

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель
ФЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»
В.Н. Яншин
«22» декабря 2008 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Акрилан»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № <u>39922-08</u>
---	--

Изготовлена ООО «Энергобаланс-Центр» Филиал во Владимирской области для коммерческого учета электроэнергии и мощности на объектах филиала «Владимирэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» по технической документации ООО «Энергобаланс-Центр» Филиал во Владимирской области, г. Владимир, заводской номер 003

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Акрилан» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии выработанной и потребленной за установленные интервалы времени, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Областью применения данной АИИС КУЭ является коммерческий учёт электроэнергии на объекте филиала «Владимирэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья», г. Владимир.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений, которая состоит из 2 измерительных каналов (далее - ИК) и информационно-вычислительного комплекса АИИС КУЭ (далее – ИВК).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- передача в организации – участники розничного рынка электроэнергии (РРЭ) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций - участников розничного рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные каналы (ИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03. класса точности 0,5S по ГОСТ 30206 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ 26035 (в части реактивной электроэнергии) и выделенные линии связи, установленных на объектах филиала «Владимирэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья», указанные в таблице 1 (2 точки измерений).

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер базы данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени, аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала и специализированное программное обеспечение.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 1 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 1 с. мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале усреднения 30 мин.

Для передачи информации с цифровых выходов счетчиков, установленных в шкафах учета энергообъектов на сервер БД (уровень ИВК) создан канал передачи данных на основе сотовой сети стандарта GSM 900/1800 МГц. Канал передачи данных организован с помощью GSM-терминалов, подключенных к счетчикам через преобразователи интерфейсов RS-485/RS-232 (счетчик – преобразователь – GSM-модем – радиоканал – GSM-модем – сервер).

На сервере осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение, накопление и обработка измерительной информации, получаемой с энергообъекта филиала «Владимирэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья», в частности резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники розничного рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД или АРМ операторов, по внешнему каналу связи. В качестве внешнего основного канала связи используется канал связи GPRS - Интернет, а в качестве внешнего резервного канала связи используется канал связи CSD технология сети GSM.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройств синхронизации системного времени UCS-1, подключенного к серверу БД (уровень ИВК). В состав устройства синхронизации времени UCS-1 входит приемник сигналов точного времени от атомных часов спутников глобальной системы позиционирования (GPS). В ИВК коррекция времени выполняется по сигналам устройства синхронизации времени UCS-1 один раз в 1 с при расхождении времени более чем ± 1 с.

Сервер БД осуществляет коррекцию внутреннего времени счетчиков*. Сличение времени счетчиков со временем сервера БД один раз в 30 мин, корректировка времени счетчиков выполняется при расхождении со временем сервера БД более чем на ± 1 с.

Абсолютная погрешность хода внутренних часов счетчика составляет $\Delta T = \pm 0,5$ с/сут.. (см. Описание типа на счетчики).

Задержка сигнала синхронизации в линии УСПД – счетчик составляет 0,1с. (см. Описание протокола RS 485).

Погрешность измерения системного времени не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Для защиты измерительной системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (пломбирование, физическая защита оборудования АИИС КУЭ (установка в специализированные запирающиеся шкафы), электронные ключи, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и базы данных).

* Счетчик СЭТ-4ТМ.03. позволяет выполнять коррекцию времени хода встроенных часов один раз в сутки.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Таблица 1 - Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала					Метрологические характеристики						
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	Ктг · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества учтенной активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности P=0,95:	Основная погрешность ИК, ± %			Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %		
								cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		АИИС КУЭ	№	АИИС КУЭ ООО «Акрилан»	№ 003	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время							
	ИВК	Сервер											
			№28822-05	УСВ-1	№ 1307								

Продолжение таблицы 1

1	2	3			4	5	6	7	8			9	10	11	12	13	14
ПС «Химзаводская»																	
1	ПС «Химзаводская» Фидер 664	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =300/5 № 29390-05	А	ТПЛ-10с	№ 1413	3600	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время									
				В													
				С	ТПЛ-10с	№ 1390											
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66	№ 12003											
				В													
				С													
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0103072638													
2	ПС «Химзаводская» Фидер 669	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =400/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	№ 7238	4800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время									
				В													
				С	ТПЛ-10	№ 5626											
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66	№ 11975											
				В													
				С													
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0103072659													
									- в диапазоне тока $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$			1,8	2,9	5,5	2,3	3,3	5,8
									- в диапазоне тока $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$			-	4,7	2,9	-	5,3	3,6
									- в диапазоне тока $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$			1,2	1,7	3,0	1,8	2,2	3,5
												-	2,6	1,8	-	3,1	2,4
												1,0	1,3	2,3	1,7	2,0	2,8
												-	2,1	1,5	-	2,6	2,2

Примечания:

- В Таблице 1 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в реальных условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
- В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры питающей сети: напряжение - (220±4,4) В; частота - (50 ± 0,5) Гц;
 - параметры сети для ИК: диапазон напряжения - (0,99 ÷ 1,01)U_н; диапазон силы тока - (1,0 ÷ 1,2)I_н; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) - 0,5 ÷ 1,0(0,6 ÷ 0,87); частота - (50 ± 0,15) Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков) - не более 0,05 мТл;
 - температура окружающего воздуха: ТН и ТТ - от -40°С до +50°С; счетчиков - от +18°С до +25°С; УСПД и ИВК - от +15°С до +25°С;
 - относительная влажность воздуха - (70±5) %;
 - атмосферное давление - (750±30) мм рт.ст.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети для ИК: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,05 \div 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от -35°C до $+40^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

- параметры сети для ИК: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,05 \div 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,8 \div 1,0(0,6)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха – для ИК №№ 1-2 от 0°C до $+20^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха - от $+15^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

5. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п.5 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в филиале «Владимирэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- В качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983 и ГОСТ 7746, определены средний срок службы и средняя наработка до отказа;
- Электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T=90000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_b=2$ суток;
- сервер БД - среднее время наработки на отказ не менее $T=113060$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_b= 1$ ч..

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей;
 - испытательных коробок;
 - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации(возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Акрилан».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТПЛ-10с	2 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТПЛ-10	2 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НТМИ-6-66	2 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03.01	2 шт.
Комплектность ИВК:	
Сервер БД ИВК	1 шт.
Устройство синхронизации времени УСВ-1	1 шт.
GSM модем Siemens MC35i	1 шт.
АРМ Диспетчера	1 шт.
Источник бесперебойного питания	1 шт.
ПО счетчиков «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»	1 шт.
ПО «Пирамида 2000. Розничный рынок». Версия 12.01/2007/С-002	1 шт.
Руководство пользователя	1 экземпляр
Инструкция по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Акрилан». Методика поверки, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в январе 2009 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа «СЭТ-4ТМ.03» в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от -40...+50°С, цена деления 1 °С. Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92) «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Акрилан».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Акрилан» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель: ООО «Энергобаланс-Центр» Филиал во Владимирской области
Юр. адрес: 600000, г. Владимир,
Большая Нижегородская ул., д.77.
тел./факс: +7(4922) 23-46-92

Директор Филиала во Владимирской
области ООО «Энергобаланс-Центр»



А.С. Суромкин