

А.Н.Ожегов

Системы АСКУЭ
часть 2

Учебное пособие

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

«ВЯТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Электротехнический факультет

Кафедра электроснабжения

А.Н.Ожегов

Системы АСКУЭ

часть 2

Учебное пособие

Киров

2012

УДК 621.311(07)

О 451

Допущено редакционно-издательской комиссией методического совета ФГБОУ ВПО «ВятГУ» в качестве учебного пособия для студентов 5 курса специальности 140610 «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений».

Рецензенты:

старший преподаватель кафедры электрических станций, Н.В.Петров;

главный инженер ООО «Вятпроектсервис», К.Е.Кашин

Ожегов А.Н.

О 451 Системы АСКУЭ часть 2: учебное пособие для студентов 5 курса специальности 140610 «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений»/ А.Н.Ожегов - Киров: ПРИП ФГБОУ ВПО «ВятГУ», 2012. - 69 с.

УДК 621.311(07)

В учебном пособии рассматриваются вопросы проектирования и эксплуатации автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии и других энергоресурсов. Более подробно освещена тема требований нормативной документации к системам учета.

Редактор О.В.Славинская

© Ожегов А.Н., 2012

© ФГБОУ ВПО «ВятГУ», 2012

Содержание:

1. Требования розничного рынка.....	6
1.1. Вычисление величины потребленной электроэнергии расчетным способом	9
1.2. Учет (расчет) почасовых объемов потребления электроэнергии.....	10
1.3. Учет потребленной электроэнергии при неисправности или утрате расчетного прибора учета.....	11
1.4. Выявление безучетного и бездоговорного потребления	13
1.5. Определение объема безучетного и бездоговорного потребления...	13
2. Устройства сбора и передачи данных.....	15
2.1. Назначение и технические характеристики.	15
2.2. Расчеты в УСПД RTU-325.	21
2.3. Встроенный пульт ввода (вывода) УСПД RTU-325	22
2.4. Коммуникационные возможности УСПД RTU-325	22
2.5. Поддержка единого времени в системе	23
2.6. Диагностика работы системы	24
2.7. Защита от несанкционированного доступа	25
2.8. Возможности конфигурирования УСПД и счетчиков.....	27
2.9. Внешний инженерный пульт УСПД RTU-325.....	27
2.10. Функции технического учета семейства УСПД RTU-325.....	28
2.11. Оперативный контроль баланса электроэнергии	29
2.12. Организация рабочих мест на базе встроенного Web-сервера УСПД RTU-325	30
3. Интерфейс RS-485.....	32
4. Комплексная автоматизация.	35
5. Коммерческий учет электроэнергии в бытовом секторе	42

5.1. Снятие показаний счетчиков самим абонентом и контролерами энергосбыта.	43
5.2. Варианты размещения электросчетчиков у бытовых потребителей ..	44
5.3. Требования к функционированию счетчиков	45
5.4. Модель биллинга.....	46
5.5. Организация каналов связи при сборе данных со счетчиков бытовых АСКУЭ	47
6. Приборы предварительной оплаты за электроэнергию	49
7. Требования нормативной документации к созданию АСКУЭ.....	52
Приложение 1.	62
Примеры АСКУЭ бытового сектора.....	62
Библиографический список.....	66

1. Требования розничного рынка

Правила функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики были утверждены постановлением Правительства РФ от 31 августа 2006 г. №530. Правила содержат так же требования к приборам учета потребителей, получающих электроэнергию с розничного рынка, поэтому представляют значительный интерес в рамках данного курса.

Пункт 71 Правил гласит, что покупателем должен быть обеспечен учет электрической энергии в соответствии с разделом XII настоящих Правил. В случае, если объем фактически потребленной электрической энергии и услуг по ее передаче определяется с использованием приборов учета, в договоре энергоснабжения определяются:

а) технические данные используемых для этих целей приборов, в том числе измерительных трансформаторов (включая тип прибора, заводской номер, коэффициент трансформации, начальные показания), и места их расположения;

б) требования, предъявляемые к условиям эксплуатации и сохранности приборов учета;

в) порядок и периодичность передачи данных коммерческого учета потребителем;

г) срок восстановления работоспособности прибора учета в случае его временного выхода из эксплуатации или утраты;

д) условие об обязательности обеспечения периодического (не чаще 1 раза в месяц) доступа уполномоченных представителей гарантирующего поставщика и (или) сетевой организации, к сетям которой присоединены энергопринимающие устройства потребителя и которая является стороной в заключаемом договоре либо представляет интересы гарантирующего поставщика, к приборам учета для цели проверки условий их эксплуатации и сохранности, снятия контрольных показаний.

Заслуживает внимания глава XII. Правил Основные положения организации коммерческого учета электрической энергии на розничных рынках.

Оплата потребленной электрической энергии, предоставленных услуг по передаче электрической энергии, а также оплата потерь электрической энергии в электрических сетях осуществляется на основании данных, полученных с помощью приборов учета. В случае отсутствия приборов учета допускается применение расчетных методов.

Учет потребленной электроэнергии по приборам учета.

Для учета электрической энергии используются приборы учета, типы которых утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии и внесены в государственный реестр средств измерений.

Если условиями договоров оказания услуг по передаче электрической энергии (энергоснабжения) предусматривается необходимость соблюдения определенного соотношения потребления активной и реактивной мощности, сторонами обеспечивается учет реактивной мощности.

При наличии приборов учета у обеих сторон по договору в качестве прибора учета, показания которого принимаются для целей определения обязательств сторон (далее – расчетный прибор учета), применяется прибор учета с более высоким классом точности, если его использование позволяет осуществлять более точное измерение объема электрической энергии с учетом ее потерь, возникающих на участках электрических сетей от границы их балансовой принадлежности до мест установки соответствующих приборов учета. Прибор учета другой стороны по договору используется для контроля исправности и точности расчетного прибора учета (далее - контрольный прибор учета). При равенстве класса точности указанных приборов учета, выбор расчетного и контрольного приборов учета осуществляется по соглашению сторон.

Если иное не установлено договором, прибор учета следует судьбе энергопринимающих устройств, энергетических установок или объектов электросетевого хозяйства, для обслуживания которых он используется.

Владелец объекта, на котором установлен данный прибор учета, обеспечивает его сохранность, целостность и обслуживание (своевременную поверку, ремонт и замену). В случае установки прибора учета в жилом помещении его сохранность, целостность и обслуживание обеспечивает собственник (наниматель) жилого помещения, если иное не установлено соответствующим договором.

Правила устанавливают необходимые классы точности приборов учета (табл. 1).

Таблица 1

Классы точности приборов учета.

Напряжение	Мощность	Класс точности приборов учета	
		Допускается к эксплуатации	Для нового проектирования и при замене выбывших из эксплуатации
0,4	Все	2,0	1,0
6...35 кВ	<750 кВА	2,0	1,0
	>750 кВА	1,0 (2,0)*	0,5S*
110 кВ и выше	<750 кВА	2,0	1.0
	>750 кВА	1,0 (2,0)**	0,5S*

*– при условии измерения почасовых объемов потребления.

**– при условии определения почасовых объемов потребления расчетным путем.

Для определения почасовых объемов электроэнергии для потребителей более 750 кВА требуются применение счетчиков с возможностью фиксации почасового потребления и (или) включение в

состав автоматизированной системы учета электрической энергии, обеспечивающей удаленное снятие показателей с приборов учета.

В случае, если расчетный прибор учета расположен не на границе балансовой принадлежности электрических сетей, объем принятой в электрические сети (отпущенной из электрических сетей) электрической энергии корректируется с учетом величины нормативных потерь электрической энергии, возникающих на участке сети от границы балансовой принадлежности электрических сетей до места установки прибора учета, если соглашением сторон не установлен иной порядок корректировки.

Величина нормативных потерь определяется в соответствии с методикой выполнения измерений, согласовываемой сторонами по договору и аттестованной федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии.

В программу некоторых микропроцессорных счетчиков введена функция, позволяющая автоматически учитывать такие потери.

1.1. Вычисление величины потребленной электроэнергии расчетным способом

В случае, если в соответствии с договором энергоснабжения или договором оказания услуг по передаче электрической энергии объем потребления электрической энергии потребителем определяется расчетным способом, сетевая организация по окончании расчетного периода осуществляет расчет соответствующего объема потребления электрической энергии и предоставляет полученные данные потребителю и (или) гарантирующему поставщику (энергосбытовой организации) в соответствии с договором оказания услуг по передаче электрической энергии.

Расчетный способ определения объема потребления электрической энергии согласовывается потребителем (за исключением гражданина –

потребителя) с сетевой организацией, к электрическим сетям которой присоединены его энергопринимающие устройства. Сетевая организация согласовывает предложенный потребителем расчетный способ в течение 10 дней с момента получения соответствующих документов. При наличии возражений сетевая организация направляет потребителю письменный мотивированный отказ с указанием ее обоснованных предложений об использовании одного из предусмотренных пунктами 144 и 145 настоящих Правил расчетных способов. Отсутствие такого письменного отказа по окончании указанного срока означает согласие сетевой организации с предложенным потребителем расчетным способом.

При этом для потребителей, владеющих на праве собственности или ином законном основании энергопринимающими устройствами, присоединенная мощность которых превышает 750 кВ·А, объемы потребления электрической энергии определяются в соответствии с указанными расчетными способами с почасовой разбивкой.

1.2. Учет (расчет) почасовых объемов потребления электроэнергии

Правилами коммерческого учета электрической энергии на розничных рынках электрической энергии устанавливаются в том числе:

а) порядок получения статистических данных о распределении по часам суток объемов потребления электрической энергии гражданами - потребителями и иными категориями потребителей для аналогичных по характеристикам потребления электрической энергии дней по сезонам года и составления на их основе типовых профилей нагрузки для соответствующей категории потребителей;

б) порядок применения типовых профилей нагрузки для приведения совокупных за расчетный период фактических объемов потребления электрической энергии потребителями, обслуживаемыми соответствующей энергосбытовой организацией (гарантирующим поставщиком), к почасовым значениям указанных объемов;

в) порядок определения в отношении каждого часа разности суммы почасовых объемов электрической энергии, измеренных приборами учета, используемыми для определения обязательств энергосбытовых (энергоснабжающих) организаций и гарантирующего поставщика на оптовом рынке, и суммы почасовых объемов покупки электрической энергии указанными энергосбытовыми организациями и гарантирующим поставщиком, определенных с использованием типовых профилей нагрузки, и порядок распределения этой разности между соответствующими лицами.

1.3. Учет потребленной электроэнергии при неисправности или утрате расчетного прибора учета

В случае выявления неисправности или утраты расчетного прибора учета определение объема потребления электрической энергии осуществляется на основании показаний контрольного прибора учета.

В случае отсутствия контрольного прибора учета определение объема потребления электрической энергии осуществляется, если договором энергоснабжения не установлено иное, на основании имеющихся статистических данных за аналогичный период предшествующего года с учетом темпов изменения объема потребления электрической энергии.

Указанный способ расчета объема потребления электрической энергии используется при условии наличия статистики за период не менее одного года, если сетевая организация владеет или на основании договора с потребителем или гарантирующим поставщиком (энергосбытовой организацией) обслуживает расчетный прибор учета, а также в случае уведомления потребителем о выходе из эксплуатации или утрате принадлежащего ему и обслуживаемого им прибора учета в течение установленного договором срока для ремонта или замены прибора учета.

В иных случаях расчет объема потребления можно представить в виде алгоритма (рис 1).



Рис 1. Алгоритм определения объема потребления энергии в случае выхода из строя или утрате расчетного прибора учета и отсутствии контрольного прибора учета

1.4. Выявление безучетного и бездоговорного потребления

Субъекты электроэнергетики, обеспечивающие снабжение электрической энергией потребителей, в том числе энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики и сетевые организации, вправе проводить проверки соблюдения потребителями условий заключенных договоров, определяющих порядок учета поставляемой электрической энергии, а также наличия у потребителей оснований для потребления электрической энергии.

