



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.048.A № 48648

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Оборонэнергосбыт"
(по сетям филиала "Приволжский" ОАО "Оборонэнерго", г. Александров
Гай, объект №1)**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с ограниченной ответственностью "Техносоюз"
(ООО "Техносоюз"), г. Москва**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51670-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 51670-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **01 ноября 2012 г. № 916**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 007266

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Александров Гай, объект №1)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Александров Гай, объект №1) (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации в ОАО «АТС» и другие заинтересованные организации оптового рынка электроэнергии.

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 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии 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-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных (СД) регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» г. Саратов HP ProLiant DL180R06, основной и резервный серверы баз данных (БД) ОАО «Оборонэнергосбыт» г. Москва SuperMicro 6026T-NTR+, устройства синхронизации времени УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

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 преобразуют 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 выхода счетчика №1 поступает на входы УСПД через RS-485, находящийся на ПС «Алгайская». Передача информации от ПС «Алгайская» на уровень ИВК регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт», осуществляется через GSM-сеть. Цифровой сигнал с выхода счетчика №2 через GSM-сеть поступает на уровень ИВК регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт». Основной канал связи – сеть Интернет, при отсутствии TCP-соединения используется канал связи по технологии CSD.

Сервер СД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации на сервер БД по протоколу «Пирамида» посредством межмашинного обмена через распределенную вычислительную сеть ОАО «Оборонэнергосбыт». При отказе основного канала сервер переключается на резервный. Резервный канал организован по технологии CSD. В качестве устройства передачи данных используется GSM/GPRS-модем Teleofis RX100R. На сервере БД осуществляется хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации от сервера БД в ИАСУ КУ ОАО «АТС» и другие заинтересованные организации осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и ИВК (сервера СД и сервера БД). АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации времени на основе УСВ-2, синхронизирующих собственное время по сигналам времени, получаемым от GPS/ GLONASS -приемника, входящего в состав УСВ-2. Погрешность синхронизации не более $\pm 0,35$ с. Часы сервера БД синхронизируются по времени часов УСВ-2, синхронизация осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Часы сервера СД синхронизируются по времени часов УСВ-2, синхронизация осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Часы УСПД синхронизируются по времени часов приемника, входящие в состав ЭКОМ-3000, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Для ИК №1 сличение часов счетчиков с часами УСПД производится каждый сеанс связи со счетчиками (не реже 1 раза в сутки). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении с часами УСПД вне зависимости от наличия расхождения, но не реже чем 1 раз в сутки. Для ИК №2 сличение часов счетчиков с временем сервера СД производится каждый сеанс связи со счетчиками (не реже 1 раза в сутки). Корректировка часов осуществляется при расхождении с часами сервера СД вне зависимости от наличия расхождения, но не реже чем 1 раз в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Александров Гай, объект №1) используется ПО «Пирамида 2000» версии 3.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «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 ПО «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
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5

1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramide.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее 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».

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-ого и 2-ого уровней АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав 1-ого и 2-ого уровней АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК

Но- мер точки изме- рений	Наименова- ние объекта	Состав 1-ого и 2-ого уровней АИИС КУЭ				Вид электро энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основ- ная по- греш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
1	ПС 110/35/10 кВ «Алгай- ская», КРУН-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч. В-10, ф. 1032	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 9737 Зав. № 8315	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3063	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0802112796	УСПД «ЭКО М- 3000» Зав. № 060612 98	Актив- ная Реак- тивная	±1,2 ±2,9	±3,3 ±5,7
2	КТП №138 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 139924 Зав. № 140042 Зав. № 140230	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК .04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112113375	-	Актив- ная Реак- тивная	±1,0 ±2,5	±3,2 ±5,6

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;

4. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение $(0,95 \div 1,05) U_n$; ток $(1,0 \div 1,2) I_n$; $\cos\phi = 0,9_{\text{инд.}}$;

- температура окружающей среды: $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$;

5. Рабочие условия эксплуатации:

- параметры сети для ИК: напряжение - $(0,98 \div 1,02) U_{\text{ном}}$; ток - $(1 \div 1,2) I_{\text{ном}}$; частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц; $\cos\phi = 0,9_{\text{инд.}}$;

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1) U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,05 \div 1,2) I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi) 0.5 \div 1,0 (0,87 \div 0,5)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- допустимая температура окружающего воздуха для трансформаторов от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $+ 50 ^\circ\text{C}$; для счетчиков от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $+ 60 ^\circ\text{C}$;

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

6. Погрешность в рабочих условиях указана для тока $0,05 I_{\text{ном}}$, $\cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $0 ^\circ\text{C}$ до $+ 40 ^\circ\text{C}$;

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

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 7 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена сервера СД и УСВ на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Александров Гай, объект №1) порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

9. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 256\,554$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ 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);
- ИВКЭ (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 АИИС - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Александров Гай, объект №1) типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Госреестр №	Кол-во, шт.
Трансформатор тока типа ТЛМ-10	2473-05	2
Трансформатор тока типа Т-0,66	22656-07	3
Трансформатор напряжения типа НТМИ-10-66	831-69	1
Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК.04	46634-11	1
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	—	1
Руководство по эксплуатации	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 51670-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Александров Гай, объект №1). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в сентябре 2012 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;
- ПСЧ-4ТМ.05МК – по методике поверки ИЛГШ.411152.167 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.167 РЭ;
- УСВ-2 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000МП»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Александров Гай, объект №1).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Александров Гай, объект №1)

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.

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

Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Александров Гай, объект №1).

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз» ООО «Техносоюз»

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

Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Летниковская, д.11/10, строение 4, 2 этаж

Тел.: (495) 258-45-35, Факс: (495) 363-48-69

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

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» ФБУ «Курский ЦСМ»

Юридический адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Тел./факс: (4712) 53-67-74,

E-mail: kcsms@sovttest.ru

Аттестат аккредитации № 30048-11 действителен до 01 декабря 2016 года.

Заместитель Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин