

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (МП «Водоканал г. Рязань»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (МП «Водоканал г. Рязань») (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, двухуровневую 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 31819.22-2012, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.23-2012, 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) включает в себя ИВК «ИКМ-Пирамида» с программным обеспечением (далее - ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени УСВ-2 (рег. № 41681-10), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы GSM-коммуникаторов, далее информация передаётся по каналу связи стандарта GSM посредством службы передачи данных GPRS (основной канал) на входы ИВК «ИКМ-Пирамида», где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. При отказе основного канала связи опрос счётчиков выполняется по резервному каналу связи, организованному по технологии CSD стандарта GSM.

Передача информации в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/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 АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-2, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника, входящего в состав УСВ-2. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц по сигналам встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS к шкале координированного времени UTC составляет не более ± 10 мкс.

Сервер ИВК «ИКМ-Пирамида» периодически сравнивает свое системное время с УСВ-2. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Абсолютная погрешность текущего времени, измеряемого ИВК «ИКМ-Пирамида» (системное время) не более ± 3 с/сут.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» производится во время сеанса связи со счётчиками. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчиков и часов сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» на величину более ± 1 с. Передача информации от счётчиков электрической энергии до сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов указанных устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные признаки	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
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			Сервер	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик			Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Борковская ОВС II подъём, РП-6 кВ, яч.5 ввод 1 с.ш. 6кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 5938 Зав. № 4753 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 5320 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109161660 Рег. № 64450-16	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 395	Актив- ная	1,3	3,3
						Реак- тивная	2,5	5,6
2	Борковская ОВС II подъём, РП-6 кВ, яч.10 ввод 2 с.ш. 6кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 14159 Зав. № 14746 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 5319 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109161716 Рег. № 64450-16	Рег. № 45270-10	Актив- ная	1,3	3,3
						Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Павловская ОВС, РП-33 10кВ яч.4 ТМ-1 ввод 10кВ	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 30/5 Зав. № 56 Зав. № 57 Рег. № 22192-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 9853 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109161667 Рег. № 64450-16	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 395 Рег. № 45270-10	Актив- ная	1,3	3,3
						Реак- тивная	2,5	5,6
4	Павловская ОВС, РП-33 10кВ яч.10 ТМ-2 ввод 10кВ	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 30/5 Зав. № 482 Зав. № 483 Рег. № 22192-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 5236 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109161678 Рег. № 64450-16		Актив- ная	1,3	3,3
						Реак- тивная	2,5	5,6
5	КТП-5554 (КТП-2) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 016365 Зав. № 016362 Зав. № 016327 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161404 Рег. № 64450-16	Актив- ная	1,0	3,2	
					Реак- тивная	2,1	5,5	
6	КТП-2400 (ТП-1) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 015385 Зав. № 015409 Зав. № 015563 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161347 Рег. № 64450-16	Актив- ная	1,0	3,2	
					Реак- тивная	2,1	5,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	КТП 2398 (ТП-3) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 016011 Зав. № 015383 Зав. № 016012 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161432 Рег. № 64450-16	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 395 Рег. № 45270-10	Актив- ная	1,0	3,2
						Реак- тивная	2,1	5,5
8	КТП 2397 (ТП-4) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 016013 Зав. № 015377 Зав. № 015403 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161319 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0
						Реак- тивная	2,1	5,5
9	КТП 2396 (ТП-5) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 190029 Зав. № 190030 Зав. № 190032 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161137 Рег. № 64450-16		Актив- ная	1,0	3,2
						Реак- тивная	2,1	5,5
10	КТП 2395 (ТП-6) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 015169 Зав. № 015402 Зав. № 015172 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161283 Рег. № 64450-16	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 395 Рег. № 45270-10	Актив- ная	1,0	3,2
						Реак- тивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	КТП 2403 (ТП-7) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 015572 Зав. № 015567 Зав. № 015389 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161395 Рег. № 64450-16		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
12	КТП 2402 (ТП-8) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 015165 Зав. № 015174 Зав. № 015386 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161204 Рег. № 64450-16		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
13	КТП 2401 (ТП-9) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 017829 Зав. № 017844 Зав. № 016944 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161197 Рег. № 64450-16	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 395 Рег. № 45270-10	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
14	КТП 2432 (ТП-10) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 017851 Зав. № 016806 Зав. № 742866 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161271 Рег. № 64450-16		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	ТП-17, 6/0.4кВ, ТМ-1 ввод 0,4кВ (яч.4)	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 016048 Зав. № 016045 Зав. № 016207 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161240 Рег. № 64450-16		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
16	ТП-17, 6/0.4кВ, ТМ-2 ввод 0,4кВ (яч.10)	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 015166 Зав. № 112661 Зав. № 015173 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161360 Рег. № 64450-16	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 395 Рег. № 45270-10	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
17	ТП-18, 6/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 015164 Зав. № 015565 Зав. № 016030 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161333 Рег. № 64450-16		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5

*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 ± 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 $(0,05-1,2)I_{n1}$; 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 от минус 40 до плюс 60 °С;

- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;

- 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 минус 40 до плюс 60 °С;

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

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

5 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 плюс 5 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 УСВ-2 на однотипное 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:

- счётчик ПСЧ-4ТМ.05МК - среднее время наработки на отказ не менее $T=165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v=2$ ч;

- УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее $T=35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v=2$ ч;

- ИВК «ИКМ-Пирамида» - среднее время наработки на отказ не менее $T=100000$ 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.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - 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;
 - 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 - 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

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	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформаторы тока	Т-0,66	39
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	17
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ-Пирамида	1
Методика поверки	-	1
Паспорт-формуляр	66992322.384106.111.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 67107-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (МП «Водоканал г. Рязань»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Рязанский ЦСМ» 20 февраля 2017 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 ПСЧ-4ТМ.05МК - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28 апреля 2016 г.;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 - в соответствии с документом ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - в соответствии с документом ВЛСТ 230.00.000 И1 «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 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.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе 66992322.384106.111.ИЗ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РГМЭК» (МП «Водоканал г. Рязань»). Руководство пользователя».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (МП «Водоканал г. Рязань»)

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

Общество с ограниченной ответственностью «Энергоинтеграция»

(ООО «Энергоинтеграция»)

ИНН: 7704760530

Адрес: 115114, г. Москва, ул. Дербеневская, д. 1, стр. 6

Телефон: (495) 665-82-06

E-mail: energo-in@inbox.ru

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

Телефон/факс: (4912)55-00-01/44-55-84

E-mail: asu@rscm-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.

« ____ » _____ 2017 г.