В случае выявления фактов безучетного потребления электрической энергии допускается отказ гарантирующего поставщика, энергосбытовой организации от исполнения обязательств по поставке электрической энергии потребителю, допустившему такое нарушение, путем введения в установленном порядке полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии.

Бездоговорное потребление - потребление электрической энергии, осуществляемое юридическими или физическими лицами в отсутствие заключенного в установленном порядке договора энергоснабжения. К бездоговорному приравнивается так же потребление электроэнергии с использованием энергопринимающих устройств, присоединенных к электрической сети сетевой организации с нарушением установленного порядка технологического присоединения.

При выявлении фактов бездоговорного потребления сетевая организация вводит в установленном порядке полное ограничение режима потребления электрической энергии этим потребителем.

1.5. Определение объема безучетного и бездоговорного потребления

По факту выявленного безучетного потребления электрической энергии или бездоговорного потребления электрической энергии

составляется акт о неучтенном потреблении электрической энергии, на основании которого осуществляются расчеты за потребленную таким образом электрическую энергию.

В акте о неучтенном потреблении электрической энергии должны содержаться данные о потребителе, способе и месте осуществления выявленного нарушения, описание приборов учета на момент составления акта, дата предыдущей проверки, объяснения потребителя по выявленному факту и его претензии к составленному акту (в случае их наличия).

При составлении акта о неучтенном потреблении электрической энергии должен присутствовать потребитель или лицо, осуществляющее бездоговорное потребление электрической энергии, либо его представитель.

Отказ потребителя или лица, осуществляющего бездоговорное потребление электрической энергии, либо его представителя от подписания составленного акта о неучтенном потреблении электрической энергии, а равно отказ от присутствия при его составлении отражается с указанием причин такого отказа в акте о неучтенном потреблении электрической энергии или в отдельном акте, составленном в присутствии двух незаинтересованных лиц и подписанном этими лицами.

Объем безучетного потребления электрической энергии определяется одним из расчетных способов, предусмотренных пунктами 145 и 147 настоящих Правил.

Объем бездоговорного потребления электрической энергии определяется исходя из расчета полного использования всей мощности присоединенных энергопринимающих устройств.

Объем безучетного потребления электрической энергии определяется за весь период, истекший с даты предыдущей контрольной проверки технического состояния точки поставки, уровня

энергопотребления и состояния приборов учета потребителя, либо, если указанная проверка не была проведена по вине сетевой организации, - с даты, не позднее которой она должна быть проведена.

Объем бездоговорного потребления электрической энергии, определяется за весь период, истекший с даты предыдущей контрольной проверки технического состояния объектов электросетевого хозяйства в месте, где осуществляется бездоговорное потребление электрической энергии, но не более чем за 3 года.

Стоимость выявленного объема бездоговорного потребления электрической энергии взыскивается с лица, осуществлявшего бездоговорное потребление электрической энергии, сетевой организацией на основании акта о неучтенном потреблении электрической энергии по действующему на дату взыскания тарифу на электрическую энергию.

Стоимость выявленного объема безучетного потребления электрической энергии взыскивается гарантирующим поставщиком (энергосбытовой организацией) с потребителя на основании акта о неучтенном потреблении электрической энергии.

2. Устройства сбора и передачи данных

2.1. Назначение и технические характеристики.

Устройства сбора и передачи данных (УСПД) являются важнейшим компонентом систем коммерческого учета электроэнергии. УСПД осуществляет сбор данных со счетчиков (датчиков), их обработку и хранение, передачу накопленных данных в различные системы верхнего уровня. К УСПД предъявляются высокие требования по функциональности, конструкции и надежности.

За счет применения УСПД решается проблема масштабирования систем АСКУЭ, позволяет унифицировать структурные схемы проектируемых объектов, а также дает возможность построения пространственно распределенных, многоуровневых систем. При этом упрощается наладка, ввод в эксплуатацию и текущая эксплуатация системы, что особенно важно при возникновении нештатных ситуаций.

Устройство и реализуемые функции УСПД разберем на примере RTU-325, производимого компанией Эльстер Метроника.

Для решения задач коммерческого и технического учета компания Эльстер Метроника представляет модельный ряд УСПД RTU-325: RTU-325, RTU-325L, RTU-325H. Все перечисленные модели УСПД имеют одинаковые совместимые функциональные возможности, но разное конструктивное исполнение и характеристики.



Рис. 2. Внешний вид УСПД RTU-325

В базовый комплект поставки УСПД RTU-325 входят:

- Энергонезависимая память 512 Мб
- Ethernet
- Интерфейсы – RS-232 и RS-485
- Консоль для конфигурирования

- Встроенный пульт управления
- Клеммник
- Высокопрочный корпус с защитой IP-65 с 3 пломбируемыми отсеками
- 2 источника питания AC/DC и DC/DC
- Лицензионная операционная система QNX и встроенное прикладное программное обеспечение.
- Стандартные конфигурации
- RTU-325-E1-512-M3-G
- RTU-325-E1-512-M3-B4-G
- RTU-325-E1-512-M3-B8-G
- RTU-325-E1-512-M11-G

Обозначения:

Ex – число портов Ethernet.

512 – объем энергонезависимой памяти в Мб

Mx – число полномодемных интерфейсов RS – 232

Vx – число гальваноразвязанных интерфейсов RS-485

G – дисплей

УСПД RTU-325 осуществляет автоматический сбор измеренных данных со счетчиков, нижестоящих УСПД, коммутационных аппаратов (рис 3).

Для увеличения надежности работы системы с каскадными включениями УСПД реализована функция автоматического перехода с основного на резервный канал связи при наличии резервных каналов связи между УСПД.

Технические характеристики УСПД RTU-325 приведены в таблице 2, а наименования поддерживаемых счетчиков – в таблице 3.

Технические характеристики УСПД RTU-325

Наименование величины	Значение
Энергонезависимая память	512Mb, 1 Gb
Сетевые интерфейсы	Базовый Ethernet 10/100base TX - 1(2) шт
Встроенные последовательные интерфейсы для работы со счетчиками и внешними коммуникациями	– RS-232: до 12 каналов. – Четыре канала RS-232 присутствуют всегда. - RS-422/485: до 8 каналов. Примечание: общее количество последовательных интерфейсов до 12 каналов
Максимальное количество цифровых счетчиков на канал RS-422/485 (на максимальной длине кабеля без репиторов)	Не более 32 для счетчиков со стандартной нагрузкой
Возможность увеличения количества последовательных портов за счёт использования Ethernet-сервера TCP/IP-COM	Поддерживается
Максимальное количество импульсных/дискретных опторазвязанных каналов	40 входов
Встроенный пульт ввода/вывода	– Вакуумно-флюоресцентный русифицированный дисплей (VFD) с разрешением 2 строки по 20 символов; – 12-клавишная функциональная клавиатура

Продолжение табл.2

Конструкция УСПД	– В едином корпусе с односторонним обслуживанием – Позволяет устанавливать УСПД на стандартных панелях и в специализированных шкафах
Исполнение корпуса УСПД	IP65
Рабочий диапазон температуры окружающего воздуха	-25...+70 °С (обычное исполнение); -40...+85 °С (расширенный диапазон по заказу)
Напряжение питания	85...264 VAC, 47...440 Hz или 100...375 VDC
Потребляемая мощность в цепи питания	Не более 25 Вт
Габаритные размеры	260x230x330 мм
Масса	не более 9 кг в упаковке
Средняя наработка на отказ	100000 ч
Срок службы	30 лет
Время сохранности информации и программных средств при отсутствии внешнего питания	Не менее 10 лет

Таблица 3

Наименования поддерживаемых счетчиков и УСПД для RTU-325

Счетчики	УСПД
<ul style="list-style-type: none"> – АЛЬФА (Эльстер Метроника) – ЕвроАЛЬФА 1.0 (A1300) и 1.1 (A1600)(Эльстер Метроника) – АЛЬФА Плюс и АЛЬФА А2 (Эльстер Метроника) – АЛЬФА А3 (Эльстер Метроника) – АЛЬФА А1700 (Эльстер Метроника) – СЭТ4ТМ.02/.01 (Завод им. Фрунзе) – СЭТ4ТМ.03 (Завод им. Фрунзе) – ПСЧ4ТМ.05 (Завод им. Фрунзе) – SL-7000 (Actaris/Shlumberger) – ZMD/ZFD (Landis & Gyr) – EPQS (Elgama) 	<ul style="list-style-type: none"> – RTU-325, RTU-325L, RTU-325H (Эльстер Метроника) – ЭКОМ 3000/3000М (Прософт Системс) – Сикон С70/С10 (Системы и Технологии)

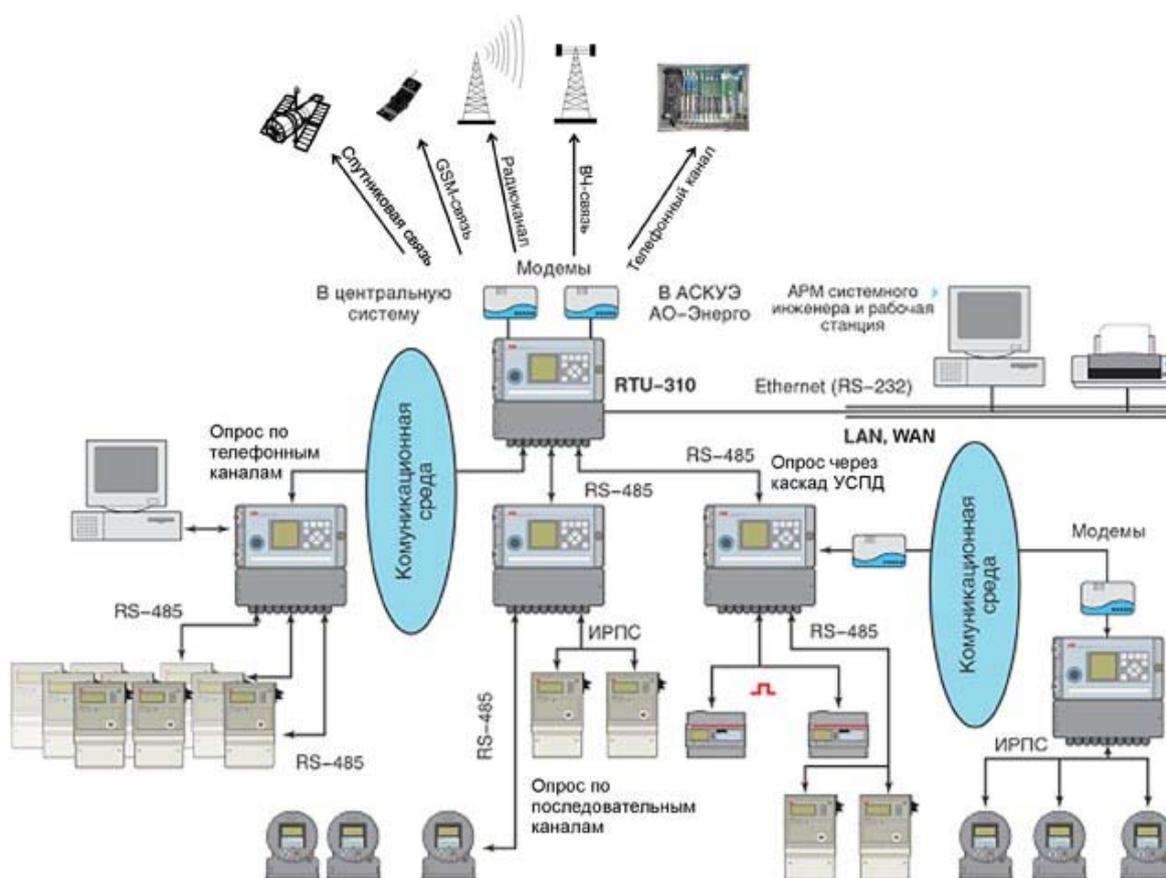


Рис. 3. Схема включения УСПД серии RTU

2.2. Расчеты в УСПД RTU-325.

