

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Ставролен»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Ставролен» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) Fujitsu Siemens RX300 (основной) и Fujitsu Siemens RX300 (резервный), устройство синхронизации системного времени УСВ-2 (УССВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «С300» Landis + Gyr, автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и передача измерительной информации.

ИБК АИИС КУЭ раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML на автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации. АРМ энергосбытовой организации подписывает данные отчеты электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени УСВ-2, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС) и синхронизирующим собственное время по сигналам времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приёмника. Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Часы ИБК синхронизированы со временем УСВ-2, корректировка часов ИБК выполняется при расхождении времени часов ИБК и УСВ-2 на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов ИБК происходит 1 раз в сутки, при расхождении времени часов счетчиков с временем часов сервера на ± 3 с выполняется их корректировка.

Журналы событий счетчика электрической энергии, сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «С300» Landis + Gyr (версия не ниже 1.2). Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные признаки	Значение
1	2
Идентификационное наименование модулей ПО	Tracer.exe
Цифровой идентификатор ПО	E0A18381CAC87713F96B7CFE21631A91
Идентификационное наименование модулей ПО	RTUProcessor400.exe
Цифровой идентификатор ПО	FAB18281440ADE6784DCC846EEDCD8AA
Идентификационное наименование модулей ПО	RTUProcessor.exe
Цифровой идентификатор ПО	72B6C87A763898DD8EA5FF176E65260E
Идентификационное наименование модулей ПО	MonitorCenter.exe
Цифровой идентификатор ПО	30BF3CF28269AA5D0D6056FED2B586E68
Идентификационное наименование модулей ПО	DataReplicator.exe
Цифровой идентификатор ПО	08B88D0CE04BB362DFB2C7BAE0472423
Идентификационное наименование модулей ПО	DataAnalyser.exe
Цифровой идентификатор ПО	F1368A8EB2AECB87C93B4B1EEB631E40
Идентификационное наименование модулей ПО	Container.exe
Цифровой идентификатор ПО	E61CD747C8FA9C5EA77018645EECEBD0
Идентификационное наименование модулей ПО	Aliens.dll
Цифровой идентификатор ПО	2D83F45AE9A18D7EA2E5B3A986EB4959
Идентификационное наименование модулей ПО	Auth.dll
Цифровой идентификатор ПО	0012596B71E943992B092A08EF34417F
Идентификационное наименование модулей ПО	DataCleaner.dll
Цифровой идентификатор ПО	9EBDCAC7F46C71E8D8C2B6C590749753
Идентификационное наименование модулей ПО	DataProfiler.dll
Цифровой идентификатор ПО	C6C14229716EFD63FD0FC0616409D160

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование модулей ПО	DataProvider.dll
Цифровой идентификатор ПО	0158B7B1791DD738D540C5D27A6B790A
Идентификационное наименование модулей ПО	EMFFLAG.dll
Цифровой идентификатор ПО	879F12F774A4E1AC2C8565EECB83288
Идентификационное наименование модулей ПО	Exchanger.dll
Цифровой идентификатор ПО	595C8DAED010D91EDFDEC3E649D6C590
Идентификационное наименование модулей ПО	IEC1107.dll
Цифровой идентификатор ПО	77AA15336EA7C2FC3F1CE71E26AC7881
Идентификационное наименование модулей ПО	IECParser.dll
Цифровой идентификатор ПО	88AA8CFBE9D6A85E89CEB9731898145B
Идентификационное наименование модулей ПО	LUCA.DLL
Цифровой идентификатор ПО	E7B292A914497B1124673DE91AC5430E
Идентификационное наименование модулей ПО	Mailer.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6B1B5FC3992C27CCE006D42A098ADDE
Идентификационное наименование модулей ПО	RepGen.dll
Цифровой идентификатор ПО	20F75F2146553A2EAE1DE4709F6CF565
Идентификационное наименование модулей ПО	script.dll
Цифровой идентификатор ПО	343741F1F9153DCF35F37DE317C72318
Идентификационное наименование модулей ПО	SCTM.dll
Цифровой идентификатор ПО	9AAE28CDC61CD090D7CCCC846335E5BF
Идентификационное наименование модулей ПО	SerialChannel.dll
Цифровой идентификатор ПО	C167771F5A08C45376590AC3F8ACB109
Идентификационное наименование модулей ПО	SLb.dll
Цифровой идентификатор ПО	02A1216ED408C826C7B1338C2977B264
Идентификационное наименование модулей ПО	TapiChannel.dll
Цифровой идентификатор ПО	0E5675675325966C9FC06753A2539B2C

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ / Сервер
1	2	3	4	5	6
1	ПС 330 кВ Прикумск, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Прикумск - ГПП (ВЛ-110 кВ Л-212)	TGN145N 750/1, КТ 0,2S Пер. № 30489-09	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 14205-94	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	УСВ-2, пер.№ 41681-10 / Fujitsu Siemens RX300S7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	ПС 330 кВ Прикумск, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Прикумск - ГПП (ВЛ-110 кВ Л-213)	TGN145N 750/1, КТ 0,2S Пер. № 30489-09	НКФ-110-83 У1 НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84 Пер. № 14205-94	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	УСВ-2, пер. № 41681-10 / Fujitsu Siemens RX300S7
3	ПС 330 кВ Прикумск, ОРУ 110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТФНД-110М-П 1500/1, КТ 0,5 Пер. № 2793-71	НКФ-110-83 У1 НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84 Пер. № 14205-94	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	
4	РП-10 ФГУП СКВК "Буденновский горводоканал" РУ-10кВ I СШ яч.1а	ТПЛ-10 У3 50/5, КТ 0,5 Пер. № 1276-59	ЗНОЛ.06-10 У3 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	
5	РП-10 ФГУП СКВК "Буденновский горводоканал" РУ-10кВ II СШ яч.1б	ТПЛ-10 У3 50/5, КТ 0,5 Пер. № 1276-59	ЗНОЛ.06-10 У3 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	
6	ПС 110кВ "Почтовый ящик-17/9" (ЯП-17/9), РУ- 10кВ, яч.№6, КЛ-10кВ фид.262	ТЛМ-10-2 У3 100/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-00	НТМИ-10-66 У3 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	
7	ПС ГПП 1 СШ	ТПШЛ-10 3000/5, КТ 0,5 Пер. № 1423-60	НТМИ-10-66 У3 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	
8	ПС ГПП 2 СШ	ТПШЛ-10 3000/5, КТ 0,5 Пер. № 1423-60	НТМИ-10-66 У3 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	
9	ПС ГПП 3 СШ	ТПШЛ-10 3000/5, КТ 0,5 Пер. № 1423-60	НТМИ-10-66 У3 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС ГПП 4 СШ	ТПШЛ-10 3000/5, КТ 0,5 Пер. № 1423-60	НТМИ-10-66 У3 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	УСВ-2. пер. № 41681-10 / Fujitsu Siemens RX300S7
11	КТП-4/6 10кВ, РУ-0,4кВ, яч.7 КЛ-0,4кВ ООО "БГПБС"	Т-0,66У3 50/5, КТ 0,5S Пер. № 29482-07	-	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	
12	ТП №63 10кВ, РУ-0,4кВ ввод 0,4кВ ГК "Строитель"	Т-0,66У3 100/5, КТ 0,5S Пер. № 29482-07	-	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	
13	КТП-4/6 10кВ, РУ-0,4кВ, яч.5 КЛ-0,4кВ ГК "Кристалл"	Т-0,66У3 100/5, КТ 0,5S Пер. № 29482-07	-	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	
14	КТП №60 10кВ, РУ-0,4кВ ввод 0,4кВ В/ч 52380	Т-0,66У3 400/5, КТ 0,5S Пер. № 22656-02	-	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	
15	ТП-101 10кВ РУ-0,4кВ яч.7 КЛ-0,4кВ Ф-7 ООО "Агат"	Т-0,66У3 100/5, КТ 0,5S Пер. № 22656-02	-	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	
16	ШР-2 0,4кВ Корпус МЦК РММ, 2гр., КЛ- 0,4кВ ООО "Дизайн- Сервис"	Т-0,66У3 50/5, КТ 0,5S Пер. № 29482-07	-	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	
17	ШР-2 0,4кВ Корпус МЦК РММ, 1гр., КЛ- 0,4кВ ООО "Буденновский КАМА-Центр"	Т-0,66У3 50/5, КТ 0,5S Пер. № 22656-02	-	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	
18	ТП-34 10кВ РУ-0,4кВ ШР-1 0,4кВ КЛ-0,4кВ ООО "Фирма Энерготекс"	Т-0,66У3 100/5, КТ 0,5S Пер. № 22656-02	-	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	ТП-34 10кВ, РУ-0,4кВ, яч.№3 , ШУ-1 КЛ-0,4кВ ООО "Автолэнд"	T-0,66У3 50/5, КТ 0,5S Пер. № 22656-02	-	ZMD405CT44.0257.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 22422-02	УСВ-2, пер. № 41681-10 / Fujitsu Siemens RX300S7
20	ПС 110кВ "ГПП-2", ЗРУ- 10 кВ, I с.ш., яч. 113	ТОЛ-10-I 600/5, КТ 0,5S Пер. № 15128-07	ЗНОЛП-10У2 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
21	ПС 110кВ "ГПП-2", ЗРУ- 10 кВ, IV с.ш., яч. 402	ТОЛ-10-I 600/5, КТ 0,5S Пер. № 15128-07	ЗНОЛП-10У2 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
22	ПС 110/10кВ "ГПП-2", ЗРУ- 10 кВ, I секция, ячейка 112	ТОЛ-10-I 200/5, КТ 0,5S Пер. № 15128-07	ЗНОЛП-10У2 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 46738-11	BINOM339iU3.57I3.5 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 60113-15	
23	ПС 110/10кВ "ГПП-2", ЗРУ- 10 кВ, IV секция, ячейка 403	ТОЛ-10-I 200/5, КТ 0,5S Пер. № 15128-07	ЗНОЛП-10У2 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 46738-11	BINOM339iU3.57I3.5 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 60113-15	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности ±δ, %	Границы погрешности в рабочих условиях ±δ, %
1	2	3	4
1, 2	Активная	1,0	1,8
	Реактивная	1,6	3,2
3-10	Активная	1,3	3,2
	Реактивная	2,0	5,2
11-19	Активная	1,1	2,1
	Реактивная	1,8	3,6
20-23	Активная	1,2	1,7
	Реактивная	1,8	2,7

