

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «Атомфлот»).

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «Атомфлот») (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2011, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии; и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, ИВК «ИКМ-Пирамида» (Зав.№ 407), устройства синхронизации времени на базе GPS-приемника типа УСВ-2 (№2266), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Первичные 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 0,02 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 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по сотовым каналам связи поступает на верхний уровень, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется посредством интернет-провайдера.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УСВ-2, синхронизирующего собственное системное время по сигналам поверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-2. Погрешность

синхронизации не более $\pm 0,35$ с. Время ИВК «ИКМ-Пирамида», синхронизировано с временем УСВ-2, синхронизация осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Сличение времени счетчиков с ИВК производится во время сеанса связи со счетчиками (каждые 30 минут). Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем ИВК ± 2 с (не чаще одного раза в сутки). Погрешность системного времени не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «Атомфлот») используется ПО «Пирамида 2000» версии 20, в состав которого входят программы указанные в таблице 1. «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами «Пирамида 2000».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
«Пирамида 2000»		20		-
Пирамида 2000. Сервер	P2KServer.exe	20.02/2010/ C- 300	6F1E5B9A922321FB8D 40151CD822AFAD	MD5
Пирамида 2000. АРМ: Предприятие	P2KClient.exe	20.25/2010	A9295EBCDFF61F6D1 209D37863D9B489	MD5
Файлы метрологически значимой части установленного ПО				
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63 da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7 b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc 27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3cce a41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd 77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e6649452 1f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a 4d3fe1f8f48	MD5

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd32150 49af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd8 14c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5 b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» (по МИ 3286-2010).

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «Атомфлот») и их метрологические характеристики

Но- мер точки изме- рений	Наиме- нование точки измере- ний	Состав измерительного канала				Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВ- КЭ)		Основ- ная по- греш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %	
1	ПС № 323 М-8	ТЛП-10-1 Кл.т. 0,2S 1500/5 Зав. № 29640 Зав. № 29639 Зав. № 29641	НТМИ-6- 66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 9528	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806112998	«ИКМ- Пира- мида» Зав. № 407	актив- ная	±0,8	±1,6	
						реак- тивная	±1,8	±2,7	
2	ПС № 323 М-7	ТЛП-10-1 Кл.т. 0,2S 1500/5 Зав. № 29636 Зав. № 29637 Зав. № 29638	НТМИ-6- 66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ПРСХС	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806112753	«ИКМ- Пира- мида» Зав. № 407	актив- ная	±0,8	±1,6	
						реак- тивная	±1,8	±2,7	

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение ($0,98 \div 1,02$) $U_{ном}$; ток ($1 \div 1,2$) $I_{ном}$, частота - ($50 \pm 0,15$) Гц; $\cos\phi = 0,9$ инд.;
- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус 30°C до $+ 30^{\circ}\text{C}$; счетчиков - от $+ 18^{\circ}\text{C}$ до $+ 25^{\circ}\text{C}$; ИВК - от $+ 10^{\circ}\text{C}$ до $+ 30^{\circ}\text{C}$;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - ($0,9 \div 1,1$) U_{H1} ; диапазон силы первичного тока - ($0,01 \div 1,2$) I_{H1} ; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ $0,5 \div 1,0$ ($0,87 \div 0,5$); частота - ($50 \pm 0,4$) Гц;

- для счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - ($0,9 \div 1,1$) U_{H2} ; диапазон силы вторичного тока - ($0,02 \div 1,2$) I_{H2} ; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ - $0,5 \div 1,0$ ($0,87 \div 0,5$); частота - ($50 \pm 0,4$) Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 40°C до плюс 60°C ;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для тока $0,02 \cdot I_{ном}$, $\cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0°C до $+ 40^{\circ}\text{C}$;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «Атомфлот») порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;

- ИВК ИКМ «Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и ИВК;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

– электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

– Сервер АИС - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии и мощности (АИС КУЭ) ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «Атомфлот») типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИС КУЭ

Наименование	Кол-во
Трансформатор тока ТЛП-10-1 (Госреестр № 30709-08)	6 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66 (Госреестр № 2611-70)	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-08)	2 шт.
Методика поверки	1 шт.
Формуляр	1 шт.

Проверка

осуществляется по документу МП 48973-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИС КУЭ) ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «Атомфлот»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ;
- УСВ-2 – по документу ИВК «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000МП»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (мощности) оптового рынка электроэнергии ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «Атомфлот»). Паспорт-формуляр. ВЛСТ 817.01.000 ФО».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «Атомфлот»)

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. 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 Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество Инженерно-техническая фирма «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»
ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8

Почтовый адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8, а/я 14

Тел./факс: (4922) 33-67-66, 33-79-60, 33-93-68

E-mail: st@sicon.ru , www.sicon.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз» ООО «Техносоюз»

Юридический адрес: 105122 г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9

Почтовый адрес: 119270, г.Москва, Лужнецкая набережная, д.2/4, строение 37, 1 этаж

Тел.: (495) 639–91–50, Факс: (495) 639–91–52

E-mail: info@t-souz.ru , www.t-souz.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

Тел.: 8 (495) 437–55–77, Факс: 8 (495) 437–56–66

Электронная почта: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации № 30004-08 от 27.06.2008 года.

Заместитель Руководителя

Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян