

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «ВОДОКАНАЛ» г. Ставрополь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «ВОДОКАНАЛ» г. Ставрополь (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3-х уровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - включает в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики) и вторичные измерительные цепи.

2-й уровень - измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (далее - ИВКЭ), включающие в себя промконтроллер (сервер БД уровня ИВКЭ), устройство синхронизации времени УСВ-1 (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №) 28716-05, зав. № 1623), линии связи сбора данных со счетчиков, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи, автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора и специализированное программное обеспечение (ПО).

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер БД уровня ИВК с установленным серверным программным обеспечением ПО «АльфаЦЕНТР» (Рег. № 44595-10), устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (Рег. № 54074-13, зав. № 001419), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение, АРМы.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (не реже 1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- передача журналов событий счетчиков в базу данных ИВК.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера БД уровня ИВКЭ, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени УСВ-1 и УССВ-2. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже $\pm 5,0$ секунд в сутки. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени.

Погрешность хода часов серверов ИВК, ИВКЭ не превышает ± 1 с/сут. Синхронизация времени сервера ИВК с УССВ-2 и сервера ИВКЭ с УСВ-1 происходит 1 раз в час. Коррекция времени системы осуществляется при обнаружении рассогласования более чем на ± 1 с.

Сервер БД ИВКЭ осуществляет коррекцию времени встроенных часов счетчиков. При каждом сеансе связи сервера БД ИВКЭ со счетчиками осуществляется сличение шкалы времени между счетчиками и сервером БД ИВКЭ. Корректировка времени встроенных часов счетчика осуществляется автоматически при каждом сеансе связи, при обнаружении рассогласования времени встроенных часов сервера БД ИВКЭ и счетчика более ± 2 с.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (далее по тексту - ПО) АИИС КУЭ входит ПО счетчиков, ПО сервера ИВКЭ, ПО сервера ИВК, ПО АРМ на основе пакета программ «АльфаЦЕНТР».

Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Другие идентификационные данные	Библиотека метрологических функций
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков и измерительных трансформаторов.

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений «средний» по Р 50.2.77-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав АИИС КУЭ, а так же технические и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав АИИС КУЭ, а так же технические и метрологические характеристики ИК.