Для целей коммерческого учета УСПД RTU-325 ведет расчет расхода активной и реактивной электроэнергии на коммерческом интервале в натуральных показателях (именованных величинах)

- по точке учета,
- по присоединению,
- по группе точек учета (присоединений).

Для удобства конфигурирования в группу кроме точек учета и присоединений можно включать любое количество других, ранее созданных групп. Любой элемент может входить в группу как с положительным, так и с отрицательным знаком для расчета баланса по группе.

Все виды расчетов могут производиться в многотарифном режиме с учетом перехода на летнее (зимнее) время.

Для проведения расчетов в RTU-325 вводятся электрические схемы объекта учета. Ввод электрических схем осуществляется специализированным редактором на языке релейных схем. Редактор электрических схем поставляется во встроенном программном обеспечении RTU-325.

Расчетные и диагностические данные сохраняются в архивах RTU-325 в энергонезависимой памяти. Глубина хранения данных конфигурируется пользователем и при необходимости может составлять более 5 лет.

Любые хранимые в архивах RTU-325 данные могут просматриваться с помощью встроенного программного обеспечения и

внешнего инженерного пульта (ноутбука) или передаваться в системы верхнего уровня по соответствующему протоколу.

2.3. Встроенный пульт ввода (вывода) УСПД RTU-325

Встроенный пульт ввода (вывода) RTU-325 предназначен для выполнения необходимых функций пользовательского интерфейса эксплуатационного персонала в условиях автономного функционирования УСПД без связи с системами верхнего уровня и без применения внешнего инженерного пульта. Встроенный пульт расположен на лицевой стороне корпуса RTU-325 и состоит из компактного дисплея и функциональной 12 - клавишной клавиатуры. Основными функциями встроенного пульта являются:

- Просмотр параметров конфигурации УСПД;
- Просмотр показаний ЖКИ цифровых счетчиков локального и каскадного подключения в реальном времени по команде пользователя методом прямого чтения или расчетным методом по архивным данным;
- Просмотр расчетных и архивных данных;
- Просмотр и коррекция текущего времени;
- Диагностика аппаратного обеспечения встроенного пульта ввода/вывода;

2.4. Коммуникационные возможности УСПД RTU-325

Для сбора и передачи данных, выдачи управляющих сигналов RTU-325 имеет следующие виды встроенных аппаратных интерфейсов:

RS-232;
S-422/485;
Ethernet 10/100 Mbps;
Дискретные входы;
Дискретные выходы.

Необходимое количество и тип требуемых интерфейсов указывается при оформлении заказа на RTU-325.

Аппаратные интерфейсы УСПД RTU-325 позволяют организовать различные виды коммуникаций со счетчиками, датчиками коммутационных аппаратов, УСПД в каскадных схемах включения, системами верхнего уровня:

- коммутируемые и выделенные телефонные линии с применением различных модемов;
- разнообразные модемные соединения с использованием GSM-модемов, радиомодемов и спутниковых модемов;
- ethernet - соединения со счетчиками.

Настройки могут подбираться под каждый канал связи индивидуально, что дает возможность использовать данные УСПД при работе на некачественных каналах связи.

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

2.5.Поддержка единого времени в системе

RTU-325 в процессе работы осуществляет автоматическую коррекцию времени подключенных электросчетчиков.

Коррекция системного времени RTU-325 может осуществляться как ручным, так и автоматическим способом.

Конкретный вид автоматической коррекции времени RTU-325 определяется на стадии проектирования системы путем использования одного из следующих видов:

- коррекция времени от устройства синхронизации системного времени (УССВ) (устройства GPS);
- коррекция времени от системы верхнего уровня;
- коррекция времени от вышестоящего УСПД в каскадном включении;
- коррекция времени от подчиненного УСПД в каскадном включении.

Разнообразные методы автоматической коррекции времени, реализованные в УСПД RTU-325, обеспечивают поддержку единого времени в системе любой сложности от единственного источника точного времени, подключенного к любому УСПД или серверу системы верхнего уровня.

2.6. Диагностика работы системы

Основным инструментом для контроля и диагностики работы основных составляющих системы в УСПД RTU-325 является ведение журналов событий. Журнал событий – это специализированный архив УСПД для хранения событий, которые могут влиять на точность коммерческих расчетов или работоспособность системы. В журнал событий RTU-325 заносятся все события из журналов счетчиков, считанные во время сеансов связи, а также собственные события.

Собственные события УСПД включают в себя регистрацию изменений коммерческих и технических параметров конфигурации УСПД. Все события хранятся с привязкой ко времени. В RTU-325 поддерживается регистрация журналов событий подчиненных УСПД каскадного включения. При этом головное УСПД в каскаде содержит полную диагностику работы всей системы.

Глубина хранения журнала событий УСПД RTU-325 конфигурируется пользователем и может составлять более 5 лет.

2.7. Защита от несанкционированного доступа

Защита от несанкционированного доступа и обеспечение достоверности обрабатываемой информации является приоритетным направлением во всех системах, связанных с коммерческой информацией. В УСПД RTU-325 реализованы различные методы защиты и обеспечения достоверности данных на аппаратном и программном уровнях.

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

- Установка механических пломб для предотвращения доступа к энергонезависимой памяти с архивами УСПД.
- Поддержка программой конфигурирования аппаратной блокировки в пломбируемом отсеке УСПД возможности изменения конфигурации УСПД.

На программном уровне УСПД RTU-325 предоставляет полную парольную защиту всех этапов работы, предоставляя следующие возможности:

- поддержка паролей счетчиков;

- поддержка функции идентификации и протокола аутентификации по протоколу передачи данных с системами верхнего уровня и в каскадных включениях УСПД;
- поддержка программных паролей для доступа к встроенному программному обеспечению УСПД с использованием внешнего инженерного пульта;
- поддержка программных паролей для изменения конфигурации УСПД.

Кроме парольной защиты, которая носит превентивный характер, в RTU-325 реализованы меры защиты и контроля штатного режима работы:

- возможность автоматической блокировки опросов счетчиков со стороны УСПД в реальном времени при изменении конфигурационных параметров счетчика через оптопорт;
- ограничение изменения времени УСПД любым способом в пределах одной даты;
- поддержка записи в архив журнала событий всех изменений в конфигурации УСПД с указанием времени и типа измененных коммерческих и технических параметров.

Проектные решения с включением УСПД RTU-325 помимо локальных сетей (LAN) в глобальные корпоративные сети (WAN), а также Интернет, требуют дополнительных мер для обеспечения конфиденциальности обрабатываемых данных и устойчивой работы всего программного обеспечения. Для защиты от попыток программного взлома парольного доступа к данным, организации «прослушивания», передачи данных и атак «хакеров» с целью дестабилизации рабочего режима работы рекомендуется использовать следующие возможности УСПД RTU-325:

Встроенный брандмауэр фильтрации пакетов с функцией трансляции сетевых адресов.

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

2.8. Возможности конфигурирования УСПД и счетчиков.

Через УСПД можно конфигурировать так же и подключенные к нему счетчики, при этом образуется сквозной канал реального времени между запрашивающим УСПД и счетчиком. Функция прямого считывания параметров счетчиков значительно сокращает время на наладку системы и уменьшает количество ошибок в конфигурации системы.

В случае возникновения необходимости корректировки определенных параметров программа конфигурации RTU-325 позволяет внести исправления в конфигурацию работающего УСПД без потери накопленных архивов и текущей конфигурации.

Для документирования этапа наладки и быстрого восстановления системы предусмотрена функция создания резервной копии текущей конфигурации УСПД.

Доступ к программе конфигурирования RTU-325 осуществляется с внешнего инженерного пульта (ноутбука).

2.9. Внешний инженерный пульт УСПД RTU-325

Внешний инженерный пульт УСПД - это любой портативный или персональный компьютер с любой операционной системой с поставляемым программным обеспечением для доступа к встроенному программному обеспечению УСПД.

Подключение внешнего инженерного пульта к RTU-325 осуществляется по аппаратным интерфейсам типа ETHERNET или RS-232, включая использование модемов для коммутируемых и выделенных телефонных линий связи, GSM - модемов, спутниковых модемов типа «Globalstar». С помощью внешнего инженерного пульта УСПД можно выполнять следующие функции:

- конфигурирование УСПД;
- просмотр расчетных и архивных данных;
- просмотр журнала событий;
- просмотр и коррекция текущего времени.
- просмотр показаний ЖКИ цифровых счетчиков локального и каскадного подключения в реальном времени по команде пользователя методом прямого чтения или расчетным методом по архивным данным;
- осуществление прямого чтения из памяти цифрового счетчика в реальном времени по команде пользователя с отображением на дисплее;
- обеспечение импорта (экспорта) рабочей конфигурации УСПД и архивных данных;
- Диагностирование работы УСПД.

2.10. Функции технического учета семейства УСПД RTU-325

Дополнительно для задач технического учета RTU-325 поддерживает счетчики АЛЬФА А1200, а также сбор первичных сигналов и их обработку с телеметрических выходов любых счетчиков.

Одной из функций технического учета является мониторинг мощности в случае расчета за электроэнергию по двухставочному тарифу. В случае возможного превышения заявленной мощности диспетчер

должен своевременно получить сигнал и иметь возможность принять соответствующие организационные меры.

Если к УСПД подключены счетчики с возможностью регистрации параметров качества электроэнергии, то УСПД RTU-325 способно осуществлять сбор множества параметров электросети для всех поддерживаемых типов счетчиков.

Учет состояния электрических схем

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

Для анализа результатов учета состояния электрических схем встроенное программное обеспечение RTU-325 включает функцию просмотра истории переключений в виде хронологической последовательности электрических схем, отражающих зарегистрированную информацию об изменениях состояний в схемах.

2.11. Оперативный контроль баланса электроэнергии

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

электроэнергии требует определенных трудозатрат. При этом если и удастся найти проблемный объект и установить причины потерь электроэнергии, то происходит это после свершившегося факта нештатной работы энергосистемы, который уже привел к невозможным финансовым потерям.

Решение данной проблемы состоит в организации оперативного контроля за расчетом баланса электроэнергии на каждой подстанции или в каждом цехе предприятия. Для этого в УСПД RTU-325 реализована подсистема оперативного расчета баланса электроэнергии по группам точек учета (присоединений) и подстанции в целом. Расчет баланса производится периодически после окончания каждого коммерческого интервала (30 мин.) и сбора всех данных. Критерием правильности расчетов за истекший коммерческий интервал является сравнение вычисленных фактического и допустимого небалансов. При превышении значения фактического небаланса над допустимым подсистема делает запись в журнал событий.

При наличии локального рабочего места дежурного персонала на базе встроенного Web-сервера УСПД RTU-325 производится вывод тревожного сообщения на экран компьютера. Кроме того, возможна реализация звуковой или световой сигнализации с использованием сигнала дискретного выхода УСПД.

2.12. Организация рабочих мест на базе встроенного Web-сервера УСПД RTU-325

Целью внедрения систем технического учета является экономия расхода энергоресурсов путем оперативного контроля за их потреблением на производственных участках каждого подразделения предприятия.

Распространенной ошибкой при проектировании технической системы учета и, как следствие, получение низкой эффективности от ее

внедрения является централизация оперативного контроля на уровне отдела главного энергетика предприятия. Объясняется это нежеланием нести дополнительные затраты на проектирование, внедрение и текущую эксплуатацию большого количества автоматизированных рабочих мест в подразделениях.

