

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» ноября 2021 г. № 2532

Регистрационный № 83626-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Энергетика и связь строительства»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Энергетика и связь строительства» (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, трехуровневую 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 – измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД RTU-300 (УСПД) типа RTU-325, каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя комплекс аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД RTU-300 (УСПД) типа RTU-325, выполняющего функции сервера опроса УСПД уровня ИВКЭ, сервер баз данных типа HP ProLiant DL360G5 (далее – СБД ИВК), устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», 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:

– 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 соотношены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

В измерительных каналах (ИК), где установлены УСПД, каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производят опрос цифровых счетчиков. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по внутренним основному или резервному/резервным каналам на верхний уровень системы (УСПД ИВК), а также отображение информации по подключенным к УСПД ИВКЭ устройствам.

УСПД уровня ИВК с периодичностью один раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ и счетчиков. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

На уровне ИВК системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с энергообъектов ЗАО «Энергетика и связь строительства», филиала ПАО «Россети Волга»-«Самарские распределительные сети» и ПАО «Тольяттиазот», в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется по каналам передачи данных в соответствии с согласованными сторонами регламентами. Внешний основной канал передачи данных организован через ЛВС ЗАО «Энергетика и связь строительства» по выделенному каналу доступа в сеть Интернет. В качестве внешнего первого резервного канала передачи данных может быть использован коммутируемый канал телефонной сети связи общего пользования (ТфССОП) или сотовой связи стандарта GSM 900/1800 МГц, а в качестве второго резервного канала передачи данных может быть задействован коммутируемый канал сотовой связи стандарта GSM 900/1800 МГц.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-3, синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

ИВК АИИС КУЭ, периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и при расхождении ± 1 с и более, ИВК АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

УСПД уровня ИВК, периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСПД ИВКЭ и при расхождении ± 2 с и более УСПД ИВКЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСПД ИВК

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД ИВКЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже двух раз в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД ИВКЭ равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

На объектах, где УСПД ИВКЭ отсутствует, счетчики сравнивают свою шкалу времени со шкалой времени УСПД ИВК и при расхождении более чем на ± 2 с, счетчики производят синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСПД уровня ИВК.

