



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.048.A № 46809

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ)
ОАО "Электросигнал"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Открытое акционерное общество "Воронежатомэнергосбыт" (ОАО "ВАЭС"),
г. Воронеж**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50114-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 50114-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **06 июня 2012 г. № 408**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 005052

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Электросигнал»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Электросигнал» (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-й 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 СЭТ-4ТМ.03, по ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии, ГОСТ 26035-83 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 – устройство сбора и передачи данных на базе RTU-325 (далее – УСПД), устройство синхронизации времени Garmin 35HVS и каналобразующая аппаратура.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, 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 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 проводным линиям связи поступает на входы УСПД RTU-325, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. В качестве резервного канала используется канал на основе GSM связи. По запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень системы по проводным каналам связи, где выполняется дальнейшая обработка измери-

тельной информации: формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации со второго уровня в ИАСУ КУ ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ, энергосбытовую компанию осуществляется по коммутируемому каналу связи.

Передача информации (коммерческие данные) от энергосбытовой компании в заинтересованные организации (ИАСУ КУ ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ) осуществляется с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 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. В качестве канала используется выделенный канал связи до сети провайдера Интернет с использованием технологии ADSL.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS) Garmin 35HVS. Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД, установленного на РП-1 6 кВ ОАО «Электросигнал», сличение часов УСПД и времени GPS осуществляется не реже чем 1 раз в 30 мин, коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени GPS более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с, но не чаще 1 раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Электросигнал» используется ПО «Альфа ЦЕНТР», в состав которого входят программы указанные в таблице 1. ПО «Альфа ЦЕНТР» 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 «Альфа ЦЕНТР».

Таблица 1 — Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Аль-фаЦЕНТР»	программа-планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	v.4.07.01.02	61e36a6bfc9fe3b651e897077ab985ca	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		aa7508bdbb4341c9a4a1afdada488a789	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe		9683d0a60ec5754b441fc6623d8b703c	
ПО «Аль-фаЦЕНТР»	драйвер работы с БД	cdbora2.dll	v.4.07.01.02	5f7bed5660c061fc898523478273176c	MD5
	библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа-Центр», в состав которых входит ПО «Альфа ЦЕНТР», внесены в Госреестр СИ РФ № 44595-10.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «Альфа ЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Альфа ЦЕНТР».

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 измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Номер точки измерений	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1	РП-2 6 кВ ф.208 яч.7 ОАО «Электросигнал»	ТПОЛ-10У3 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 126137 Зав. № 9475	НАМИТ-10-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №0102	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 110061182	RTU325-E1-512-M3-B4-Q-i2-G Зав. №002168	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,2
1.2	РП-2 6 кВ ф. 407 яч.12 ОАО «Электросигнал»	ТПОЛ-10У3 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 2305 Зав. № 27905	НТМК-6-У4 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №80	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 110061236		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
1.3	РП-1 ф.305 яч.14 ОАО «Электросигнал»	ТПОЛ-10У3 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 21837 Зав. № 21585	НТМК-6-У4 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 478	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 110063162	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,7	
1.4	РП-1 ф.108 яч.9 ОАО «Электросигнал»	ТПОЛ-10У3 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 9716 Зав. № 9718	НТМК-6-У4 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №509	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 110065100	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,7	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.5	ТП-1 яч.9 ОАО «Электросигнал»	ТПОЛ-10У3 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 20180 Зав. № 20245	НТМК-6-У4 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 4277	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 110065101	RTU325- E1-512- M3-B4- Q-i2-G Зав. №002168	актив- ная	±1,2	±3,3
						реак- тивная	±2,8	±5,2
1.8	РП-2 6 кВ яч.3 ОАО «Электросигнал»	ТПЛ-10У3 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 61758 Зав. № 6476	НАМИТ-10- 1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №0102	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 010807142 9		актив- ная	±1,2	±3,3
						реак- тивная	±2,8	±5,2
1.9	РП-2 6 кВ яч.4 ОАО «Электросигнал»	ТПЛ-10У3 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 6519 Зав. № 61738	НАМИТ-10- 1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №0102	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0108074 032		актив- ная	±1,2	±3,3
						реак- тивная	±2,8	±5,2
1.10	РП-2 6 кВ яч.5 ОАО «Электросигнал»	ТПЛ-10У3 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. №1874 Зав. №2469	НАМИТ-10- 1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №0102	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0108074 727		актив- ная	±1,2	±3,3
						реак- тивная	±2,8	±5,2
1.11	РП-2 6 кВ яч.16 ОАО «Электросигнал»	ТПЛ-10У3 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 40521 Зав. № 40585	НТМК-6-У4 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 80	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 010807470 1	актив- ная	±1,2	±3,3	
					реак- тивная	±2,8	±5,2	
1.12	РП-2 6 кВ яч.17 ОАО «Электросигнал»	ТПЛ-10У3 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 40548 Зав. № 40582	НТМК-6-У4 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 80	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0108072 358	актив- ная	±1,2	±3,3	
					реак- тивная	±2,8	±5,2	
1.13	РП-2 6 кВ яч.18 ОАО «Электросигнал»	ТПЛ-10У3 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 40569 Зав. № 2117	НТМК-6-У4 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 80	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 010807407 3	актив- ная	±1,2	±3,3	
					реак- тивная	±2,8	±5,2	

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 (0,98 – 1,02) Ун; ток (1,0 – 1,2) Ин; $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
- температура окружающей среды: $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$.

5. Рабочие условия эксплуатации:

- параметры сети для ИК: напряжение (0,98 – 1,02) Уном; ток (1 – 1,2) Ином, частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц; $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
- параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 – 1,1) Ун₁; диапазон силы первичного тока - (0,02 – 1,2) Ин₁; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- допускаемая температура окружающей среды ТТ и ТН - от минус 40 °С до + 50 °С; счетчиков - от минус 40 °С до + 60 °С; УСПД - от минус 10 °С до + 50 °С; ИВК - от + 10 °С до + 25 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

6. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +10 °С до + 40 °С;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 30206-94, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83.

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 УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником оборудования порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- УСПД RTU-325 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 55000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция часов счетчиков и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательных коробок;
 - УСПД;
 - ИВК.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчиков;
- УСПД;
- ИВК.

Возможность корректировки часов в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (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;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- ИВК - 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 и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Электросигнал» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Трансформаторы тока ТПОЛ-10 У3 (Госреестр № 1261-08)	10 шт.
Трансформаторы тока ТПЛ-10 У3 (Госреестр № 1276-59)	12 шт.
Трансформаторы напряжения НАМИТ-10-1 (Госреестр № 16687-07)	1 шт.
Трансформаторы напряжения НТМК-6-У4 (Госреестр № 323-49)	4 шт.
Счетчик СЭТ-4ТМ.03.01 (Госреестр № 27524-04)	11 шт.
Методика поверки	1 шт.
Формуляр	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 50114-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Электросигнал». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» в мае 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.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124РЭ;
- Устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 - по документу ДЯИМ.466215.005 МП;
- 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 и мощности ОАО «Электросигнал».

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

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 электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Электросигнал».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Воронежатомэнергосбыт»
ОАО «ВАЭС»
Юридический адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д.12а
Почтовый адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д.12а
Тел.: (473) 253-09-47, факс: (473) 253-09-47
E-mail: office@vaes.ru
<http://www.vaes.ru>

Заявитель

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
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@sovtest.ru
www.kcsms.ru
Аттестат аккредитации № 30048-11 действителен до 01 декабря 2016 года

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

м.п. «_____» _____ 2012 г.