

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Саратов» Балашовское ЛПУ МГ КС-27 «Балашовская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Саратов» Балашовское ЛПУ МГ КС-27 «Балашовская» (АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

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 (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 30206-94 и 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-325 (УСПД), устройство синхронизации системного времени на базе Garmin 35HVS (УССВ-35HVS) и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS, автоматизированные рабочие места (АРМ), ООО «Газпром энерго», АО «Межрегионэнергосбыт» каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (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.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков по проводным линиям связи (интерфейс RS-485) поступают на асинхронный сервер Nport MOXA 5650 и далее по Ethernet-сети 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.

В качестве основного канала передачи данных от УСПД на сервер ООО «Газпром энерго» используется спутниковая сеть передачи данных. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному наземному каналу связи тональной частоты. На сервере ООО «Газпром энерго» осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, её формирование и хранение в базе данных, оформление отчетных документов. Передача информации в АО «АТС», и всем заинтересованным субъектам осуществляется по сети Internet с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты в формате XML с возможностью использования электронно-цифровой подписи.

В АИИС КУЭ реализован информационный обмен данными (макеты XML формата 80020, 80030) со смежной системой: Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Межрегионэнергообит», регистрационный номер № 65280-16.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации системного времени УССВ-35 HVS, синхронизирующими собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника, входящего в состав УССВ-35 HVS.

Сличение часов УСПД с УССВ-35HVS, установленным на уровне ИВКЭ производится 1 раз в час, коррекция часов УСПД осуществляется при обнаружении расхождения более чем ± 1 с.

Сличение часов сервера с УССВ-35HVS, установленным на уровне ИВК производится 1 раз в час, коррекция часов сервера осуществляется при обнаружении расхождения более чем ± 1 с.

Сличение часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Коррекция часов счетчиков осуществляется при обнаружении расхождения более чем ± 2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков 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 ПО «АльфаЦЕНТР», идентификационные данные которого указаны 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 программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (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 «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 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		Основная погрешность, ± δ%	Погрешность в рабочих условиях, ± δ%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, 1 с.ш., яч. №8	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	EA05RAL-P3B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	RTU-325 Рег. № 37288-08	активная	1,1	3,3
						реактивная	2,7	5,4
2	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, 1 с.ш., яч. №9	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 4346-74		EA05RAL-P3B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97		активная	1,1	3,3
						реактивная	2,7	5,4
3	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, 1А с.ш., яч. №48	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 4346-74		EA05RAL-P3B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97		активная	1,1	3,3
						реактивная	2,7	5,4
4	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, 1А с.ш., яч. №50	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 4346-74	A1805RAL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	активная	1,1	3,3		
				реактивная	2,7	5,4		
5	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, 1А с.ш., яч. №51	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 4346-74	EA05RAL-P3B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	активная	1,1	3,3		
				реактивная	2,7	5,4		
6	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, 1А с.ш., яч. №52	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 4346-74	EA05RAL-P3B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	активная	1,1	3,3		
				реактивная	2,7	5,4		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
7	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, 2 с.ш., яч. №12	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5	EA05RAL-P3B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	RTU-325 Рег. № 37288-08	активная	1,1	3,3	
						реактивная	2,7	5,4	
8	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, 2 с.ш., яч. №15	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 4346-74	10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	EA05RAL-P3B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97		активная	1,1	3,3	
						реактивная	2,7	5,4	
9	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, 3 с.ш., яч. №29	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5	EA05RAL-P3B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97		активная	1,1	3,3	
						реактивная	2,7	5,4	
10	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, 3 с.ш., яч. №30	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 4346-74	10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	EA05RAL-P3B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97		активная	1,1	3,3	
						реактивная	2,7	5,4	
11	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, 4 с.ш., яч. №20	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5	EA05RAL-P3B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97		активная	1,1	3,3	
						реактивная	2,7	5,4	
12	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, 4 с.ш., яч. №21	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 4346-74		ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5		EA05RAL-P3B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	активная	1,1	3,3
							реактивная	2,7	5,4
13	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, 4А с.ш., яч. №39	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 4346-74		10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04		EA05RAL-P3B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	активная	1,1	3,3
							реактивная	2,7	5,4
14	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, 4А с.ш., яч. №41	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 4346-74			EA05RAL-P3B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	активная	1,1	3,3	
						реактивная	2,7	5,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, 4А с.ш., яч. №42	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5	ЕА05РАL-РЗВ-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	RTU-325 Рег. № 37288-08	активная	1,1	3,3
						реактивная	2,7	5,4
16	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, 4А с.ш., яч. №43	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 4346-74	10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	ЕА05РАL-РЗВ-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	Рег. № 37288-08	активная	1,1	3,3
						реактивная	2,7	5,4
17	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, Ввод-1	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Рег. № 37288-08	активная	1,0	2,9
						реактивная	2,6	4,5
18	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, Ввод-2	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325 Рег. № 37288-08	активная	1,0	2,9
						реактивная	2,6	4,5
19	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, Ввод-3	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Рег. № 37288-08	активная	1,0	2,9
						реактивная	2,6	4,5
20	ПС 110/10кВ «Компрессорная», ЗРУ-10кВ, Ввод-4	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Рег. № 37288-08	активная	1,0	2,9
						реактивная	2,6	4,5

