

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Ставропольская Сетевая Компания»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Ставропольская Сетевая Компания» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему, которая состоит из измерительно-информационных комплексов (ИИК), информационно-вычислительного комплекса (ИВК) и системы обеспечения единого времени (СОЕВ).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и мощности и автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- предоставление пользователям и персоналу, эксплуатирующему АИИС КУЭ, регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла);
- ведение журналов событий ИИК и ИВК;
- контроль достоверности измерений на основе анализа пропуска данных и анализ журнала событий ИИК;
- формирование защищенного от несанкционированных изменений архива результатов измерений, с указанием времени проведения измерений и времени поступления данных в электронный архив, формирование архива технической и служебной информации;
- передача участникам оптового рынка электрической энергии и мощности (далее - ОРЭМ) результатов измерений (1 раз в сутки);
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны участников ОРЭМ (1 раз в сутки);
- организация доступа к технической и служебной информации (1 раз в 30 мин);
- синхронизация времени в автоматическом режиме элементов ИИК и ИВК с помощью СОЕВ;
- автоматизированный (1 раз в сутки) контроль работоспособности программно-технических средств АИИС КУЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.).

Состав ИИК АИИС КУЭ, характеристики средств измерений (СИ), входящих в состав ИИК (тип, коэффициент, класс точности, № в реестре СИ федерального информационного фонда (ФИФ) по обеспечению единства измерений (ОЕИ)) приведены в таблице 1.

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК) включают в себя измерительные трансформаторы напряжения и тока, счётчики активной и реактивной электрической энергии и мощности по каждому присоединению (измерительному каналу).

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ИВК, технические средства организации каналов связи, программное обеспечение.

АИИС КУЭ ООО «Ставропольская Сетевая Компания» оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ) на основе устройства синхронизации времени УСВ-2 (№41681-10 в реестре СИ ФИФ ОЕИ), установленного на 2-м уровне – уровне ИВК. Синхронизация часов счетчиков происходит со стороны сервера один раз в сутки при условии превышения допустимого значения рассогласования равного  $\pm 2$  с и более. Синхронизация часов ИВК производится один раз в час при обнаружении рассогласования с часами УСВ-2 равного  $\pm 1$  с и более.

Все действия по синхронизации часов отображаются и записываются в журнале событий на каждом уровне.

Таблица 1 – Состав и характеристики СИ, входящих в состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование объекта	Состав и характеристики СИ, входящих в состав ИИК (тип, коэффициент, класс точности, № в реестре СИ ФИФ ОЕИ)		
		ТТ	ТН	СЧ
1	2	3	4	5
1	ПС "Западная", Ф-155	ТОЛ 10 (2 шт) К <sub>тт</sub> =400/5 КТ=0,5 7069-02	НТМИ-10-66 (1 шт) К <sub>тн</sub> =10000/100 КТ=0,5 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ=0,5S/1,0 36697-12
2	ПС "Западная", Ф-140	ТВЛМ-10 (2 шт) К <sub>тт</sub> =400/5 КТ=0,5 1856-63	НТМИ-10-66 (1 шт) К <sub>тн</sub> =10000/100 КТ=0,5 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ=0,5S/1,0 36697-12
3	ПС "Северная", Ф-106	ТОЛ-СЭЩ (3 шт) К <sub>тт</sub> =600/5 КТ=0,2S 51623-12	НОЛ-СЭЩ-10 (3 шт) К <sub>тн</sub> =10000/100 КТ=0,5 54370-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ=0,5S/1,0 36697-12
4	ПС "Северная", Ф-115	ТОЛ-СЭЩ (3 шт) К <sub>тт</sub> =300/5 КТ=0,2S 51623-12	НОЛ-СЭЩ-10 (3 шт) К <sub>тн</sub> =10000/100 КТ=0,5 54370-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ=0,5S/1,0 36697-12
5	ПС "Южная", Ф-189	ТОЛ-10 УТ2 (2 шт) К <sub>тт</sub> =400/5 КТ=0,5 6009-77	НТМИ-10-66 (1 шт) К <sub>тн</sub> =10000/100 КТ=0,5 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ=0,5S/1,0 36697-12
6	ПС "Южная", Ф-192	ТОЛ-10 УТ2 (2 шт) К <sub>тт</sub> =400/5 КТ=0,5 6009-77	НТМИ-10-66 (1 шт) К <sub>тн</sub> =10000/100 КТ=0,5 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ=0,5S/1,0 36697-12
7	ПС "Восточная", Ф-694	ТОЛ-10 УТ2 (2 шт) К <sub>тт</sub> =300/5 КТ=0,5 6009-77	ЗНОЛ.06 (3 шт) К <sub>тн</sub> =6000/100 КТ=0,2 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ=0,5S/1,0 36697-12