Однако невозможно требовать от соответствующих служб подразделений предприятия проведения своевременных мероприятий по повышению эффективности потребления энергоресурсов без предоставления текущих оперативных данных по потреблению энергоресурсов. Тем более, что для этого требуется минимальное количество простых по форме и содержанию отчетов.

Использование встроенного полнофункционального Web-сервера УСПД RTU-325 – эффективное решение по организации автоматизированных рабочих мест уровня цехового подразделения или подстанции предприятия. В этом случае УСПД выполняет роль локального сервера базы данных, а просмотр информации и генерация отчетов осуществляется на компьютерах автоматизированных рабочих мест с помощью обычного интернет – браузера под управлением любой операционной системы. Дружественный, интуитивно понятный Web-интерфейс требует минимальной подготовки от пользователей.

В RTU-325 представлено необходимое количество отчетов по оперативным данным, включая отчет о коммерческих интервалах и итоговых данных за сутки по точкам учета с расчетом сальдо перетока; срез расчетных показаний счетчиков на заданное пользователем время и дату и другие.

Встроенный Web-сервер УСПД RTU-325 позволяет организовать вывод на рабочие места пользователей итогов работы подсистем

оперативной диагностики УСПД и оперативного расчета баланса электроэнергии.

3. Интерфейс RS-485

Интерфейс RS-485 – широко распространенный высокоскоростной и помехоустойчивый промышленный последовательный интерфейс передачи данных. Он обеспечивает обмен данными между несколькими устройствами по одной двухпроводной линии связи в полудуплексном режиме. Практически все современные компьютеры в промышленном исполнении, большинство интеллектуальных датчиков и исполнительных устройств, программируемые логические контроллеры содержат в своем составе реализацию интерфейса RS-485.

В обычном PC-совместимом персональном компьютере (не промышленного исполнения) этот интерфейс отсутствует, поэтому необходим специальный адаптер – преобразователь интерфейса RS-485/232.

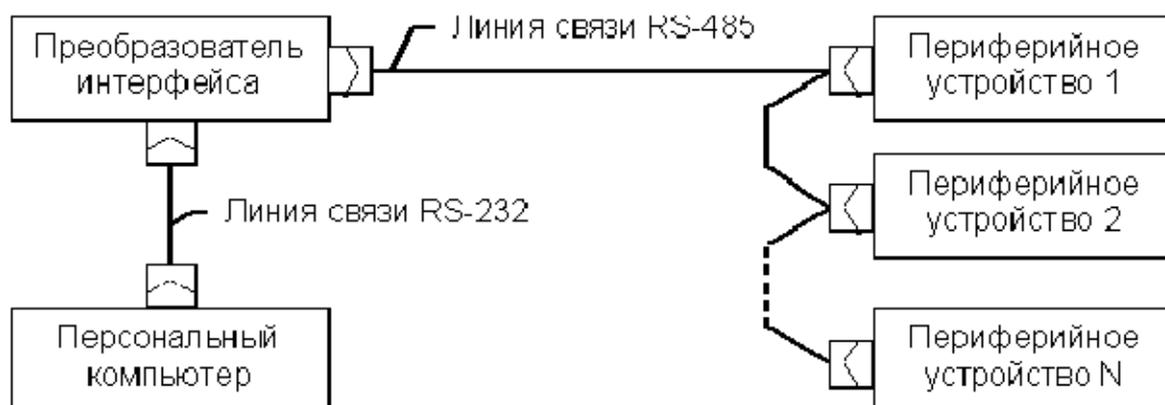


Рис. 4. Применение преобразователя интерфейса RS-232/RS-485 для подключения к компьютеру

Сеть, построенная на интерфейсе RS-485, представляет собой приемопередатчики, соединенные при помощи витой пары – двух скрученных проводов, помещенных в общий экран. Витая пара как правило имеет волновое сопротивление 120 Ом. Для защиты от помех экран (оплетка) витой пары заземляется в любой точке, но только один раз: это исключает протекание больших токов по экрану из-за неравенства потенциалов «земли». Выбор точки, в которой следует заземлять кабель, не регламентируется стандартом, но, как правило, экран линии связи заземляют на одном из ее концов.

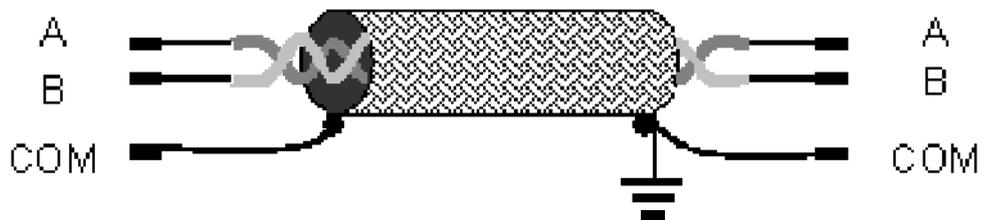


Рис 5. Витая пара, применяемая для соединения устройств по интерфейсу RS-485 (A и B – сигнальные провода, COM – экран)

В основе интерфейса RS-485 лежит принцип дифференциальной передачи данных, суть которого заключается в передаче одного сигнала по двум проводам. Причем по одному проводу (условно A) идет оригинальный сигнал, а по другому (условно B) – его инверсная копия: если на одном проводе логический «1», то на другом логический «0» и наоборот. Таким образом, между двумя проводами витой пары всегда есть разность потенциалов: при логическом «1» она положительна, при логическом «0» – отрицательна.

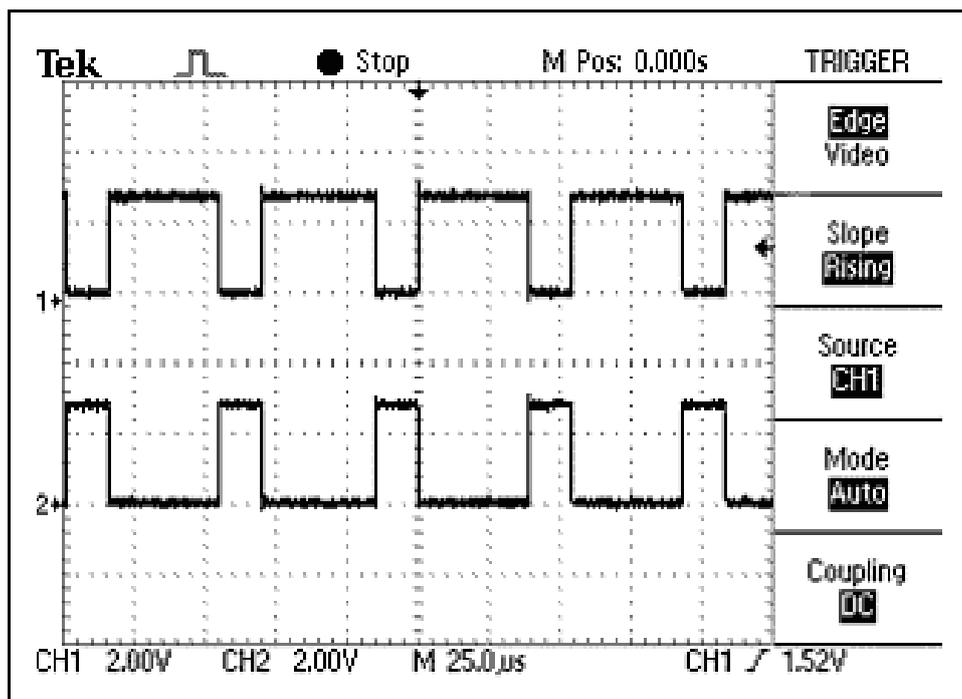


Рис 6. Осциллограммы передачи данных по интерфейсу RS-485

Такой способ передачи обеспечивает высокую устойчивость к синфазной помехе. Синфазной называют помеху, действующую на оба провода линии одинаково. К примеру, электромагнитная волна, проходя через участок линии связи, наводит в обоих проводах потенциал. Потенциал в обоих одинаково нагруженных проводах изменяется одинаково, при этом информативная разность потенциалов остается без изменений.

RS-485 – полудуплексный интерфейс. Прием и передача идут по одной паре проводов с разделением по времени. В сети может быть много передатчиков, так как они могут отключаются в режиме приема.

Все устройства подключаются к одной витой паре одинаково: прямые выходы (A) к одному проводу, инверсные (B) – к другому.

Согласно спецификации RS-485 с учетом согласующих резисторов передатчик может вести до 32 приемников. Максимальная скорость связи

по спецификации RS-485 может достигать 10 Мбод/сек. Максимальное расстояние – 1200 м. Если необходимо организовать связь на расстоянии большем 1200 м или подключить больше устройств, чем допускает нагрузочная способность передатчика – применяют специальные повторители (репитеры).

Линия связи должна представлять собой один кабель витой пары. К этому кабелю присоединяются все приемники и передатчики. Расстояние от линии до микросхем интерфейса RS-485 должно быть как можно короче, так как длинные ответвления вносят рассогласование и вызывают отражения.

В оба наиболее удаленных конца кабеля ($Z_{в}=120 \text{ Ом}$) включают согласующие резисторы R_t по 120 Ом (0.25 Вт). Если в системе только один передатчик и он находится в конце линии, то достаточно одного согласующего резистора на противоположном конце линии.

4. Комплексная автоматизация.

Комплексная автоматизация отдела энергоснабжения (отдела главного энергетика) промышленного предприятия подразумевает связанное, исполненное в едином информационном поле, решение ряда задач которое должно в конечном итоге привести к повышению эффективности работы служб эксплуатации, ремонта, РЗА, учета. Задачи, решаемые при автоматизации департамента, определяются функциональными обязанностями персонала:

- диспетчерское управление электроснабжением,
- учет и контроль качества электроэнергии,
- ведение базы данных оборудования,
- расчеты электрических величин и параметров релейной защиты,

– планирование и выполнение технического обслуживания и ремонта оборудования.

Целесообразность комплексной автоматизации обусловлена тесной информационной связью указанных задач.

Автоматизированные системы и оборудование автоматизации энергоснабжения отечественного производства, как правило, предназначены для решения задач отдельных служб департамента энергоснабжения, но не департамента в целом.

Среди систем зарубежного производства необходимо отметить комплексную АСУЭ MicroSCADA, («ABB Substation Automation Oy»). В ней реализованы функции учета электроэнергии, диспетчерского управления, а также ряд прикладных задач - ведение базы данных по оборудованию, расчет токов КЗ, моделирование переключений, управление работой оперативно - выездных бригад. Система ориентирована на применение средств автоматизации, выпускаемых подразделениями АBB - электронных счетчиков, устройств защиты и автоматики, контролеров, коммуникационного оборудования. Высокая стоимость как оборудования, так и программного обеспечения системы ограничивают круг ее потенциальных пользователей крупными корпорациями.

Современные отечественные АСКУЭ предлагают два подхода к представлению данных для конечных пользователей.

В первом случае программное обеспечение АСКУЭ осуществляет сбор данных со счетчиков и формирует таблицы результатов в фиксированных форматах. АСКУЭ управляет работой счетчиков и контролирует их функционирование. На клиента системы возлагается задача просмотра, обработки и распечатки результатов широко

распространенными программными средствами (например, Microsoft Office).

К системам с такой структурой можно отнести КТС УИС (НПФ «НЕОН»). Опрос групп счетчиков Альфа (АББ ВЭИ Метроника) выполняется заранее запрограммированными контроллерами, данные из контроллеров сохраняются в базе данных АСКУЭ. Программное обеспечение для удаленного программирования контроллеров также входит в систему.

Другой подход к построению АСКУЭ предусматривает наличие готового автоматизированного рабочего места (АРМ). Как правило, функциональность АРМ не ограничена функцией учета. АСКУЭ выполняет также функции оперативного контроля потребления и качества электроэнергии, краткосрочного прогноза превышения заявленного максимума, расчет энергетического баланса.

