

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Челябэнергосбыт»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Челябэнергосбыт» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83, 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-327 (далее - УСПД), программное обеспечение (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР», УСПД ЭКОМ-3000 и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД» с ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», основной и резервный серверы опроса и баз данных ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» с программным комплексом (далее - ПК) «Энергосфера», сервер ПАО «Челябэнергосбыт» с ПК «Энергосфера», устройства синхронизации системного времени УССВ, автоматизированные рабочие места (далее - АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с единым календарным временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Для ИК №№ 1, 2 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи через преобразователи интерфейсов и волоконно-оптическую линию связи (ВОЛС) поступает на входы УСПД RTU-327, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и передача полученных данных на сервер ОАО «РЖД» через преобразователи интерфейсов и волоконно-оптическую линию связи (ВОЛС). На сервере ОАО «РЖД» осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, её формирование и хранение в базе данных, оформление отчетных документов. От сервера ОАО «РЖД» информация в виде xml-макетов формата 80020 передаётся на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» путем межсерверного обмена.

Для ИК № 3 цифровой сигнал с выходов счетчика по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД ЭКОМ-3000, где осуществляется обработка измерительной информации, хранение и передача полученных данных на сервер опроса и баз данных ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» по каналу связи стандарта GSM посредством службы передачи данных GPRS. На сервере осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение полученных данных в базе данных, оформление отчетных документов.

От сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и сервера опроса и баз данных ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» информация в виде xml-макетов формата 80020 передаётся на сервер ПАО «Челябэнергосбыт» по каналу связи сети Internet. Также имеется возможность передавать xml-макеты формата 80020 от сервера ПАО «Челябэнергосбыт» на сервер ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Оренбургэнергосбыт»).

Передача информации от ПАО «Челябэнергосбыт» в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 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 Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации системного времени УССВ, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от приемников GPS-16HVS и GPS-35HVS; GPS-приемником, входящим в состав УСПД ЭКОМ-3000, и GPS-приемниками ACE III фирмы «Trimble», обеспечивающими прием сигналов точного времени и синхронизацию часов измерительных компонентов системы.

GPS-приемники ACE III подключены к Com портам сервера ПАО «Челябэнергосбыт» и основного сервера ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго». Сличение часов указанных серверов с соответствующими GPS-приемниками ACE III осуществляется непрерывно, корректировка часов сервера производится при расхождении с соответствующим GPS-приемниками ACE III на величину более  $\pm 1$  с.

Сличение часов сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с УССВ-16HVS происходит при каждом сеансе связи сервер - УССВ, корректировка часов сервера производится при

расхождении с УССВ на величину более  $\pm 1$  с. Сличение часов сервера ОАО «РЖД» с УССВ-35HVS происходит при каждом сеансе связи сервер - УССВ, корректировка часов сервера производится при расхождении с УССВ на величину более  $\pm 1$  с.

Часы УСПД RTU-327 синхронизированы с часами сервера ОАО «РЖД», сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД выполняется при расхождении с часами сервера на величину более  $\pm 1$  с.

Синхронизация часов УСПД ЭКОМ-3000 производится от встроенного модуля GPS. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений астрономического времени УСПД составляют  $\pm 0,1$  с. Часы основного сервера ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» также могут синхронизироваться с часами УСПД ЭКОМ-3000 раз в сутки, корректировка осуществляется при расхождении с часами УСПД на величину более  $\pm 4$  с.

Для ИК №№ 1, 2 сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД RTU-327 производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и УСПД на величину более  $\pm 2$  с. Для ИК № 3 сравнение показаний часов счетчика с часами УСПД ЭКОМ-3000 производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчика осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и УСПД на величину более  $\pm 2$  с. Передача информации от счётчика электрической энергии до УСПД, от УСПД до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» и ПК «Энергосфера», в состав которых входят программы, указанные в таблицах 1а, 1б, 1в и 1г. С помощью ПО «АльфаЦЕНТР» решаются задачи коммерческого учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов. С помощью ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» и ПК «Энергосфера» решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» и ПК «Энергосфера».

Таблица 1а - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 1б - Идентификационные данные ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	enalpha.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 1в - Идентификационные данные ПК «Энергосфера» (ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»)

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	Pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 1г - Идентификационные данные ПК «Энергосфера» (ПАО «Челябэнергосбыт»)

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.3.90.977
Цифровой идентификатор ПО	a95de64e23027b3c5c089220ce69f533
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