Журналы событий счетчика электрической энергии, ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Альфа ЦЕНТР». 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
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	12.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ 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	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110/35/6 кВ «Стройбаза» ВЛ-110 кВ «СБ»	ТФЗМ 110Б-УХЛ1 300/5 КТ 0,2S Пер. № 32825-06	НДКМ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 38002-08	A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	RTU325-E-512-M3-B4-Q-i2-G, per.№ 19495-03	RTU325-E-512-M3-B4-Q-i2-G, per.№ 37288-08/УСВ-3, per.№-64242-16/HP ProLiant DL360G5
2	ПС 110/35/6 кВ «Стройбаза» ВЛ-35 кВ "Кирпичная-1"	ТОЛ-35 III –IV УХЛ1 300/5 КТ 0,5 Пер. № 34016-07	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV УХЛ1 35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Per № 62260-15	A1805RLQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Per. № 31857-06		
3	ПС 110/35/6 кВ «Стройбаза» ВЛ-35 кВ "Кирпичная- 2"	ТОЛ-СВЭЛ -35 III М-3.1 УХЛ1 300/5 КТ 0,5S Пер. № 70106-17	ЗНОМ-35-65 У1 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Per. № 912-70 ЗНОЛ-НТЗ-35-IV УХЛ1 35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Per № 62260-15	A1805RLQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Per.№ 31857-06		
4	ПС 110 кВ "Стройбаза» ОРУ-35 кВ 2 СШ-35 кВ ВЛ-35 кВ «Тепличная-2»	ТОЛ-СВЭЛ -35 III М-3.1 УХЛ1 300/5 КТ 0,5S Пер. № 70106-17	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV УХЛ1 35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Per № 62260-15	A1805RLQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Per.№ 31857-06		
5	ПС 110 кВ "Стройбаза» ОРУ-35 В 2 СШ-35 кВ ВЛ-35 кВ «Тепличная-1»	ТОЛ-СВЭЛ -35 III М-3.1 УХЛ1 300/5 КТ 0,5S Пер. № 70106-17	ЗНОМ-35-65 У1 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Per. № 912-70 ЗНОЛ-НТЗ-35-IV УХЛ1 35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Per № 62260-15	A1805RLQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Per.№ 31857-06		
6	ПС 110/35/6 кВ «ВАЗ-Строительная», ВЛ-110 кВ «Город-2»	ТФЗМ 110Б-1У1 150/5 КТ 0,5 Пер. № 32825-06	НКФ-110-II-У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 26452-04	A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Per.№ 31857-06	RTU325-E-512-M3-B4-Q-i2-G, per.№ 19495-03	RTU325-E-512-M3-B4-Q-i2-G, per.№ 37288-08/УСВ-3, per.№-64242-16/HP ProLiant DL360G5
7	ПС 110/35/6 кВ «ВАЗ-Строительная», ВЛ-110 кВ «СБ»	TG 145N УХЛ1 300/5 КТ 0,2S Пер.№ 30489-05	НКФ-110-II-У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Per.№ 26452-04	A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Per.№ 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС 110/35/6 кВ «Синтез-Каучук» ВЛ-110кВ "Каучук-4"	ТФЗМ 110Б-УХЛ1 300/5 КТ 0,2S Пер. № 32825-06	НДКМ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 38002-08 НДКМ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 60542-15	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	RTU325-E-512-M3-B4-Q-i2-G , per.№ 19495-03	RTU325-E-512-M3-B4-Q-i2-G per.№ 19495-03
9	ПС 110/35/6 кВ «Синтез-Каучук» ВЛ-35кВ"СК- Водозабор"	ТОЛ-СЭЩ-35 600/5 КТ 0,5S Пер.№51623-12	НАЛИ-СЭЩ-35 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. 51621-12	A1805RLQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 31857-06		
15	ПС 35/6 кВ "Дачная" Ввод 6 кВ	ТПОЛ-10 1000/5 КТ 0,5 Пер.№ 1261-08	НТМИ-6-66 У3 6000/100 КТ 0,5 Пер. 2611-70	A1805RLQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 31857-06		
16	ПС 35 кВ "Дачная" Ввод 0,22 кВ	Т-0,66 М У3 100/5 КТ 0,5 Пер.№ 67928-17	-	A1805RLQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 31857-06		
17	РЯ-1	ТЛК 10-5 У3 100/5 КТ 0,5 Пер.№ 9143-83	НИОЛ-СТ-6 У2 6000/100 КТ 0,5 Пер. 58722-14	A1805RLQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 31857-06		
18	РЯ-115 РУ 6 кВ Ф-18	ТЛК 10-5 У3 200/5 КТ 0,5 Пер.№ 9143-06	НОМ-6-77 6000/100 КТ 0,5 Пер.№ 17158-98	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер.№ 31857-06		
26	ПС 110/35/6 кВ «Комсомольская» ВЛ-35 кВ «Комсомольская-1»	ТФЗМ 35А-У1 200/5 КТ 0,5 Пер.№ 26417-04	ЗНОМ-35-65 У1 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер.№912-70	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R КТ 0,5S/1,0 Пер.№75755-19		
27	ПС 110/35/6 кВ «Комсомольская» ВЛ-35 кВ «Шлюзовая-1»	ТФЗМ 35А-У1 300/5 КТ 0,5 Пер.№ 26417-04	ЗНОМ-35-65 У1 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. 912-70	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R КТ 0,5S/1,0 Пер.№75755-19		
28	ПС 110/35/6 кВ «Комсомольская» ВЛ-35 кВ «Шлюзовая-2»	ТФЗМ 35А-У1 300/5 КТ 0,5 Пер.№ 26417-04	ЗНОМ-35-65 У1 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. 912-70	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R КТ 0,5S/1,0 Пер.№75755-19		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
29	ПС 110/35/6 кВ «Комсомольская» РУ-6 кВ, яч.15, ф-18	ТОЛ-10 УТ2.1 600/5 КТ 0,5 Рег.№ 6009-77	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. 16687-07	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 75755-19		RTU325-E-512-M3-B4-Q-i2-G, зав.№ 003995, рег.№ 37288-08/ УСВ-3. зав.№ 0994, рег.№-64242-16/HP ProLiant DL360G5
30	ПС 110/35/6 кВ «Комсомольская» РУ-6 кВ, яч.14, ф-19	ТОЛ-10 УТ2.1 600/5 КТ 0,5 Рег.№ 6009-77	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. 16687-07	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 75755-19		
31	КТП-101 Ввод 0,4 кВ ф. 1	Т-0,66 У3 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 46634-11		
32	ПС 6 кВ ТП-66 яч. 16	ТПЛМ -10 150/5 КТ 0,5 Зав.№10249 Рег.№ 2363-68	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
1,8	Активная	0,6	0,8
	Реактивная	1,0	1,7
2,15,17,26-30,32	Активная	1,3	3,0
	Реактивная	2,1	5,1
3-5,9	Активная	1,3	1,9
	Реактивная	2,1	3,6
6,18	Активная	1,2	2,9
	Реактивная	1,9	4,5
7	Активная	0,8	1,2
	Реактивная	1,2	1,9
16,31	Активная	0,9	2,8
	Реактивная	1,5	4,4
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), (\pm) с			5

