

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Эй Джи Си БСЗ»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Эй Джи Си БСЗ» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают 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 30206-94 ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, 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 каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени (далее - УССВ) и программное обеспечение (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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 поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов в энергосбытовую организацию. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера энергосбытовой организации с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на  $\pm 1$  с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов сервера БД и времени УССВ не более  $\pm 1$  с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на  $\pm 2$  с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, отражается в его журнале событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, отражается в журнале событий сервера БД.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии 15.06, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.06
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», в состав которых входит ПО «АльфаЦЕНТР», зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений под № 44595-10.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», 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 «АльфаЦЕНТР».

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Порядковый номер	Наименование объекта и номер ИК	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, ( $\pm\delta$ ), %	Погрешность в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ГПП 110/6кВ								
1	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 1 с.ш. яч.13 ввод 1	ТЛШ-10-У3 Кл. т. 0,5S 3000/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
2	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 2 с.ш. яч.16 ввод 2	ТЛШ-10-У3 Кл. т. 0,5S 3000/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
3	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 3с.ш. яч.37 ввод 3	ТЛШ-10-У3 Кл. т. 0,5S 3000/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
4	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 4 с.ш. яч.40 ввод 4	ТЛШ-10-У3 Кл. т. 0,5S 3000/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
5	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 5 с.ш. яч.59 ввод 5	ТЛШ-10-У3 Кл. т. 0,5S 3000/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
6	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 6 с.ш. яч.83 ввод 6	ТЛШ-10-У3 Кл. т. 0,5S 3000/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ГПП 110/6 кВ ОПУ ТСН -0,4 кВ	ТТИ-А Кл. т. 0,5S 200/5	-	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,0	4,1
						реактивная	2,4	6,9
8	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 1 с.ш. ЛЭП-601 яч.1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
9	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 1 с.ш. ЛЭП-603 яч.5	ТПЛ-10-М-У2 Кл. т. 0,5S 400/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
10	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 1 с.ш. ЛЭП-606 яч.19	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
11	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 1 с.ш. ЛЭП-607 яч.21	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
12	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 3 с.ш. ЛЭП-619 яч.39	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
13	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 3 с.ш. ЛЭП-620 яч.41	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
14	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 3 с.ш. ЛЭП-622 яч.45	ТПЛ-10-М-У2 Кл. т. 0,5S 400/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 3 с.ш. ЛЭП-624 яч.49	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
16	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 3 с.ш. ЛЭП-625 яч.51	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	EA05RALX-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,1
17	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 6 с.ш. ЛЭП-645 яч.76	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 400/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 03026459	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
18	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 6 с.ш. ЛЭП-646 яч.78	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5S 600/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	EA05RALX-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	10,1
19	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 6 с.ш. ЛЭП-648 яч.82	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
20	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 2 с.ш. ЛЭП-616 яч.2	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 300/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1805RALX-P4-GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	10,1
21	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 2 с.ш. ЛЭП-615 яч.4	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
22	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 4 с.ш. ЛЭП-630 яч.36	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 300/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1805RALX-P4-GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	10,1
23	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 4 с.ш. ЛЭП-627 яч.50	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 5 с.ш. ЛЭП-634 яч.60	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	EA05RLX-P4-B-3 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,1
25	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 5 с.ш. ЛЭП-635 яч.62	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5S 600/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	EA05RALX-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	10,1
26	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 5 с.ш. ЛЭП-638 яч.68	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 200/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
27	ГПП 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ 5 с.ш. ЛЭП-640 яч.72	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 400/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
ПП-50								
28	ПП-50 РУ-6 кВ 1 с.ш. яч. 4	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 100/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0
29	ПП-50 РУ-6 кВ 2 с.ш. яч. 18	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 100/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	A1140-05-RAL-BW-4T Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	1,2	4,1
						реактивная	2,8	7,0

Примечания:

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

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

3 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98-1,02)  $U_{ном}$ ; ток (1,0-1,2)  $I_{ном}$ , частота - (50±0,15) Гц;  $\cos \varphi = 0,9$  инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 до плюс 25 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4 Рабочие условия эксплуатации:

а) для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9-1,1)  $U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока - (0,02 - 1,2)  $I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5-1,0 (0,87-0,5); частота - (50±0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.

б) для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9-1,1)  $U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока - (0,01-1,2)  $I_{н2}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) - 0,5-1,0 (0,87-0,5); частота - (50±0,4) Гц;

- относительная влажность воздуха (40-60) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- температура окружающего воздуха:

- для счётчиков электроэнергии А1140-05-RAL-BW-4Т от минус 40 до плюс 65 °С;

- для счётчиков электроэнергии ЕА05RALX-B-4 от минус 40 до плюс 70 °С;

- для счётчиков электроэнергии А1805RALX-P4-GB-DW-4 от минус 40 до плюс 65 °С;

- для счётчиков электроэнергии ЕА05RLX-P4-B-3 от минус 40 до плюс 70 °С;

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

в) для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50±1) Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos \varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1-15, 17, 19-23, 26-29 от минус 40 до плюс 65 °С; для ИК № 16, 18, 24-25 от минус 40 до плюс 70 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик А1140-05-RAL-BW-4Т - среднее время наработки на отказ не менее  $T=150000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в}=2$  ч;

- электросчётчик ЕА05RALX-B-4 - среднее время наработки на отказ не менее  $T=80000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в}=2$  ч;

- электросчётчик А1805RALX-P4-GB-DW-4 - среднее время наработки на отказ не менее  $T=120000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в}=2$  ч;

- электросчётчик EA05RLX-P4-B-3 - среднее время наработки на отказ не менее  $T=80000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в}=2$  ч;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T=70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в}=1$  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 БД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере БД;
- 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 45 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

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



Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛШ-10-У3	47957-11	17
Трансформатор тока	ТТИ-А	28139-04	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-02	26
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М-У2	47958-11	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10У3	1276-59	8
Трансформатор тока	ТОЛ-10	7069-07	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10	7069-02	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6У3	3344-08	16
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	831-53	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1140-05-RAL-BW-4T	33786-07	23
Счётчик электрической энергии многофункциональный	EA05RALX-B-4	16666-97	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RALX-P4-GB-DW-4	31857-06	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	EA05RLX-P4-B-3	16666-97	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 64759-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Эй Джи Си БСЗ». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июне 2016 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков A1140-05-RAL-BW-4T - по документу МП №476/447-2011 «Счетчики электрической энергии трехфазные электронные Альфа А1140. Методика поверки», утвержденной с ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 22 июля 2011 г.;
- счетчиков EA05RALX-B-4 - по документу «Многофункциональный многопроцессорный счётчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2003 г.;
- счетчиков A1805RALX-P4-GB-DW-4 - по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- счетчиков EA05RLX-P4-B-3 - по документу «Многофункциональный многопроцессорный счётчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2003 г.;

- 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;

- термогигрометр CENTER (мод. 314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %;

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ООО «Эй Джи Си БСЗ», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Эй Джи Си БСЗ»**

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

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

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

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы»)  
ИНН 3328498209

Адрес: 600035, Россия, г. Владимир, ул. Куйбышева, 16, оф. 411

Тел./факс: 8(4922)60-23-22; E-mail: [post@ensys.su](mailto:post@ensys.su)

### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66; E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.