

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Краснотурьинское ЛПУ МГ КС «Краснотурьинская»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Краснотурьинское ЛПУ МГ КС «Краснотурьинская» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной 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 Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005, 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 на базе RTU-327 (далее – УСПД), устройство синхронизации системного времени на базе Garmin 35HVS (далее – УССВ-35HVS) и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени на базе Garmin 35HVS (далее – УССВ-35HVS), автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), каналообразующую 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 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК 70 цифровой сигнал с выходов счетчика по проводным линиям связи поступает на входы GSM-модема, далее по каналу связи стандарта GSM информация передается в УСПД. Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы преобразователей интерфейсов и далее по сети Ethernet через коммутатор на входы УСПД. В УСПД происходит вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление измерительной информации, ее хранение и передача на верхний уровень системы.

По запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень системы по сети Internet, спутниковую сеть передачи данных или по резервному терминалу сотовой связи. На верхнем – третьем уровне системы осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Далее, информация от сервера по сети передачи данных «Internet» поступает в ОАО «Межрегионэнергообит».

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» 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-35HVS. Сличение часов сервера с УССВ-35HVS, установленным на уровне ИВК, производится 1 раз в час, коррекция часов сервера осуществляется при обнаружении расхождения более чем  $\pm 1$  с. Сличение часов УСПД с УССВ-35HVS, установленным на уровне ИВКЭ, производится 1 раз в час, коррекция часов УСПД осуществляется при обнаружении расхождения более чем  $\pm 2$  с. Погрешность хода внутренних часов не более  $\pm 2$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи со счётчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков СЭТ-4ТМ.03М осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более  $\pm 2$  с, но не чаще 1 раз в сутки. Корректировка часов счётчиков Альфа А2, ПСЧ-4ТМ.05МК и Альфа А1800 осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более  $\pm 2$  с. Передача информации от счётчиков 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 БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение на базе ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
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 ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Краснотурьинское ЛПУ МГ КС «Краснотурьинская» и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Вид элек- тро- энер- гии	Метрологиче- ские характери- стики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основ- ная по- греш- ность, %	Погреш- ность в рабочих услови- ях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
62	ПС 110/10 кВ «КС-6», ЗРУ-10 кВ «КС-6», 1СШ 10 кВ, яч.9 Ввод №1	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. №8960 Зав. №9662	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №697	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806100114	RTU-327 Зав. № 009273	Ак- тивная	± 1,4	± 3,5
						Реак- тивная	± 2,1	± 5,7
63	ПС 110/10 кВ «КС-6», ШРВ- 1, яч.13 ТСН-1	—	—	А2R2-4-L- С29-П Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01204390		Ак- тивная	± 0,7	± 2,0
						Реак- тивная	± 1,1	± 3,8
64	ПС 110/10 кВ «КС-6», ЗРУ-10 кВ «КС-6», 2СШ 10 кВ, яч.14 Ввод №2	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. №8951 Зав. №8940	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №7534	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806102614		Ак- тивная	± 1,4	± 3,5
						Реак- тивная	± 2,1	± 5,7
65	ПС 110/10 кВ «КС-6», ШРВ-2, яч.18 ТСН-2	—	—	А2R2-4-L- С29-П Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01204391		Ак- тивная	± 0,7	± 2,0
						Реак- тивная	± 1,1	± 3,8
66	ПС 110/10 кВ «КС-6», ЗРУ-10 кВ «КС-6» 1 СШ 10 кВ, яч.19	ТПЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. №33839 Зав. №33144	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №697	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806100006	Ак- тивная	± 1,4	± 3,5	
					Реак- тивная	± 2,1	± 5,7	
67	ПС 110/10 кВ «КС-6», ЗРУ-10 кВ «КС-6», 2 СШ 10 кВ, яч.24	ТПЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. №13423 Зав. №13323	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №7534	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806100107	Ак- тивная	± 1,4	± 3,5	
					Реак- тивная	± 2,1	± 5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
68	ПС 110/10 кВ «КС-6», ЗРУ-10 кВ «КС-6», 1 СШ 10 кВ, яч.17	ТЛМ-10-1 У3 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. №6333 Зав. №6412	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №697	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806102467	RTU-327 Зав. № 009273	Ак- тивная	± 1,4	± 3,5
69	ПС 110/10 кВ «КС-6», ЗРУ-10 кВ «КС-6», 2 СШ 10 кВ, яч.22	ТЛМ-10-1 У3 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. №5777 Зав. №6414	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №7534	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806100016		Ак- тивная	± 1,4	± 3,5
70	ТП-12 10/0,4 кВ ООО «БАЗ- СУАЛ», ввод 0,4 кВ	Т-0,66 М У3/П 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 038321 Зав. № 038324 Зав. № 038322	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1124138488		Ак- тивная	± 1,2	± 3,4
73	ПС 110/10 кВ «Тайга», ЗРУ-10 кВ «КС-12», 1 СШ 10 кВ, яч.17	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5 Зав. №189 Зав. №1627 Зав. №247	ЗНОЛП-10 У2 10000/√3/ 100/√3 Кл. т. 0,5 Зав. №5584 Зав. №5908 Зав. №5826	А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01200608		Ак- тивная	± 1,3	± 3,0
74	ПС 110/10 кВ «Тайга», ЗРУ-10 кВ «КС-12», 2 СШ 10 кВ, яч.12	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5 Зав. №1607 Зав. №186 Зав. №1623	ЗНОЛП-10 У2 10000/√3/ 100/√3 Кл. т. 0,5 Зав. №5301 Зав. №4549 Зав. №5223	А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01200609		Ак- тивная	± 1,3	± 3,0
						Реак- тивная	± 2,1	± 5,7
						Реак- тивная	± 1,8	± 5,6
						Реак- тивная	± 1,9	± 4,6
						Реак- тивная	± 1,9	± 4,6