К таким АСКУЭ относится система «АльфаСмарт» (АББ ВЭИ Метроника), которая включает в себя электронные счетчики (ЕвроАльфа, АльфаПлюс, Дельта), специализированные контроллеры для обмена информацией с группами счетчиков и компьютеры с АРМ, объединенные в вычислительную сеть.

Другой пример АСКУЭ с широкой функциональностью - система учета и оперативного контроля потребления электроэнергии «Е1-Энергоучет» (Фирма ИКТ). Структура системы двухуровневая (электронные счетчики ЕвроАльфа, АльфаПлюс с цифровыми каналами связи компьютеры с АРМ). Система реализована в архитектуре «клиент-сервер» и поддерживает произвольное количество клиентских компьютеров с АРМ, в том числе подключенных к сети с помощью средств удаленного доступа. Для хранения данных, в зависимости от масштаба задачи, могут быть выбраны СУБД MS Access97, MS SQL Server, Sybase. В системе реализована диагностика счетчиков.

В настоящее время обязательным компонентом АСКУЭ становятся **приборы измерения качества** электроэнергии, устанавливаемые на вводах ГПП предприятия.

В соответствии с ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» должно производиться одновременно и непрерывно во всех фазах измерения следующих нормируемых параметров качества электроэнергии:

- установившееся отклонение частоты;
- установившееся отклонение напряжения;
- коэффициент искажения синусоидальности напряжения;
- коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения;
- коэффициент асимметрии напряжения по обратной последовательности;
- коэффициентов асимметрии напряжения по нулевой последовательности;
- длительности провала напряжения.

Приборы должны работать в трехфазных электрических сетях частоты 50 Гц, с номинальными межфазными напряжениями 380В непосредственно, а также 6 кВ и выше при использовании трансформаторов напряжения.

В качестве прибора с элементами контроля качества энергии может быть использован счетчик ЕвроАльфа серии 1.1 или АльфаПлюс. Счетчик ЕвроАльфа позволяет осуществлять контроль следующих параметров:

- потребляемый ток фаз А,В,С;
- напряжения фазные А,В,С;
- частота сети;
- углы векторов напряжений и токов.

Дополнительные контролируемые параметры счетчика АльфаПлюс:

- гармонический состав (15 гармоник);
- коэффициент искажения синусоидальности.

На все указанные параметры могут быть заданы предельные значения, выход за которые фиксируется в журнале событий. Время передачи полного перечня параметров качества электроэнергии в АСКУЭ для одного счетчика составляет десятки секунд для однократного измерения.

Ряд отечественных производителей в соответствии с ГОСТ 13109-97 выпускают специализированные приборы измерения и регистрации показателей качества и вспомогательных параметров электрической энергии. Среди них можно выделить ЭРИС-КЭ.01 (ООО «Энергоконтроль», ООО «ЛАРС», Московский Энергетический институт), Ресурс-UF (НПФ «Энерготехника»), Парма РК 6.05 (ООО «Парма»). Измерители показателей качества электроэнергии оснащены последовательными интерфейсами связи с компьютером.

Современные **автоматизированные системы диспетчерского управления** (АСДУ), как правило, строятся на базе SCADA систем, и включают дополнительный набор инструментов, достаточный для быстрого внедрения системы. Ядром системы является база данных реального времени. Время обновления данных для быстро изменяющихся параметров составляет доли секунды. Исторические данные, предназначенные для долговременного хранения, пересылаются в архивную реляционную базу данных диспетчерской системы БДД. Компьютеры с АРМ диспетчера соединяются с сервером АСДУ по локальной вычислительной сети.

По такому принципу построены АСДУ «Диск-110» (Sterling ® Group S.A.), «Е1-Энергоучет» (Фирма ИКТ).

Современные **аварийные регистраторы** представляют собой компьютеры в промышленном исполнении с необходимым набором интерфейсов ввода - вывода. В них, как правило, реализованы следующие функции:

- цифровое осциллографирование аварийных переходных процессов;
- регистрация дискретных сигналов;

- определение вида и расстояния до К.З.;
- спонтанная или по запросу передача информации в центральные службы по последовательному интерфейсу или Ethernet.

Среди регистраторов, обладающих такими характеристиками, система «Нева» (НПФ Энергосоюз), «Черный ящик» (НПЦ Госан), ПАРМА РП 4.07 (ООО «Парма»), РЭС-3 (Прософт-Е), АУРА-М (ООО «Свей»).

Перспективным, с точки зрения реализуемой функциональности при автоматизации подстанций, является применение устройств микропроцессорной защиты. С одной стороны, они в той или иной степени реализуют функции аварийного регистратора, с другой - предоставляют широкие возможности для оперативной дистанционной настройки параметров защиты и могут быть использованы в системе диспетчерского управления. Отечественная промышленность выпускает комплектные устройства защиты, управления и автоматики присоединений серии SPAC800 (АББ Реле Чебоксары), БМРЗ (НТЦ «Механотроника»).

Информационная система АСУЭ выполняет функции:

- ведение базы данных оборудования системы энергоснабжения;
- ведение архивов по ремонту оборудования;
- подготовка, распечатка нарядов на выполнение работ;
- расчет электрических величин и параметров релейной защиты;
- моделирование работы электрической сети (совместно с АСДУ).

Имеется большое число программ, реализующих одну из функций, например, расчет токов короткого замыкания и параметров релейной защиты - ТКЗ-3000, РТКЗ-2.0 (НИИ Энергетики, г. Новочеркасск) и др.

В настоящее время, благодаря унификации оборудования автоматизации и интерфейсов обмена данными, становится возможным объединение отдельных систем автоматизации отдела энергоснабжения

(отдела главного энергетика) предприятия в комплексную АСУЭ. Структурная схема такой АСУЭ и принципы информационного взаимодействия ее компонентов приведены на рисунке 7. АСУЭ включает подсистемы учета электроэнергии, оперативного диспетчерского управления, информационную.

Интегрирующим звеном системы, обеспечивающим целостность, непротиворечивость данных и эффективное информационное взаимодействие подсистем является центральная конфигурационная реляционная база данных КБД. В ней содержатся сведения об иерархии объектов системы энергоснабжения предприятия и данные о каждом из этих объектов в ракурсе каждой подсистемы. Заметим, что для управления всеми упомянутыми ниже базами данных используется одна СУБД. В зависимости от масштаба решаемых задач могут быть применены, например, Microsoft SQL Server, Sybase или Oracle.

Различие логических (и часто – физических) протоколов счетчиков, измерителей качества, регистраторов и контроллеров не позволяет использовать единую сеть сбора данных на объекте автоматизации, и требует организацию нескольких параллельных каналов связи с объектом. Это обстоятельство существенно удорожает проект, а при необходимости применения радиоканала связи ставит под вопрос саму возможность такого технического решения.

При комплексной автоматизации подстанций целесообразно применять мультиплексоры каналов данных, например, выпускаемые RAD Communications, Patton и другими ведущими производителями. Несколько линий связи с различными физическими и логическими протоколами объединяются в единый канал связи, на ответной стороне производится обратная операция – разделение. Общий канал связи при этом может иметь протокол RS232, Ethernet, E1, T1. Для передачи данных по общему каналу от объекта к диспетчерскому пункту применяется каналобразующее

оборудование – Ethernet радиомост, модем выделенной линии или другое, что определяется при проектировании системы.

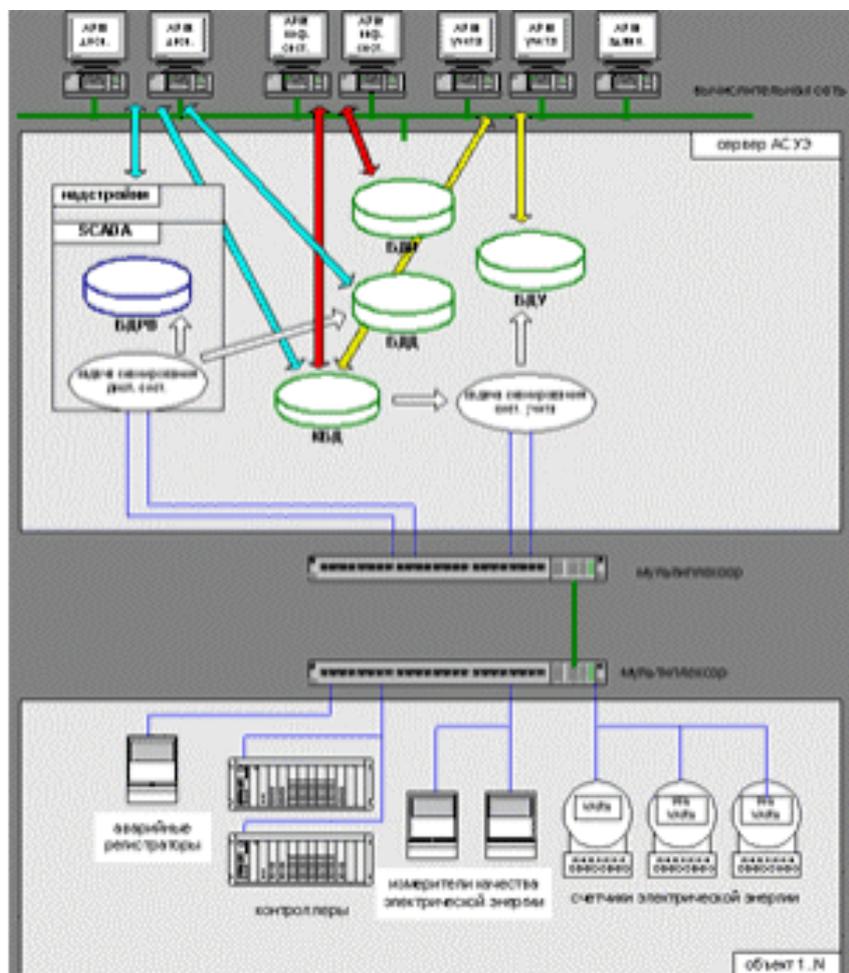


Рис.7 Структура комплексной АСУЭ

5. Коммерческий учет электроэнергии в бытовом секторе

Задача коммерческого учёта электроэнергии в бытовом секторе приобретает на сегодняшний день всё большую актуальность. Это связано с постоянным ростом тарифов на электроэнергию и, как следствие, учащением фактов неплатежей и хищения электроэнергии.

Речь идёт о поквартирном учёте в многоквартирных жилых домах, а также об учёте в домах частного сектора, коттеджных посёлках и гаражах.

Как правило, система учета для бытового сектора берет на себя задачу не только снятия показаний счетчиков электроэнергии, но и показаний счетчиков других энергоносителей: расходомеров воды, теплосчетчиков, счетчиков газа.

Энергоснабжение потребителей (абонентов) в бытовом секторе на сегодняшний день имеет следующие особенности:

- малый удельный вес бытового потребления в балансе электроэнергии страны;
- относительно низкое потребление среднего российского бытового абонента;
- многочисленность бытовых абонентов, сосредоточенных, главным образом, в городах и поселках городского типа;
- практическое отсутствие эксплуатации внутридомовых сетей в многоэтажных домах и их незащищенность от вандализма;
- низкие тарифы для населения, обусловленные «перекрестным субсидированием».

Эти особенности делали, до последнего времени, экономически нецелесообразным простой перенос автоматизированных систем учета, используемых на промышленных предприятиях в бытовой сектор. При существующих в России тарифах и «перекрестном субсидировании» они просто не окупали себя в разумные сроки.

5.1. Снятие показаний счетчиков самим абонентом и контролерами энергосбыта.

С начала 60-х годов прошлого века, оплата за электроэнергию, потребленную на бытовые нужды, осуществляется на уникальном принципе «самообслуживания», при котором абонент сам себе выписывает счет, снимая показания счетчика. При этом значительная часть абонентов может не соблюдать установленных сроков оплаты.