Принцип действия: первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика. 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 вычисляется для интервалов времени 30 мин суммированием результатов измерений средней мощности, полученной путём интегрирования за интервал времени 0,02 с. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность на интервале времени усреднения 30 мин вычисляется по 30-ти минутным приращениям электрической энергии. В памяти счетчиков ведутся профили нагрузки.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством GSM-модемов поступает на второй уровень АИИС КУЭ. При передаче информации используется сеть сотовой связи стандарта GSM.

На втором уровне АИИС КУЭ происходит обработка, хранение, накопление, подготовка и передача данных с использованием средств электронной цифровой подписи в заинтересованные организации, в том числе ОАО «АТС», филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго» Западные электрические сети, филиал ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

### Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- обработка результатов измерений;
- автоматическая синхронизация времени.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приведены в таблицах 2-7.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Программа-планировщик опроса и передачи данных
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 4.16.0.0
Цифровой идентификатор ПО	434b3cd629aabee2c888321c997356b2
Другие идентификационные данные (если имеются)	amrserver.exe

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Драйвер опроса счетчиков и УСПД
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 4.16.0.0
Цифровой идентификатор ПО	fc1ec6f4a4af313a00efb3af4b5e8602
Другие идентификационные данные (если имеются)	amrc.exe

Таблица 4 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Модуль выполнения автоматических расчетов
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 4.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	7b87fe18439e488158f57141ee1563d0
Другие идентификационные данные (если имеются)	billsrv.exe

Таблица 5 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Драйвер работы с БД
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 4.16.0.0
Цифровой идентификатор ПО	234b8084f22314cc2c22841cf6e42f40
Другие идентификационные данные (если имеются)	cdbora2.dll

Таблица 6 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека шифрования пароля счетчиков
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 2.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c
Другие идентификационные данные (если имеются)	Encryptdll.dll

Таблица 7 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека сообщений планировщика опросов
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 2.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd
Другие идентификационные данные (если имеются)	alphamess.dll

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 8-9, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню высокий по Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 8-9. Условия эксплуатации приведены в таблице 10.

Таблица 8 – Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ (активная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИИК	Значение силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности при вероятности 0,95, %			
		В нормальных условиях эксплуатации		В рабочих условиях эксплуатации	
		$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,5$
1, 2, 5, 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I = 0,05 \cdot I_n$	$\pm 1,9$	$\pm 5,5$	$\pm 2,3$	$\pm 5,8$
	$I = 1,0 \cdot I_n$	$\pm 1,6$	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 2,7$
3, 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I = 0,02 \cdot I_n$	$\pm 1,6$	$\pm 2,5$	$\pm 1,6$	$\pm 2,9$
	$I = 1,0 \cdot I_n$	$\pm 0,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$	$\pm 2,2$
7 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5S)	$I = 0,05 \cdot I_n$	$\pm 1,8$	$\pm 5,4$	$\pm 2,2$	$\pm 5,7$
	$I = 1,0 \cdot I_n$	$\pm 0,9$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 2,5$