**Метрологические и технические характеристики**

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

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	УСПД		Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ( $\pm\delta$ ) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ) %
1	ПС Бреды-тяга 110/35/27,5 кВ ОРУ-110 кВ ВЛ-110кВ Бреды-тяга - КС-16	ТРГ-110 П 400/1 Кл.т. 0,2S Зав. № 782 Зав. № 781 Зав. № 780	НАМИ-110 УХЛ1 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Зав. № 1770 Зав. № 1804 Зав. № 1701	ЕА02RALX-РЗВ-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01139575	RTU-327 Зав. № 001528	актив- ная	0,6	1,5
				реак- тивная		1,1	3,0	
2	ПС Бреды-тяга 110/35/27,5 кВ ОРУ-110 кВ ВОШ-110кВ	ТРГ-110 П 600/1 Кл.т. 0,2S Зав. № 682 Зав. № 683 Зав. № 684	НАМИ-110 УХЛ1 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Зав. № 479 Зав. № 498 Зав. № 499	ЕА02RALX-РЗВ-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01128842		актив- ная	0,6	1,5
				реак- тивная		1,1	3,0	
3	ПС 110 кВ Павловская ВЛ 110кВ КС-16	ТРГ-110 П 300/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 1291 Зав. № 1292 Зав. № 1293	НАМИ-110 УХЛ1 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Зав. № 479 Зав. № 498 Зав. № 499	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0106060199	ЭКОМ- 3000 Зав. № 08061451	актив- ная	0,6	1,5
				реак- тивная		1,1	3,0	

\*Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение  $(0,95-1,05)U_n$ ; ток  $(1,0-1,2)I_n$ ;  $\cos \varphi = 0,9$  инд.; частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;

- температура окружающей среды:  $(23 \pm 2)$  °С.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения  $(0,9-1,1)U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,01-1,2)I_{n1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi (\sin \varphi)$  0,5-1,0 (0,5-0,87); частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения  $(0,9-1,1)U_{n2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,01-1,2)I_{n2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos \varphi (\sin \varphi)$  0,5-1,0 (0,5-0,87); частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;

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

- температура окружающего воздуха для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА от минус 40 до плюс 70 °С; для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 от минус 40 до плюс 60 °С;

- относительная влажность воздуха для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА не более 95 % при плюс 30 °С; для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М не более 90 % при плюс 30 °С;

- атмосферное давление для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА от 60,0 до 106,7 кПа; для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

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

- температура окружающего воздуха от плюс 15 до плюс 25 °С;

- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для тока  $2 \% I_{ном}$   $\cos \varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 15 до плюс 40 °С.

6 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, какие приведены в таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все измерительные компоненты АИИС КУЭ должны быть утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик ЕвроАЛЬФА - среднее время наработки на отказ не менее  $T=50000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в}=2$  ч;

- счетчик СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее  $T=90000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в}=2$  ч;

- RTU-327 - среднее время наработки на отказ не менее  $T=40000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в}=24$  ч;

- ЭКОМ-3000 - среднее время наработки на отказ не менее  $T=75000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в}=24$  ч;
- УССВ - среднее время наработки на отказ не менее  $T=35000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в}=2$  ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T=64067$  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 УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика электрической энергии;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - счетчика электрической энергии;
  - УСПД;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 180 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- счетчик электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;

- RTU-327 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 3 лет;
- ЭКОМ-3000 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 3,5 лет;
- сервер - 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 входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110 II	26813-06	9
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24218-03	3
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	16666-97	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	1
Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии	RTU-300	19495-03	1
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-04	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ	-	2
Сервер ОАО «РЖД»	HP ProLiant ML570	-	1
Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»	HP ProLiant BL460c G7	-	1
Сервер опроса и баз данных ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»	HP ProLiant DL380 E7330	-	2
Сервер ПАО «Челябэнергосбыт»	HP ProLiant BL460c	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-формуляр	ВАСУ.07-00220.288.08/060.ЭД.Ф	-	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 65756-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Челябэнергосбыт». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Рязанский ЦСМ» в сентябре 2016 г. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;



- счетчик ЕвроАЛЬФА - в соответствии с документом «Методика поверки. Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА)», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 1998 г.;

- счетчик 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.;

- RTU-327 - в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003 г.;

- ЭКОМ-3000 - в соответствии с документом МП 26-262-99 «ГСИ. Программно-технический измерительный комплекс ЭКОМ. Методика поверки», утвержденным УНИИМ в декабре 1999 г.

Основные средства поверки:

- 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 со счетчиками системы и 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 %.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

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

Метод измерений изложен в документе ВАСУ.07-00220.288.08/060.П2 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Челябэнергосбыт».

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Челябэнергосбыт»**

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.

#### **Изготовитель**

Публичное акционерное общество «Челябэнергосбыт» (ПАО «Челябэнергосбыт»)

Адрес: 454091, г. Челябинск, ул. Российская, д. 260

ИНН 7451213318

Тел.: (351) 733-06-00

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)

Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

Тел.: (499) 917-03-54

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации метрологии и испытаний в Рязанской области» (ФБУ «Рязанский ЦСМ»)

Адрес: 390011, г. Рязань, Старообрядческий проезд, д. 5

Тел/факс: (4912)55-00-01/44-55-84

E-mail: [asu@rcsm-ryazan.ru](mailto:asu@rcsm-ryazan.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Рязанский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311204 от 10.08.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.