Переход к периодическому (ежемесячному или ежеквартальному) массовому списанию показаний счетчиков контролерами (специально обученными сотрудниками энергосбытовых компаний) резко обострило проблему попадания самих контролеров к местам установки счетчиков, не говоря уже о многократном увеличении численности контролеров. При организации массового списания показаний счетчиков контролерами неизбежно будут появляться искажения показаний счетчиков самими контролерами в результате самопроизвольных ошибок или преднамеренных действий. Принципиально невозможно организовать одновременное снятие показаний всех счетчиков. Частота снятия показаний со счетчиков напрямую определяет количество контролеров и расходы на их содержание. В качестве альтернативы применяется дистанционное считывание показаний счетчиков с помощью автоматизированных систем.

5.2. Варианты размещения электросчетчиков у бытовых потребителей

В многоквартирных домах счетчики электроэнергии располагаются либо в квартирах, либо в щитках в подъездах, а так же на дом устанавливается общий счетчик во вводном устройстве (ВРУ). В сельской местности счетчики, как правило, располагаются в квартирах домов, так же применяются схемы, когда счетчик вынесен за пределы владения абонента. Размещение электросчетчика следует производить таким образом, чтобы это было удобно и самому потребителю, и контролеру энергоснабжающей организации.

Так же важным является вопрос: на чьем балансе состоит счетчик. Если счетчик установлен в квартире абонента, то абонент является

собственником этого счетчика и, в соответствии с действующим Гражданским кодексом, он должен нести ответственность и расходы по поддержанию его в работоспособном состоянии, периодическим поверкам и замене неработоспособного или утраченного счетчика. Расположение счетчика в квартире является удобным как для абонента, так и для энергоснабжающей организации, однако доступ в квартиры контролеров для снятия показаний крайне затруднен.

В этом случае дистанционный сбор показаний с помощью автоматизированных систем решает вышеназванные проблемы.

5.3. Требования к функционированию счетчиков

Счетчики для населения должны поддерживать различные новые виды тарифов (например, блочные или ступенчатые, когда стоимость электроэнергии зависит от объема ее потребления, дифференцированные по зонам суток и дням недели и т.п.) и новые системы оплаты за израсходованную электроэнергию (система предоплаты и пр.). Однако, если исходить из необходимости строгого соблюдения положений действующего «Гражданского Кодекса Российской Федерации», федеральных законов «О конкуренции и ограничении монополистической деятельности на товарных рынках» и «О защите прав потребителей», потребитель имеет право сам выбирать наиболее выгодный для него тариф (как это делается в большинстве стран с развитой рыночной экономикой). Поэтому счетчики электроэнергии, применяемые для бытового сектора, должны иметь возможность перепрограммирования на разные тарифы, причем и на те, которые будут введены в будущем.

При установке многофункциональных счетчиков, как правило, используется возможность дистанционного управления нагрузкой

(отключения абонента в случае неоплаты) и учет электроэнергии в многотарифном режиме.

5.4. Модель биллинга

Можно выделить следующие типовые варианты организации коммерческого учёта:

1. Приборы учёта, входящие в состав информационной системы, установлены в квартирах абонентов и во вводных распределительных устройствах (ВРУ). Задача АСКУЭ заключается в ежемесячном анализе расхода энергии по каждой точке учёта. Как правило, раз в 3 месяца текущие показания приборов учета передаются в энеросбытовые организации и используются ими в качестве контрольных. Такому варианту учёта обычно сопутствуют задачи удалённого управления электросчётчиками: централизованная смена тарифного расписания и ограничение нагрузки потребителей.

2. Приборы учёта, входящие в состав информационной системы, установлены только во вводных распределительных устройствах (ВРУ) многоквартирных домов и на отходящих фидерах трансформаторных подстанций 0,4 кВ.

Первая задача актуальна для сетевых компаний, она заключается в оперативном сборе со счётчиков, установленных в подстанциях на отходящих фидерах, полного набора показаний, включающего профиль нагрузки и параметры электросети: токи, напряжения, мощности, $\cos\varphi$, частоту и др. Вторая задача актуальна для энергосбытовых компаний и заключается в ежемесячном опросе счётчиков, установленных в ВРУ домов.

5.5. Организация каналов связи при сборе данных со счетчиков бытовых АСКУЭ

Главной технической проблемой в бытовых АИИС КУЭ является организация каналов связи с каждым электросчётчиком из центра сбора данных. На сегодняшний день получили распространение три схемы сбора данных со счетчиков в пределах одного многоквартирного дома:

- Подключение каждого счётчика по интерфейсу RS-485/CAN. Шина, к которой подключены счётчики, подводится к ВРУ, рядом с которым устанавливается УСПД и каналобразующее оборудование.

- Применение PLC технологии, передающей средой которой являются силовые линии переменного напряжения 220В.

- Альтернативой PLC сети являются сети, образованные устройствами передачи данных по радиозфиру в диапазоне ISM (частота 433 МГц). Такое решение было предложено ФГУП Нижегородский завод им. М. В. Фрунзе (НЗиФ).

Все три решения находятся в одном ценовом диапазоне, но имеют ряд существенных различий в объёмах наладочных работ, удобстве эксплуатации и стабильности работы.

Подключение счетчиков через интерфейс RS-485 возможна, если дом построен по современному проекту, в котором предусмотрена прокладка коммуникационного кабеля и объединение счётчиков в единую сеть, а так же счётчики установлены в щитах на лестничных площадках или в тамбурах (не в квартирах).

Такое подключение является наиболее помехоустойчивым, просто в настройке, однако требует значительного объема монтажных работ, а следовательно, и времени развертывания, проводной канал связи менее всего защищен от вандализма.

При объединении счетчиков в PLC сеть требуются специальные счетчики со встроенными PLC модемами. Так же в качестве преобразователя интерфейсов PLC / RS-485 применяются концентраторы (например, Меркурий 225). Комплект PLC концентраторов устанавливается в подстанции 0,4 кВ (по одному на фазу). Показания счётчиков поступают в буфер концентратора и остаются в нём до момента вытеснения новыми данными. Показания счётчиков из концентратора могут быть считаны контроллером системы по интерфейсу RS-485. Качество передачи данных от счётчиков в концентратор сильно зависит от физических параметров силовых линий: длины линии, уровня помех, количества скруток.

При монтаже счётчиков бытовых потребителей, обычно не известно от какой фазы запитана квартира конкретного абонента. Соответственно показания счётчиков, подключенных к разным фазам, могут попадать в разные концентраторы из комплекта, установленного в подстанции. Для получения показаний всех счётчиков объекта учёта возникает необходимость сканирования контроллером каждого концентратора на предмет поиска данных по нужному счётчику.

Уровня PLC сигнала на одном концентраторе, расположенного в подстанции может быть не достаточно для опроса всех счётчиков объекта учёта. Для решения этой проблемы используются PLC концентраторы в режиме ретрансляции.

Для опроса счетчиков по радиоэфиру ФГУП НЗиФ серийно выпускает два типа устройств: радиоадаптеры с интерфейсом RS-485, и GSM коммуникаторы, разработанные фирмой «Кедах Электроникс Инжиниринг». С помощью этих устройств можно организовать радиосеть для дистанционного снятия показаний счётчиков. В состав системы, основанной на оборудовании ФГУП НЗиФ, входят: счётчики производства ФГУП НЗиФ, радиоадаптеры, GSM коммуникатор «Кедах Электроникс

Инжиниринг», модем Siemens MC35, программное обеспечение верхнего уровня.

Радиоадаптеры предназначены для использования в режиме прозрачной ретрансляции, либо в режиме оконечного устройства радиосети. За счёт внутреннего протокола, реализованного в коммуникаторе и радиоадаптерах, данные от коммуникатора передаются по радиосети через ретрансляторы и доходят до оконечного адаптера, из которых по интерфейсу RS-485 попадают в счётчик. Ответ счётчика посредством того же внутреннего протокола проходит обратный маршрут и возвращается в коммуникатор. GSM коммуникатор «Кедах» выполняет следующие функции:

- по команде оператора обеспечивает установку на основе GPRS временного дистанционного канала связи с сервером сбора данных;

- хранит в энергонезависимой памяти таблицу маршрутизации, описывающую однозначную связь между сетевыми адресами счётчиков и идентификаторами радиоадаптеров;

- хранит в энергонезависимой памяти таблицу, описывающую маршруты передачи данных между радиоадаптерами;

- при получении от сервера сбора данных команды, предназначенной для конкретного прибора учёта, определяет тип протокола (только для счётчиков ФГУП НЗиФ), выделяет в команде сетевой адрес прибора и по нему находит в таблице нужный радиомаршрут; найденный маршрут используется для передачи данных прибору учёта.

6. Приборы предварительной оплаты за электроэнергию

Проблема обеспечение безусловных платежей за электроэнергию сегодня очень актуальна. Задача практического получения денег за электроэнергию существует не только в России, но и в любой другой

стране. Сегодня разработаны и массово выпускаются в мире системы и приборы предварительной оплаты за электроэнергию (рис 8, 9). Функция предварительной оплаты нередко встраивается в счетчики.



Рис 8. Счетчики электронные с предварительной оплатой
ACE9000 KBD

Бытовой абонент получает электроэнергию только после ее оплаты в энергоснабжающей организации. Когда заканчивается лимит предоплаченной энергии, абонент отключается от электросети автоматически, без участия энергоснабжающей организации.

Система предварительной оплаты состоит из трех основных узлов:

- счетчика электроэнергии со встроенной функцией предоплаты (у каждого абонента);
- электронного ключа или карточки (у каждого абонента);
- программирующего устройства (в центрах обслуживания клиентов).



Рис 9. Электронная многотарифная приставка с функциями предоплаты

При оплате за электроэнергию оплаченное количество кВт*часов записывается на электронный ключ абонента. Далее абонент вставляет электронный ключ в счетчик, который считывает записанную информацию и продолжает отпускать электроэнергию. Когда оплаченный лимит электроэнергии подходит к концу, абонент предупреждается звуковым сигналом. В случае неоплаты он отключается от электросети. Даже в этом режиме абонент может потреблять небольшую (неотключаемую) мощность, например для питания холодильника. При увеличении потребляемой мощности происходит полное отключение абонента.

В качестве электронных ключей применяют так же ЧИП - карты. Применение электронного ключа дает возможность использовать и дополнительные функции: возможно дистанционное перепрограммирование счетчика (в первую очередь изменение системы тарифов), а так же получение энергосбытовой организацией журнала событий счетчика.

Так же нашли применение приставки к штатным счетчикам с телеметрическим выходом, реализующие функцию предварительной оплаты.

Особое внимание уделяется защите от хищения электроэнергии и надежности таких счетчиков.

7. Требования нормативной документации к созданию АСКУЭ

Основным документом, регламентирующим создание, ввод в эксплуатацию и эксплуатацию АСКУЭ оптового рынка выступает «Положение об организации коммерческого учёта электроэнергии и мощности на оптовом рынке».

Задачей настоящего «Положения» является - упорядочение процессов создания и эксплуатации технических и программных средств коммерческого учёта субъектов оптового рынка, обеспечение достоверности коммерческой информации, получаемой от систем коммерческого учёта электроэнергии субъектов оптового рынка и последующего использования её для финансовых расчётов, как в действующей модели рынка, так и в будущем - конкурентном рынке.

«Положение» вводит некоторые специфические термины и определения:

Оптовый рынок – сфера купли-продажи электроэнергии (мощности), осуществляемой его субъектами в пределах Единой энергетической системы России.

Автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии (АСКУЭ) - комплекс специализированных, метрологически аттестованных технических и программных средств, позволяющих производить измерение и вычисление сальдированной величины потребления - генерации электроэнергии субъекта оптового рынка.

Оператор торговой системы (в конкурентном рынке - администратор торговой системы) - специализированное юридическое лицо, осуществляющее организацию договорных отношений и финансовых расчётов между субъектами оптового рынка.

