

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энерготрейдинг»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энерготрейдинг» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03.01 класса точности 0,5S по ГОСТ 30206-94 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ на базе «ИКМ-Пирамида», сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные фазные 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Счетчики передают информацию по линиям связи на сервер (ИВК) АИИС КУЭ ООО «Энерготрейдинг», а так же на сервера сбора данных смежных субъектов: ОАО «Тамбовская энергосбытовая компания» и ОАО «Мордовская энергосбытовая компания». Передача данных осуществляется с помощью GSM-стандарта мобильной связи. Вычисление величин энергопотребления и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения производится с помощью программного обеспечения на сервере. На сервер данные поступают по основным каналам связи (существующая сеть мобильной связи стандарта GSM).

Основным способом сбора информации является прямой опрос счетчиков сервером баз данных ИВК. Сбор информации от счетчиков осуществляется по каналам связи сервером

баз данных ИВК. Управление сбором данных осуществляется при помощи программного обеспечения, которое функционирует на сервере ИВК.

Резервным способом сбора информации от счетчиков является обмен данным с серверами смежных субъектов:

- ОАО «Тамбовская энергосбытовая компания» (ИК №№ 1-3)
- ОАО «Мордовская энергосбытовая компания» (ИК № 4)

Данные передаются в формате 80020

В сервере ИВК осуществляется хранение, обработка и предоставление на АРМ по локальной сети предприятия собранной информации, а также дальнейшая ретрансляция по существующим каналам связи в заинтересованные организации.

Результаты измерений, подписанные электронно-цифровой подписью (ЭЦП), передаются с сервера БД в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0 в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ и смежным субъектам ОРЭ

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-1 (госреестр № 28716-05) на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов сервера БД с часами УСВ-1 происходит каждую секунду, коррекция проводится при расхождении более чем на  $\pm 1$  с. Часы счетчика синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью один раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на  $\pm 1$  с (программируемый параметр).

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже  $\pm 5,0$  с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

## Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО "Пирамида 2000", в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО "Пирамида 2000" обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО "Пирамида 2000".

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Идентификационное наименование ПО	Наименование программного модуля (идентификационное наименование ПО)	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма используемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5	6
ПО «Пирамида 2000»	Метрологический модуль	Metrology.dll	Версия 1.0.0.0	52e28d7b608799bb3cce41b548d2c83	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

## Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня и метрологические характеристики измерительных каналов приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го уровня и метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав 1-го уровня					$K_{TT} \cdot K_{TH} \cdot K_{C\chi}$	Метрологические характеристики		
		Вид СИ, класс точности , коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер	6	7				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	ПС 110/35/6 кВ "Соседка", ОРУ - 110 кВ ВЛ - 110 кВ "Соседка - Левая"	Счетчик ТН ТТ Кт = 0,5 Ктт = 600/5 № 4462-74  Кт = 0,5 Ктн = 110000/v3/100/v3 № 14205-05  Кт = 0.5S/1.0 Ксч = 1 № 27524-04	A B C  A B C  C	TB-110/20 TB-110/20 TB-110/20  НКФ-110-57 НКФ-110-57 НКФ-110-57  СЭТ-4ТМ.03.01	2936/1 2936/2 2936/3  931569 1068435 1068526  0108050036	132000	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$	Активная Реактивная	Основная Погрешность ИК, $\pm \%$ 1,2 2,5	Погрешность ИК в рабочих условиях, $\pm \%$ 5,7 3,5

2	ПС 110/35/6 кВ "Соседка", ОРУ - 110 кВ ВЛ - 110 кВ "Соседка - Правая"	Кт = 0,5 КТТ = 600/5 № 4462-74	A	ТВ-110/20	3343/1	132000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	0,9 2,0	5,4 2,7
			B	ТВ-110/20	3343/2					
			C	ТВ-110/20	3343/3					
3	ПС 110/35/6 кВ "Соседка", ОРУ - 110 кВ, СОВ 110 кВ	Кт = 0,2 КТН = 110000/v3/100/v3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1	1773					
			B	НАМИ-110 УХЛ1	1419					
			C	НАМИ-110 УХЛ1	1410					
3	ПС 110/35/6 кВ "Соседка", ОРУ - 110 кВ, СОВ 110 кВ	Кт = 0,5S/1.0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		0108050044					
			СЭТ-4ТМ.03.01		0108050073					
3	ПС 110/35/6 кВ "Соседка", ОРУ - 110 кВ, СОВ 110 кВ	Кт = 0,5 КТТ = 600/5 № 4462-74	A	ТВ-110/20	2942/1	132000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
			B	ТВ-110/20	2942/2					
			C	ТВ-110/20	2942/3					
		Кт = 0,5 КТН = 110000/v3/100/v3 № 14205-05	A	НКФ-110-57	931569					
			B	НКФ-110-57	1068435					
			C	НКФ-110-57	1068526					
3	ПС 110/35/6 кВ "Соседка", ОРУ - 110 кВ, СОВ 110 кВ	Кт = 0,2 КТН = 110000/v3/100/v3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1	1773					
			B	НАМИ-110 УХЛ1	1419					
			C	НАМИ-110 УХЛ1	1410					