Продолжение таблицы 3

<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$</p> <p>3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и при $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35 °С.</p>
--

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	23
<p>Нормальные условия</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °С - частота, Гц 	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,8</p> <p>от +21 до +25</p> <p>50</p>
<p>Условия эксплуатации</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С СЭТ-4ТМ.03М VINOM334iU3 ZMD-405 СТ 44.0257.00 - температура окружающей среды для сервера, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более - частота, Гц 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 1_{емк}</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от -25 до +45</p> <p>от -40 до +85</p> <p>от +10 до +30</p> <p>от 80,0 до 106,7</p> <p>98</p> <p>от 49,6 до 50,4</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М VINOM334iU3 ZMD-405 СТ 44.0257.00 <p>УСВ-2</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>165000</p> <p>150000</p> <p>235000</p> <p>35000</p> <p>100000</p> <p>1</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
СЭТ-4ТМ.03М	
-каждого массива профиля при времени интегрирования 30 мин, сут	114
VINOM334iU3	
-первого (коммерческого) профиля при 30-ти минутном интервале усреднения, сут	340
Счетчики ZMD-405 СТ 44.0257.00:	
- при отключенном питании (расчетные данные), лет	10
- при отключенном питании (данные профиля нагрузки), лет	1
Сервер БД:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

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 ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера БД;

- защита на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	TGN145N	6
	T-0,66У3	27

Продолжение таблицы 5

1	2	3
	ТЛМ-10-2 УЗ	2
	ТОЛ-10-І	12
	ТПЛ-10 УЗ	4
	ТПШЛ-10	8
	ТФНД-110М-ІІ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10 УЗ	6
	ЗНОЛП-10У2	6
	НКФ-110-57 У1	3
	НКФ-110-83 У1 НКФ-110-57 У1	6
	НТМИ-10-66 УЗ	5
Счетчик электрической энергии	VINOM339iU3.57I3.5	2
	ZMD405CT44.0257.00	19
	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1
Основной сервер	Fujitsu Siemens RX300	1
Резервный сервер	Fujitsu Siemens RX300S7	1
Документация		
Методика поверки	МП 26.51.43/02/20	1
Формуляр	ФО 26.51.43/02/20	1

Поверка

осуществляется по документу МП 26.51.43/02/20 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Ставролен». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 31.01.2020 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с документами на средства измерений, входящими в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04;
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. № 33750-12).

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 (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Ставролен». МВИ 26.51.43/02/20, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

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

Изготовитель

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

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

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

(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2020 г.