\*Примечания

1 В качестве характеристик погрешности указаны границы интервала (соответствующие вероятности 0,95) относительной погрешности измерения активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале усреднения 0,5 ч.

2 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 ± 0,2) Гц;

- температура окружающей среды: (20 ± 5) °С.

3 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока (0,05 – 1,2)  $I_{n1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 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  $(0,9 - 1,1)U_{H2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,01 - 1,2)I_{H2}$ ; 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 СЭТ-4ТМ.03М, Альфа А2 и ПСЧ-4ТМ.05МК от минус  $40$  до плюс  $60$  °С; для Альфа А1800 от минус  $40$  до плюс  $65$  °С;
- относительная влажность воздуха для СЭТ-4ТМ.03М и ПСЧ-4ТМ.05МК не более  $90$  % при плюс  $30$  °С; для Альфа А2 и Альфа А1800 не более  $95$  % при плюс  $30$  °С;
- атмосферное давление для СЭТ-4ТМ.03М и ПСЧ-4ТМ.05МК от  $70,0$  до  $106,7$  кПа; для Альфа А2 и Альфа А1800 от  $60,0$  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  $1$  до плюс  $50$  °С;
- относительная влажность воздуха не более  $85$  % при плюс  $40$  °С;
- атмосферное давление от  $60,0$  до  $106,7$  кПа.

4 Погрешность в рабочих условиях указана для тока  $5\% I_{ном} \cos\varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от  $0$  до плюс  $35$  °С.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена сервера и 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.

6 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- счётчик Альфа А2 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 120\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- счётчик ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 165\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- счётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 120\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- УСПД RTU-327 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 24$  ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 50\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

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;
  - 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 СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- счетчик электрической энергии Альфа А2 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 70 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 114 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- счетчик электрической энергии Альфа А1800 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 180 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД RTU-327 – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу – не менее 45 сут; сохранение информации при отключении питания – не менее 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 систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Краснотурьинское ЛПУ МГ КС «Краснотурьинская» 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 компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-59	4
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2363-68	4
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-05	4
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ/П	50733-12	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	25433-08	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66 УЗ	831-69	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	23544-02	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А2	27428-09	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	50460-12	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-06	2
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	41907-09	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ	—	2
Сервер	HP DL360	—	1
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 62216-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Краснотурьинское ЛПУ МГ КС «Краснотурьинская». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в сентябре 2015 г.

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 электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, утвержденной руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;

- счетчик электрической энергии Альфа А2 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональный Альфа А2. Методика поверки» (МП 2203-0160-2009), утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в августе 2009 г.;
- счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК – в соответствии с документом «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;
- счетчик электрической энергии Альфа А 1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- УСПД RTU-327 – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.

Перечень основных средств 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 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%.

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

Метод измерений изложен в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Краснотурьинское ЛПУ МГ КС «Краснотурьинская». Руководство пользователя» АУВП.411711.084.ЭД.ИЗ.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Краснотурьинское ЛПУ МГ КС «Краснотурьинская»**

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**

Оренбургский филиал Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Оренбургский филиал ООО «Газпром энерго»)

Юридический адрес: 460021, г. Оренбург, ул.60 лет Октября, д.11

Почтовый адрес: 460027, г. Оренбург, ул. Донгузская, д.26

ИНН: 7736186950

Тел.: (3532) 68-71-26

Факс: (3532) 68-71-27

E-mail: [info@of.energo.gazprom.ru](mailto:info@of.energo.gazprom.ru)

**Заявитель**

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

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

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное бюджетное учреждение  
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской  
области»

(ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ»)

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

Тел./факс: (4712) 53-67-74

E-mail: [kcsms@sovtest.ru](mailto:kcsms@sovtest.ru)

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30048-11 от 15.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2015 г.