Субъект оптового рынка - юридическое лицо, вырабатывающее, транспортирующее или потребляющее электроэнергию, являющееся продавцом или покупателем электроэнергии на оптовом рынке, согласно постановления Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации.

Устройство сбора и передачи данных (УСПД) - многофункциональное устройство, работающее в автоматическом режиме в составе АСКУЭ субъекта оптового рынка, осуществляющее приём, обработку, хранение, отображение (необходимость определяется проектом) информации от счётчиков электроэнергии и обеспечивающее передачу данных (по различным каналам связи) на вышестоящие уровни сбора и обработки информации.

Точка поставки - физическая точка на элементе сети, в которой происходит поставка электроэнергии и мощности субъектом рынка и которая зафиксирована в системе действующих договоров на оптовом рынке. Точка поставки, как правило, совпадает с точкой раздела (границей) балансовой (эксплуатационной) принадлежности электрических сетей субъектов оптового рынка, но может приниматься и иной по согласованию заинтересованных сторон.

Точка учета - это физическая точка на элементе сети, в которой измеряется электрическая энергия, проходящая по данному элементу. Точка учета совпадает с точкой подключения трансформатора тока соответствующего присоединения и электросчетчика. На одном конце элемента сети может быть одна, две и более точек учета, в зависимости от схемы присоединения воздушной (кабельной) линии или трансформатора (автотрансформатора) к распреустройству.

Субабонент - юридическое или физическое лицо, частный предприниматель без образования юридического лица, имеющее границу

балансовой (эксплуатационной) принадлежности электрических сетей с основным абонентом и получающее электроэнергию по отдельному договору.

Рассмотрим основные требования «Положения об организации коммерческого учёта электроэнергии и мощности на оптовом рынке».

Оснащение средствами коммерческого учета оптового рынка энергообъектов, независимо от их формы собственности и балансовой принадлежности, должно осуществляться на всех границах их балансовой принадлежности с энергообъектами других собственников.

Схема расстановки технических средств коммерческого учета определяется проектом АСКУЭ и находит отражения в договорах. Порядок обмена коммерческой информацией на оптовом рынке определяются договорными отношениями между субъектами рынка и оператора торговой системы.

В целях достоверизации показаний приборов учета на элементах сети, входящих в сечение поставки, на остальных присоединениях системы шин (секции), от которой отходят данные элементы сети, должны устанавливаться измерительные комплексы средств технического учета для составления баланса по системе шин (секции) не реже одного раза в месяц.

С целью контроля достоверности коммерческого учёта на энергообъектах субъектов оптового рынка должно проводиться периодическое измерение небаланса электроэнергии и мощности (по системам шин или ВЛ в соответствии с договором).

На уровне субъекта оптового рынка должна собираться и храниться не менее трёх лет вся коммерческая информация о поставленной (купленной) товарной продукции на оптовом рынке в соответствии с техническим заданием на создание АСКУЭ, включая результаты контроля

небаланса на шинах п/с, и с договорами поставки электроэнергии между субъектом и Оператором торговой системы оптового рынка.

Основу измерительного канала системы коммерческого учёта составляют измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), их вторичные цепи, счетчик электрической энергии.

Для АСКУЭ, использующих статические счетчики электрической энергии на базе микропроцессоров с цифровым выходом, измерительные каналы заканчивается на информационном выходе электросчётчика. При использовании индукционных электросчётчиков с телеметрическими приставками или статических электросчётчиков с импульсным выходом в измерительные каналы входят телеметрические линии связи и устройства сбора и обработки данных (УСПД).

При новом строительстве, реконструкции или техперевооружении энергообъектов с присоединениями, входящими в сечение поставки (учета) для измерительных каналов, рекомендуется:

- устанавливать трансформаторы тока в трёх фазах (кроме сетей с изолированной нейтралью);
- исключать из измерительных токовых цепей устройства РЗА;
- применять специальные трансформаторы тока класса точности 0.2S, 0.5S;
- производить подключение электросчётчиков к измерительным трансформаторам напряжения отдельным кабелем;
- выводить измерительные цепи учёта на специальные испытательные блоки (испытательные коробки), устанавливаемые в непосредственной близости от электросчётчиков и обеспечить возможность их пломбировки;

– применять статические трёхэлементные счётчики электрической энергии на базе микропроцессоров с цифровым выходом;

Средства измерений должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений РФ и иметь действующие свидетельства о поверке.

На каждый измерительный комплекс коммерческого учёта субъекта оптового рынка должен иметь паспорт - протокол (по форме РД34.09.101-94), который должен переоформляться при всех производимых изменениях в измерительных каналах и при проведении плановых работ по периодической поверке средств измерений.

Потребители - субъекты оптового рынка организуют отдельный канал связи для передачи данных от АСКУЭ в центр сбора и обработки информации Оператора торговой системы (существующий канал передачи данных должен быть сохранён). Канал связи должен быть двухстороннего действия и «непрерывным», т. е. без любых пунктов промежуточного накопления и обработки информации.

Пропускная способность каналов связи от потребителей - субъектов оптового рынка до приемных станций оператора торговой системы должна составлять не менее 24 кБит/сек.

В обязательном порядке предусматривается организация дублирующего канала связи.

Координатором работ по созданию АСКУЭ субъектов оптового рынка является Оператор торговой системы.

Субъект оптового рынка (кандидат) обращается с письменным запросом к оператору торговой системы о выдаче технических условий (ТУ) на создание (модернизацию) АСКУЭ.

Оператор торговой системы в течение 2-х дней после получения запроса направляет опросный лист, на который субъект оптового рынка должен подготовить ответ и представить необходимую документацию.

Оператор торговой системы обязан в течение десяти дней выдать ТУ на создание АСКУЭ, дать мотивированный отказ или запросить дополнительную информацию.

На основании ТУ, субъект оптового рынка (кандидат) должен разработать техническое задание (ТЗ) на проектирование АСКУЭ.

ТЗ должно быть согласовано со всеми заинтересованными сторонами и содержать план - график выполнения этапов работ по созданию и внедрению АСКУЭ.

На стадии проектирования должны быть:

- уточнены границы эксплуатационной ответственности;
- выбраны места размещения точек коммерческого учёта;
- выбраны технические средства;
- определены места сбора и обработки первичной информации;
- проработаны вопросы организации системы передачи информации на уровне субъекта оптового рынка;
- проработаны вопросы организации основных и резервных каналов связи от субъекта оптового рынка к смежным уровням и к центру сбора и обработки данных АСКУЭ оптового рынка (Оператору торговой системы);
- решены вопросы защиты от несанкционированного доступа, как к техническим средствам, так и к программно - информационному обеспечению;
- проработаны вопросы автоматической диагностики работоспособности АСКУЭ;
- определены выходные формы предоставления информации для пользователей;

– решены вопросы синхронизации работы технических средств и привязки их к системе единого астрономического времени.

Проект должен быть согласован с заинтересованными сторонами и утверждён Оператором торговой системы.

В период выполнения монтажных работ особое внимание должно быть уделено проведению ревизии средств коммерческого учёта (измерительных цепей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, электросчётчиков) и защиты от несанкционированного доступа (Постановление Правительства РФ №1619 от 27.12.97г.).

Пуско-наладка АСКУЭ должна завершаться опытной эксплуатацией в полном объёме, с передачей информации на смежные уровни и в центр сбора и обработки информации АСКУЭ оптового рынка.

На этапе опытной эксплуатации должна быть проведена поверка измерительных каналов с целью определения метрологических характеристик в соответствии с действующими нормативно - техническими документами Госстандарта РФ.

Опытная эксплуатация завершается составлением соответствующего Акта.

Срок проведения опытной эксплуатации от 1-го до 3-х месяцев.

На основании Акта о завершении опытной эксплуатации субъект оптового рынка обращается к Оператору торговой системы с письмом о готовности АСКУЭ к сдаче в промышленную эксплуатацию.

Оператор торговой системы в течение 5-ти дней должен направить своих представителей для пломбирования, установки паролей и запуска АСКУЭ субъекта оптового рынка в опытно - промышленную эксплуатацию сроком на один календарный месяц.

При выявлении сбоев или отказов в процессе опытно - промышленной эксплуатации АСКУЭ, субъект оптового рынка принимает

меры к их устранению и сообщает Оператору торговой системы о готовности к повторному запуску АСКУЭ в опытно - промышленную эксплуатацию.

При успешном завершении опытно - промышленной эксплуатации, оператор торговой системы формирует комиссию и программу приёма АСКУЭ субъекта оптового рынка в промышленную эксплуатацию.

Комиссия должна:

- подтвердить соответствие выполнения АСКУЭ утверждённому проекту;
- произвести проверку наличия необходимой документации и соответствующих свидетельств органов Госстандарта РФ;
- произвести анализ результатов опытной и опытно - промышленной эксплуатации;
- произвести проверку наличия и сохранности установленных пломб и паролей в АСКУЭ.

При отсутствии замечаний комиссия должна принять решение о запуске АСКУЭ субъекта оптового рынка в промышленную эксплуатацию.

Акт комиссии должен подтверждать техническую, метрологическую и организационную готовность использования АСКУЭ для коммерческих расчётов на оптовом рынке.

Создание АСКУЭ субъектов оптового рынка осуществляется на основании специально разрабатываемых индивидуальных (нетиповых) проектов, при этом необходимо стремиться к тому, чтобы как можно большая часть функций в АСКУЭ выполнялась автоматически (без участия человека).

На оптовом рынке присутствуют три группы субъектов:

- Энергоснабжающие и сетевые организации;
- Электростанции;

– Потребители.

Особенностью АСКУЭ Энергоснабжающей организации, является, прежде всего, наличие удалённых контролируемых энергообъектов (от десятков до нескольких сотен километров), а так же разнообразием схем сетей на границах со смежными субъектами оптового рынка.

На энергообъектах (п/с), имеющих связи со смежными субъектами оптового рынка, устанавливаются устройства сбора и передачи данных (УСПД), обеспечивающие автоматический сбор информации по цифровому интерфейсу от интеллектуальных статических электросчётчиков коммерческого учёта*, обработку и передачу данных на сервер в центр сбора и обработки данных энергоснабжающей организации.

На электростанциях субъектов оптового рынка, как правило, АСКУЭ должна обеспечивать, помимо коммерческих расчётов по отходящим линиям и присоединениям абонентов по прямым фидерам, расчёт баланса электроэнергии по электростанции. Информация от коммерческих электросчётчиков должна собираться отдельно от технического учёта, на разные УСПД и далее передаваться на сервер сбора и обработки данных АСКУЭ электростанции (в соответствии с РД34.09.101-94).

Для потребителей субъектов оптового рынка АСКУЭ должна строиться только по принципу автоматической системы. Вся информация от коммерческих электросчётчиков (включая субабонентов) должна собираться и обрабатываться в УСПД**.

Информация в центр сбора и обработки данных АСКУЭ ФОРЭМ должна поступать непосредственно из УСПД (при каскадном включении УСПД из центрального УСПД) потребителя субъекта оптового рынка.

УСПД должно обеспечивать передачу информации о электропотреблении субабонентов к поставщику электроэнергии субабонентам.

Эксплуатация и техническое обслуживание АСКУЭ субъектов оптового рынка должно осуществляться в соответствии с требованиями действующих нормативно - технических документов и инструкций производителей технических средств и осуществляется за счет средств участника оптового рынка, на чьем балансе находится комплекс технических средств АСКУЭ.

Эксплуатация АСКУЭ субъекта оптового рынка может осуществляться персоналом субъекта оптового рынка или специализированной организацией, имеющей лицензию на данный вид работ и заключившей договор с Оператором торговой системы - Оператором коммерческого учёта

Техническое обслуживание комплекса технических и программных средств АСКУЭ должно осуществляться специализированной организацией.

Все виды работ, определённые регламентом технического обслуживания АСКУЭ должны выполняться с извещением (или в присутствии) представителя оператора торговой системы.