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 для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +30°C</p>

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	20
<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, °C - 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 $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды для счетчиков, °C - температура окружающей среды для сервера, °C - температура окружающей среды для УСПД, °C - 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 +50</p> <p>от +5 до +30</p> <p>от +10 до +25</p> <p>от +10 до +25</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 <p>СЭТ-4ТМ.03М.01</p> <p>Альфа 1800</p> <p>Меркурий 234</p> <p>ПСЧ-4ТМ.05МК</p> <p>УСВ-3</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 	<p>140000</p> <p>120000</p> <p>320 000</p> <p>165000</p> <p>45000</p> <p>40000</p> <p>158358</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
СЭТ-4ТМ.03М.01	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	113
Меркурий 234	
- данные измерений и журналы событий, лет	5
Альфа 1800	
- данных графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, сут, не менее	1200
ПСЧ-4ТМ.05МК	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	113
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее	45
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания ИВК 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 и УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика и УСПД;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера АИИС КУЭ;
- защита на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на ИВК.

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	ТФЗМ 35А-У1	6
	TG 145N УХЛ1	3
	ТФЗМ 110Б-IV1	3
	ТФЗМ 110Б-УХЛ1	6
	Т-0,66 У3	3
	Т-0,66 М У3	3
	ТОЛ-35 III -IV УХЛ1	2
	ТОЛ-10 УТ2.1	4
	ТПОЛ-10	2
	ТОЛ-СЭЩ-35	3
	ТЛК 10-5 У3	2
	ТПЛМ-10	2
Трансформатор напряжения	ТОЛ-СВЭЛ -35 III М-3.1 УХЛ1	6
	ЗНОМ-35-65 У1	7
	НАМИТ-10-2 УХЛ2	2
	НКФ-110-II-У1	3
	НТМИ-6-66 У3	1
	НТМИ-6-66	1
	НДКМ-110 УХЛ1	9
	НОМ-6-77	2
	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV УХЛ1	7
	НАЛИ-СЭЩ-35	1
НИОЛ-СТ-6 У2	2	
Счетчик электрической энергии	A1802RAL-P4GB-DW-4	5
	A1805RLQ-P4GB-DW-4	8
	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	5
	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01	1
Комплекс аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД RTU-300 (уровень ИВКЭ)	RTU325-E-512-M3-B4-Q-i2-G	3
Комплекс аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД RTU-300 (уровень ИВК)	RTU325-E-512-M3-B4-Q-i2-G	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер баз данных	HP ProLiant DL360G5	1
Документация		
Методика поверки	ФО 26.51.43/60/21	1
Формуляр	МП 26.51.43/60/21	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Энергетика и связь строительства». МВИ 26.51.43/60/21, 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

Закрытое Акционерное Общество «Энергетика и связь строительства» (ЗАО «ЭиСС»)

ИНН 6320005633

Адрес: 445691, Самарская область, г. Тольятти, ГСП, ул. Белорусская, 33.

Телефон.: 8 (8482) 63-76-66

Телефон /факс: 8 (8482) 28-87-37

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.

