. ст. Тамбов: ТГТУ, 2003. Вып. 13. С. 173-177.
4. Чичёв С.И., Нестеренко С.П. Комплекс систем управления на подстанциях предприятия электрических сетей // Электрика. М., 2004. № 11. С. 26-29.
5. Чичёв С.И. Системы автоматизации энергообъектов // Электротехника, приборостроение. Радиотехника и связь, энергетика, электроника: тр. IV междунар. конф. Самара: СГТУ, 2003. Ч. 17. С. 154-156.
6. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Информационно-измерительная система центра управления сетей // Вестн. Черноземья. Липецк: ЛГТУ, 2008. № 4. С. 60-62.

Поступила в редакцию 3 апреля 2009 г.

Chichev S.I., Glinkin E.I. Principles of automation of information-measuring system of control centre of networks of the regional network company. Principles of automation and structure of information-measuring system of control centre of networks of the regional network company are offered.

Key words: automation of information-measuring system; the automated system of dispatching-technological management.