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав АИИС КУЭ					Ктт ·Ктн ·Ксч	Вид энергии		
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, Рег. №	Обозначение, тип		Заводской номер	СОЕВ				
1	2	3		4		5	6	7	8	
1	ПС 110/6 кВ «Прибрежная», ЗРУ-6 кВ, яч. 3, Ф-69	ТТ	Кт=0,5S Ктт=1000/5 № 25433-11		А	ТЛО-10	14-37630	УСВ-1 зав. № 1623 Рег. № 28716-05 УССВ-2 зав. № 001419 Рег. № 54074-13	12000	активная реактивная
					В	-	-			
					С	ТЛО-10	14-37639			
		ТН	Кт=0,2 Ктн=6000/100 № 11094-87		А	НАМИ-10	4196			
					В					
					С					
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-12		СЭТ-4ТМ.03М		0804150176					
2	ПС 110/6 кВ «Прибрежная», ЗРУ-6 кВ, яч. 5, Ф-67	ТТ	Кт=0,5S Ктт=1000/5 № 25433-11		А	ТЛО-10	14-37643	УСВ-1 зав. № 1623 Рег. № 28716-05 УССВ-2 зав. № 001419 Рег. № 54074-13	12000	активная реактивная
					В	-	-			
					С	ТЛО-10	14-37626			
		ТН	Кт=0,2 Ктн=6000/100 № 11094-87		А	НАМИ-10	4196			
					В					
					С					
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-12		СЭТ-4ТМ.03М		0804150399					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
3	ПС 110/6 кВ «Прибрежная», ЗРУ-6 кВ, яч. 8, Ф-62	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 № 25433-11	А	ТЛО-10	14-37628	УСВ-1 зав. № 1623 Пер. № 28716-05 УССВ-2 зав. № 001419 Пер. № 54074-13	12000	активная реактивная
				В	-	-			
				С	ТЛО-10	14-37629			
		ТН	КТ=0,2 КТН=6000/100 № 11094-87	А	НАМИ-10	4195			
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0804150469					
4	ПС 110/6 кВ «Прибрежная», ЗРУ-6 кВ, яч. 14, Ф-66	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 № 25433-11	А	ТЛО-10	14-37635	УСВ-1 зав. № 1623 Пер. № 28716-05 УССВ-2 зав. № 001419 Пер. № 54074-13	12000	активная реактивная
				В	-	-			
				С	ТЛО-10	14-37633			
		ТН	КТ=0,2 КТН=6000/100 № 11094-87	А	НАМИ-10	4195			
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0804150695					
5	ПС 110/6 кВ «Прибрежная», ЗРУ-6 кВ, яч. 29, Ф-71	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 № 25433-11	А	ТЛО-10	14-37637	УСВ-1 зав. № 1623 Пер. № 28716-05 УССВ-2 зав. № 001419 Пер. № 54074-13	12000	активная реактивная
				В	ТЛО-10	14-37636			
				С	ТЛО-10	14-37634			
		ТН	КТ=0,2 КТН=6000/100 № 11094-87	А	НАМИ-10	4196			
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0804150162					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
6	ПС 110/6 кВ «Прибрежная», ЗРУ-6 кВ, яч. 20, Ф-70	ТТ	КТ=0,5S	A	ТЛО-10	14-37641	УСВ-1 зав. № 1623 Рег. № 28716-05 УССВ-2 зав. № 001419 Рег. № 54074-13	12000	активная реактивная
			КТТ=1000/5	B	ТЛО-10	14-37638			
			№ 25433-11	C	ТЛО-10	14-37640			
		ТН	КТ=0,2	A	НАМИ-10	4195			
			КТН=6000/100	B					
			№ 11094-87	C					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0804150043					
7	ПС 110/35/6 кВ «Ш подъем», КРУН-6 кВ, яч. 9, Ф-65	ТТ	КТ=0,5S	A	ТЛО-10	14-42388	УСВ-1 зав. № 1623 Рег. № 28716-05 УССВ-2 зав. № 001419 Рег. № 54074-13	9600	активная реактивная
			КТТ=800/5	B	-	-			
			№ 25433-11	C	ТЛО-10	14-42391			
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-6-66	5651			
			КТН=6000/100	B					
			№ 2611-70	C					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0804150596					
8	ПС 110/35/6 кВ «Ш подъем», КРУН-6 кВ, яч. 10, Ф-60	ТТ	КТ=0,5S	A	ТЛО-10	14-42386	УСВ-1 зав. № 1623 Рег. № 28716-05 УССВ-2 зав. № 001419 Рег. № 54074-13	9600	активная реактивная
			КТТ=800/5	B	-	-			
			№ 25433-11	C	ТЛО-10	14-42387			
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-6-66	5322			
			КТН=6000/100	B					
			№ 2611-70	C					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0804150134					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
9	ПС 110/35/6 кВ «Ш подъем», КРУН-6 кВ, яч.13, Ф-67	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 № 25433-11	A	ТЛО-10	14-37646	УСВ-1 зав. № 1623 Рег. № 28716-05 УССВ-2 зав. № 001419 Рег. № 54074-13	9600	активная реактивная
				B	ТЛО-10	14-37644			
				C	ТЛО-10	14-37645			
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	5651			
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0804150135					
10	ПС 110/35/6 кВ «Ш подъем», КРУН-6 кВ, яч.14, Ф-66	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 № 25433-11	A	ТЛО-10	14-37649			
				B	ТЛО-10	14-37648			
				C	ТЛО-10	14-37647			
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	5322			
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0804150120					
11	Насосная станция № 4, РУ-6 кВ № 1, яч. 19	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I	11672			
				B	-	-			
				C	ТОЛ-10-I	11673			
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/ÖВ/100/ÖВ № 3344-08	A	ЗНОЛ.06	0003168			
				B	ЗНОЛ.06	0003200			
				C	ЗНОЛ.06	0003169			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0804150149					