*Примечания:

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

2 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение от $0,95U_{н}$ до $1,05U_{н}$; ток от $1,0I_{н}$ до $1,2I_{н}$; $\cos\varphi = 0,9_{\text{инд.}}$; частота $(50\pm 0,2)$ Гц;
- температура окружающей среды: (23 ± 2) °С.

3 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9U_{н1}$ до $1,1U_{н1}$; диапазон силы первичного тока от $0,05I_{н1}$ до $1,2I_{н1}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота $(50\pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 40 °С;
- относительная влажность воздуха при плюс 25 °С не более 98 %;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения от $0,9U_{н2}$ до $1,1U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока от $0,01I_{н2}$ до $1,2I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота $(50\pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от 0 до плюс 40 °С;
- относительная влажность воздуха при плюс 30 °С не более 90 %;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 0 до плюс 40 °С;
- относительная влажность воздуха при плюс 25 °С не более 98 %;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

4 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $0,05I_{\text{ном}}$, $\cos\varphi = 0,8_{\text{инд.}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 40 °С.

5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, какие приведены в таблице 2. Допускается замена сервера, УСПД и УССВ-35 HVS на однотипные. 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 АИИС КУЭ должны быть 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 СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- Электросчётчик EA05RAL-P3B-4 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 50\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- Электросчётчик A1805RAL-P4G-DW-4 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 120\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- RTU-325 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;
- УССВ-35 HVS - среднее время наработки на отказ не менее $T = 50\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер АИИС КУЭ - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ 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.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (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 А1805RAL-P4G-DW-4 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - 113 суток; при отключении питания - не менее 30 лет;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - 114 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- счетчик электрической энергии EA05RAL-P3B-4 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 180 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- RTU-325 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 90 суток; 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 АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТЛ-10	40 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10У3	12 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕА05RAL-РЗВ-4	15 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	А1805RAL-Р4G-DW-4	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-35 HVS	2 шт.
Сервер базы данных с ПО «АльфаЦентр АС»	HP ProLiant ML350 G4p	1 шт.
Методика поверки	-	1 экз.
Паспорт-формуляр	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 67488-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Саратов» Балашовское ЛПУ МГ КС-27 «Балашовская». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» 16 ноября 2016 г.

Основные средства поверки:

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);
- переносной компьютер с ПО и оптическим преобразователем 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 %.

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 СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145 РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», согласованным с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.
- счетчик СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.124 РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки», согласованным с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.
- счётчик ЕА05RAL-РЗВ-4 - 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 А1805RAL-P4G-4 - в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.

- устройство сбора и передачи данных RTU-325 - в соответствии с документом ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Саратов» Балашовское ЛПУ МГ КС-27 «Балашовская», 2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Саратов» Балашовское ЛПУ МГ КС-27 «Балашовская»

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»)

ИНН 7736186950

Адрес: 1460027, г. Оренбург, ул. Донгузская, д.26

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

Телефон (факс): (3532) 68-71-27; E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Телефон (факс): (4712) 53-67-74; E-mail: kcsms@sovtest.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311913 от 24.10.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.