Таблица 9 – Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ (реактивная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИИК	Значение силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности при вероятности 0,95, %			
		В нормальных условиях эксплуатации		В рабочих условиях эксплуатации	
		$\sin j = 0,87$	$\sin j = 0,6$	$\sin j = 0,87$	$\sin j = 0,6$
1, 2, 5, 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I = 0,05 \cdot I_n$	$\pm 2,8$	$\pm 4,6$	$\pm 4,1$	$\pm 5,6$
	$I = 1,0 \cdot I_n$	$\pm 1,6$	$\pm 2,1$	$\pm 3,4$	$\pm 3,8$
3, 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I = 0,02 \cdot I_n$	$\pm 2,1$	$\pm 2,5$	$\pm 3,8$	$\pm 4,1$
	$I = 1,0 \cdot I_n$	$\pm 1,4$	$\pm 1,6$	$\pm 3,4$	$\pm 3,6$
7 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 1,0)	$I = 0,05 \cdot I_n$	$\pm 2,7$	$\pm 4,5$	$\pm 4,1$	$\pm 5,5$
	$I = 1,0 \cdot I_n$	$\pm 1,5$	$\pm 1,9$	$\pm 3,4$	$\pm 3,7$

Таблица 10 – Условия эксплуатации

Наименование характеристики	значение
<b>Нормальные условия эксплуатации</b>	
– температура окружающего воздуха, °С	от +21 до +25
– относительная влажность воздуха, %	от 65 до 75
– атмосферное давление, кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.)	от 84 до 106
– напряжение питающей сети переменного тока, В	от 215,6 до 224,4
– частота питающей сети переменного тока, Гц	от 49,5 до 50,5
– индукция внешнего магнитного поля, мТл, не более	0,05
<b>Рабочие условия эксплуатации</b>	
– напряжение питающей сети переменного тока, В	от 198 до 242
– частота питающей сети, Гц	от 49,5 до 50,5
– температура (для ТН и ТТ), °С	от -30 до +40
– температура (для счетчиков)	от +5 до +35
– температура (для сервера, АРМ, каналобразующего и вспомогательного оборудования), °С	от +10 до +35
– индукция внешнего магнитного поля (для счётчиков), мТл	от 0 до 0,5

#### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

#### **Комплектность средства измерений**

В комплект АИИС КУЭ входят технические средства, программное обеспечение и документация, представленные в таблицах 11, 12 и 13 соответственно.

Таблица 11 – Технические средства

Наименование	Обозначение	Кол-во (шт.)
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	7
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УТ2	6
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	4
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-06	3
Коробка испытательная	КИ У3	11
Выключатель автоматический	АП 50Б 3МТ	5
Устройство для защиты от импульсных перенапряжений	DTR 2/6	2
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS C 1500	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
GSM-модем	iRZ MC52iT	1
GSM-модем	AnCOM RM/S	4
Сервер	FUJITSU PRIMERGY TX131 M1	1
Монитор	ACER K192HQL	1

Таблица 12 – Программное обеспечение

Наименование	Кол-во
ПО «АльфаЦЕНТР РЕ»	1

Таблица 13 – Документация

Наименование	Кол-во
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ставропольская сетевая компания». Техническое задание. РДБМ.422231.005.00-ТЗ	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ставропольская сетевая компания». Технорабочий проект. РДБМ.422231.005.00	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Ставропольская сетевая компания». Инструкция по эксплуатации. РДБМ.422231.005.00-ИЭ	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Ставропольская сетевая компания». Паспорт-формуляр. РДБМ.422231.005.00-ФО	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 64995-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Ставропольская сетевая компания». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» 2 августа 2016 г.

Основные средства поверки:

– мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями  $\pm 0,1^\circ$ . Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения:  $\pm 0,2\%$  (в диапазоне измерений от 15 до 300 В);  $\pm 2,0\%$  (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока:  $\pm 1,0\%$  (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А);  $\pm 0,3\%$  (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты  $\pm 0,02$  Гц;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU)  $\pm 0,1$  с.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Ставропольская сетевая компания».

### Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Ставропольская сетевая компания»

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

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

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Донская ЭнергоСтроительная Компания»  
(ООО «ДЭСК»)

Адрес: 344082, г. Ростов-на-Дону, ул. Максима Горького, д. 11/43

Тел.: (863) 295-99-55, Факс: (863) 300-90-33

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440039, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Тел./Факс: (8412) 49-82-65, e-mail: [pcsm@sura.ru](mailto:pcsm@sura.ru), Web-site: [www.penzacsm.ru](http://www.penzacsm.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311197 от 24.07.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.      «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.