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Относительная погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\pm\delta_{1(2)\%}$,	$\pm\delta_5\%$,	$\pm\delta_{20\%}$,	$\pm\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-6 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5S)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,9	2,9	2,2	1,8	1,8
	0,8	3,3	2,4	1,9	1,9
	0,7	3,9	2,6	2,1	2,1
	0,5	5,6	3,3	2,5	2,5
7-10 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	2,5	1,9	1,8	1,8
	0,9	3,2	2,6	2,3	2,3
	0,8	3,6	2,7	2,3	2,3
	0,7	4,1	2,9	2,5	2,5
	0,5	5,8	3,7	3,0	3,0
11 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,9	2,9	2,2	1,8	1,8
	0,8	3,3	2,4	2,0	2,0
	0,7	3,9	2,6	2,1	2,1
	0,5	5,7	3,4	2,7	2,7
Номер ИК	cosφ	Относительная погрешность ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\pm d_{1(2)\%}$,	$\pm d_5\%$,	$\pm d_{20\%}$,	$\pm d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_{5(10)\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-6 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 1,0)	0,9	-	4,8	4,2	4,2
	0,8	-	4,2	3,7	3,7
	0,7	-	4,0	3,6	3,6
	0,5	-	3,8	3,5	3,5
7-10 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	5,2	4,7	4,7
	0,8	-	4,6	4,2	4,2
	0,7	-	4,4	4,0	4,0
	0,5	-	4,2	3,9	3,9
11 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	4,9	4,3	4,3
	0,8	-	4,2	3,7	3,7
	0,7	-	4,0	3,6	3,6
	0,5	-	3,8	3,5	3,5

Примечания:

1 Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi < 1,0$ нормируется от $I_2\%$.

2 Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

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

4 Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от $0,99 \cdot U_{ном}$ до $1,01 \cdot U_{ном}$;
- сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,9$ инд;

- частота сети от 49,85 до 50,15 Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения (в месте установки счётчиков), не более - 0,05 мТл

- температура окружающей среды: от плюс 21 до плюс 25 °С.

5 Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от $0,9 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,1 \cdot U_{\text{НОМ}}$,
- сила тока от $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$ для ИК №№ 1 - 11;
- частота сети от 49 до 51 Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения (в месте установки счётчиков), не более - 0,5 мТл.

- температура окружающей среды: для измерительных ТТ и ТН в зависимости от вида климатического исполнения и категории размещения по ГОСТ 15150-69, для счетчиков ИК № 1-6, 11 - от плюс 10 до плюс 35 °С, для счетчиков ИК №№ 7-10 - от плюс 10 до плюс 50 °С.

6 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счётчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утверждённых типов с такими же метрологическими характеристиками. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- для счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-12) - среднее время наработки на отказ не менее 165000 часов;
- для сервера ИВКЭ - среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- для сервера ИВК - среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчиков электрической энергии $T_v \leq 24$ часа;
- для сервера ИВКЭ $T_v \leq 1$ час;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;

- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;

- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, сервере ИВКЭ и сервере ИВК;

- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчиков следующих событий:

- фактов параметрирования счетчиков электрической энергии;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции шкалы времени.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- сервере ИВКЭ и сервере ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- для счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-12) - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - составляет 114 суток; сохранность данных при отключении питания - не менее 30 лет;
- ИВКЭ - хранение данных при отключении питания - не менее 5 лет;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество, шт.
Трансформатор тока ТЛО-10	24
Трансформатор тока ТОЛ-10-1	2
Трансформатор напряжения НАМИ-10	2
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М	11
Устройство синхронизации системного времени УССВ-2	1
Устройство синхронизации времени УСВ-1	1
Сервер ИВКЭ SBOX-2150	1
Сервер ИВК NISE 3500	1
Методика поверки МП 206.1-087-2016	1
Паспорт - Формуляр СТПА.411711.СВ01.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-087-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «ВОДОКАНАЛ» г. Ставрополь. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 13.10.2016 г.

Основные средства 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» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.

- радиочасы МИР РЧ-01 (Рег. № 27008-04), принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
 - переносной компьютер с оптическим преобразователем и ПО для работы со счётчиками системы и ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
 - измеритель магнитного поля «ИМП-04» (Рег. № 15527-02), диапазон измерений магнитного поля от 70 до 5000 нТл;
 - термогигрометр «CENTER» (Рег. № 22129-04): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 0 до 100 %.
- 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 эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «ВОДОКАНАЛ» г. Ставрополь

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СТАНДАРТ» (ООО «СТАНДАРТ»)

ИНН 5261063935

Юридический адрес: 603009, г. Нижний Новгород, ул. Столетова, д. 6

Адрес: 603146, г. Нижний Новгород, Клеверный проезд, д. 8

Телефон: (831) 461-54-67

Испытательный центр

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

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

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, 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.