4	ПС 110/35/10 кВ "Беднодемьяновск", ОРУ - 35 кВ, 1 с.п., ВЛ - 35 кВ "Беднодемьяновск - Ачадово"	Счетчик	TH	TT	Кт = 0,5 КТТ = 100/5 № 3690-73	A	ТФ3М-35А-У1	38310	7000	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$	Активная	1,2	5,7
						B	-	-					
					Кт = 0,5 КТН = 35000/v3/100/v3 № 912-70	C	ТФ3М-35А-У1	14613					
						A	ЗНОМ-35-65 У1	1149718					
					Кт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	B	ЗНОМ-35-65 У1	1149720					
						C	ЗНОМ-35-65 У1	1134562					
					Кт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		04050349					

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации,  $\pm \delta \%$ » приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\phi=0,5$  ( $\sin\phi=0,87$ ), токе ТТ, равном 5 % от  $I_{ном}$  и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 5 °C до 35 °C.

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 4,4)$  В; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения  $(0,98 - 1,02)U_{н}$ ; диапазон силы тока  $(1,0 - 1,2)I_{н}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ ) –  $0,87(0,5)$ ; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 60°C до 60°C; счетчиков: в части активной энергии  $(23 \pm 2)$  °C, в части реактивной энергии  $(23 \pm 2)$  °C;
- относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,01 (0,02) - 1,2)I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ )  $0,5 - 1,0 (0,6 - 0,87)$ ; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 60 °C до 60 °C;
- относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,01 - 1,2)I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ )  $0,5-1,0 (0,6 - 0,87)$ ; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 °C до 65 °C;
- относительная влажность воздуха  $(40-60)$  %;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от 15 °C до 30 °C;
- относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа

4. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – не менее 140 000 часов; среднее время восстановления работоспособности 168 часов;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 41000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- журналах событий счетчика фиксируются факты:
  - попытка несанкционированного доступа;
  - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
  - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;

- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывы питания

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчёта;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - ИВК.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:
  - пароль на счетчике;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
  - ИВК

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) ООО «Энерготрейдинг» типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт.)
1	2
Трансформаторы тока ТВ-110/20	9 шт.
Трансформаторы тока ТФ3М-35А-У1	2 шт.
Трансформаторы напряжения НКФ-110-57	3 шт.
Трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1	3 шт.
Трансформаторы напряжения ЗНОМ-35-65 У1	3 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный СЭТ-4ТМ.03.01	4 шт.
Устройство синхронизации системного времени УСВ-1	1 шт.
АРМ оператора	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Формуляр 07.2014.Энерготрейдинг-УА.ФО-ПС	1 шт.
Технорабочий проект 07.2014.Энерготрейдинг-УА.ТРП	1 шт.

## Проверка

осуществляется по документу МП 59031-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энерготрейдинг». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2014 года.

Перечень основных средств 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  $6/\sqrt{3} \dots 35$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения  $35 \dots 330/\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу ИЛГШ.411152.124 ЕЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- 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 с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс  $60^{\circ}\text{C}$ , дискретность  $0,1^{\circ}\text{C}$ ; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

## Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энерготрейдинг». Технорабочий проект 6.2014.ПФК-АУ.ТРП».

## Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энерготрейдинг»

ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. 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».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ПКФ «Тенинтер» (ООО «ПКФ «Тенинтер»)

Адрес: РФ, 109428, г. Москва, пр-кт Рязанский, д. 10, стр.2, пом. VI, комн. 12

Телефон: 8 (495) 788-48-25

Факс: 8 (495) 788-48-25

**Испытательный центр**

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

Юридический адрес:

119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495) 437-55-77

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

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_\_\_» 2014 г.