Работы, выходящие за рамки регламента технического обслуживания АСКУЭ (изменение электрических схем, изменение или замена программного обеспечения и т.п.), должны выполняться с согласия оператора торговой системы.

По завершению работ по техническому обслуживанию АСКУЭ все нарушенные в результате проведённых работ пломбы (специальные маркировочные знаки), пароли – должны быть восстановлены. При

необходимости должны быть внесены изменения в паспорта - протоколы на измерительные каналы.

В процессе текущей эксплуатации, при обнаружении неисправности в работе АСКУЭ, субъект оптового рынка обязан, в течение одного рабочего дня, проинформировать о случившемся специализированную организацию, осуществляющую техническое обслуживание.

Ответственность за работоспособность и сохранность комплекса технических и программных средств, в том числе и пломб, АСКУЭ должна быть предусмотрена договором эксплуатации средств коммерческого учёта.

Пользователями коммерческой информации АСКУЭ субъекта оптового рынка являются:

- Оператор торговой системы;
- ЦДУ;
- ОДУ;
- АО - Энерго, имеющее границу с субъектом оптового рынка;
- Субъект оптового рынка.

Для обеспечения сведения товарной продукции оптового рынка и возможности привязки информации к единым временным интервалам, все элементы АСКУЭ оптового рынка должны синхронизироваться не реже одного раза в сутки и работать по Московскому времени.

Все технические средства и автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии должны быть защищены от несанкционированного доступа для исключения возможности искажения результатов измерения, а в необходимых случаях - для предотвращения утечки коммерческой информации.

Протоколы обмена информацией между уровнями должны обеспечивать помехоустойчивую, достоверную, защищенную от

несанкционированного доступа передачу коммерческой (и дополнительной) информации АСКУЭ, соответствовать требованиям отечественных и международных стандартов, максимально поддерживать стандартное системное и сетевое программное обеспечение.

Приложение 1. Примеры АСКУЭ бытового сектора.

Фирма «Аналитика» имеет два законченных, готовых решения для автоматизации учёта многоквартирных домов, где приборы учёта обвязаны проводными линиями:

1. «Integrity ДН» – упрощенная система, рассчитанная на массовую установку в организациях типа ДУК, ТСЖ, ЖСК, реализующая необходимый и достаточный набор функций учёта. Упрощение заключается только в программном обеспечении верхнего уровня: интерфейс рассчитан на пользователей с низким уровнем подготовки; работы по установке, настройке и обслуживанию сведены к минимуму; на компьютере не ведётся долгосрочное хранение показаний – непосредственно после опроса они отображаются в виде отчётов и сразу передаются в биллинговые системы. Тем не менее, показания в течение достаточно долгого периода сохраняются в энергонезависимой памяти полнофункциональных контролеров - концентраторов и могут быть в любой момент представлены в виде отчётов по команде пользователя и повторно переданы в биллинг. Такой подход позволяет предлагать заказчикам «Integrity ДН» по достаточно привлекательным, по меркам бытовых АИИС КУЭ, ценам. При этом заказчик не несёт дополнительных расходов на обслуживание системы и найму высокооплачиваемых специалистов по эксплуатации.

2. «Integrity» – полнофункциональная система, рассчитанная на полную автоматизацию большого количества точек учёта (более 15 000), интеграцию с биллинговыми системами, предназначенная для установки в энергосбытах.

«Integrity ДН» позволяет:

- использовать для передачи данных каналы связи GSM(GPRS, GSM)CSD, Ethernet. Контроллеры-концентраторы «Integrity» имеют встроенный вход Ethernet и порт DB-9 для подключения модемного оборудования с интерфейсом RS-232;

- организовать резервирование каналов связи (например, одновременно использоваться GPRS и Ethernet), таким образом, выполняя технические требования многих энергосбытовых организаций;

- организовать сбор данных с 400 бытовых счётчиков одним контролером - концентратором «Integrity»;

- использовать различное количество контролеров «Integrity» и каналов связи; количество точек учёта в системе ограничивается только количеством приобретённых контролеров - концентраторов «Integrity» и количеством каналов связи;

- организовать дистанционную смену тарифного расписания и индикации счётчиков, а также управление нагрузкой, с возможностью дистанционного наблюдения за ходом выполнения задачи;

- организовать централизованный сбор данных по различным каналам связи без использования базы данных;

- сохранять считанные данные в виде отчётов формата Excel или web - страниц, а также формировать файлы экспорта, в том числе по формам АСКУЭ, Мосэнергосбыт (файлы ASQ) и 80020* (файлы XML);

- автоматически отправлять отчёты и файлы экспорта по электронной почте и выкладывать их в сетевые папки.

Более подробную информацию о возможностях системы «Integrity ДН» можно получить из руководства по её эксплуатации.

Полнофункциональная система «Integrity» имеет тот же состав оборудования, что мини система, но комплектуется другим программным обеспечением. Программное обеспечение «Integrity» позволяет:

1) Производить опрос многофункциональных счётчиков, установленных в ТП 0,4 кВ, для получения следующих данных:

– показания на начало суток по четырём тарифам и четырём видам энергии;

– показания на начало месяца по четырём тарифам и четырём видам энергии;

– текущие показания по четырём тарифам и четырём видам энергии;

– параметры электросети: токи, напряжения, активные и реактивные мощности, коэффициенты мощности ($\cos\phi$), частоту;

– получасовые профили мощности по четырём видам энергии;

2) Сохранять показания в центральной базе данных, работающей под управлением СУБД Microsoft SQL Server 2005, рассчитанной на хранение данных по большому количеству абонентов (более 15 000). Под данными абонентов понимается:

– показания приборов учёта: текущие показания, показания на начало месяца, показания на начало суток по активной энергии прямого направления по четырём тарифам;

– карточка абонента: ФИО, адрес проживания, лицевой счёт, серийный номер прибора учёта, тип прибора учёта;

3) Автоматически (по расписанию) либо вручную выполнять задания на опрос.

4) Автоматически (по расписанию) либо вручную строить отчёты и получать файлы экспорта данных.

5) Просматривать данные в виде Web-страниц через Internet с помощью обычных Web-браузеров (IE, Opera и т.п.).

6) Управлять глубиной хранения информации в базе данных.

7) Хранить и отображать в системе технологические операции по установке (снятию) приборов учёта и трансформаторов.

8) Учитывать технологические операции по установке (снятию) приборов учёта и трансформаторов при построении отчётов и файлов экспорта.

Библиографический список.

1. Правила учета электрической энергии [Текст] : сб. основных нормативно-технических документов, действующих в области учета электроэнергии. - М. : Энергосервис, 2000. - 368 с.
2. ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания [Электронный ресурс] : прин. 29.12.1990 : действ. с 01.01.1992 - М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000.- Доступ из нормативно-технической системы «Техэксперт».
3. ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем [Электронный ресурс] : с Изменением № 1 : прин. 24.03.1989.: действ. с 01.01.1990. - М.: ИПК Изд-во стандартов, 2002. - Доступ из нормативно-технической системы «Техэксперт».
4. ГОСТ 34.602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы [Электронный ресурс] : прин. 24.03.1989 : действ. с 01.01.1990. - М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000. - Доступ из нормативно-технической системы «Техэксперт».
5. О ревизии средств учета электрической энергии и маркировании их специальными знаками визуального контроля [Электронный ресурс] : постановлен. Правительства РФ от 27.12.1997 N 1619 // Российская газета. - N 5. - 13.01.98. - Доступ из нормативно-технической системы «Техэксперт».

6. РД 34.11.114-98 Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования [Электронный ресурс] : прин. 12.01.1998 : действ. с : 01.03.1998 - М., 1997. - Доступ из нормативно-технической системы «Техэксперт».
7. РД 34.11.202-95 Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации [Электронный ресурс] : прин. 28.11.1995 : действ с 01.01.1996. - М.: СПО ОРГРЭС, 1997. - Доступ из нормативно-технической системы «Техэксперт».
8. РД 153-34.0-11.209-99. Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности [Электронный ресурс] : прин. 21.07.1999 : действ. с 01.12.1999. - М.: ЗАО «Изд-во НЦ ЭНАС», 2000. - Доступ нормативно-технической системы «Техэксперт».
9. РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении [Электронный ресурс] : с Изменением № 1 : прин. 02.09.1994 : действ. с 01.01.1995. - М.: СПО ОРГРЭС, 1995. - Доступ из нормативно-технической системы «Техэксперт».
10. РД 34.11.333-97 .Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии [Электронный ресурс] : прин. 15.05.1997 : действ. с

01.06.1997. - М.: ЗАО «Изд-во НЦ ЭНАС», 1999. - Доступ нормативно-технической системы «Техэксперт».

11. РД 34.11.334-97. Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Типовая методика выполнения измерений электрической мощности [Электронный ресурс] : прин. 15.05.1997 : действ. с 01.06.1997. - М.: ЗАО «Изд-во НЦ ЭНАС», 1999. - Доступ из нормативно-технической системы «Техэксперт».

12. Об утверждении порядка вывода на федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) энергоемких организаций-потребителей [Электронный ресурс] : постановлен. от 26.12.2003 N 110-э/19 : документ утратил силу // "Российская газета", 2004. - N 17. - Доступ из справ.- правовой системы «Консультант-Плюс».

13. Об утверждении технических параметров, необходимых для получения статуса субъекта оптового рынка [Электронный ресурс] : постановлен. от 29.12.2003. - № 111-э/9 : действ. с 09.02.2004 // "Российская газета". 2004. N 14.- Доступ из справ.- правовой системы «Консультант-Плюс».

14. Временный порядок вывода на федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) (ФОРЭМ) энергоемких организаций-потребителей (вместе с «Временными правилами работы федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности)») [Электронный ресурс] : прин. ФЭК РФ 31.07.1996 : Минюстом РФ отказано в регистрации данного документа // Экономика и финансы электроэнергетики. - 1996. - N 11. - Доступ из справ.- правовой системы «Консультант-Плюс».

15 О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации : закон РФ от 14.04.1995 N 41-

ФЗ [Электронный ресурс] : прин. 10.03.1995 : действ. - 31.12.2010 : ред. от 27.07.2010 : документ утратил силу с 01.01.2011 // Российская газета. 1995. - N 78. - Доступ из справ.- правовой системы «КонсультантПлюс».

16. О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации (вместе с «Правилами государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации») : [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ от 26.02.2004 N 109 : ред. от 14.02.2012 // Российская газета. 2004. - N 45. - Доступ из справ.- правовой системы «КонсультантПлюс».

17. О федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности) (вместе с «Основными принципами функционирования и развития федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности)» : [Электронный ресурс] : постановлен. Правительства РФ от 12.07.1996 N 793 : ред. от 30.12.2003. : изм. от 19.06.2006 // Российская газета. 1996. - N 137.- Доступ из справ.- правовой системы «КонсультантПлюс».

18. О введении в действие Рекомендаций по организации согласованного расчетного учета электроэнергии [Электронный ресурс] : приказ Минэнерго РФ от 27.03.2002 N 96 // Вестник Госэнергонадзора. 2002. - N 2. - Доступ из справ.- правовой системы «КонсультантПлюс».

19 О Правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода [Электронный ресурс] : постановлен. Правительства РФ от 24.10.2003 N 643 : ред. от 24.12.2010 // Собрание законодательства РФ. – 2003. - N 44, ст. 4312 : документ утратил силу. - Доступ из справ.- правовой системы «КонсультантПлюс».

Учебное издание
Андрей Николаевич Ожегов
Системы АСКУЭ
Часть 2
Учебное пособие

Подписано в печать 27.04.12. Печать цифровая. Бумага для офисной техники.
Усл. печ. л. 4,14. Тираж 25 экз. Заказ 641.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования «Вятский государственный университет»
610000, Киров, ул. Московская, 36, тел.: (8332) 64-23-56, <http://vyatsu.ru>

