

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ярославская сбытовая компания»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ярославская сбытовая компания» (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 трехуровневую 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 0,2 и 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 класса точности 0,5S и 0,2S по ГОСТ 30206-94 (в части активной электроэнергии) и 0,5 и 1,0 ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер баз данных (далее – сервер БД) АИИС КУЭ, обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений, 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), а так же на сервера сбора данных смежных субъектов: филиал ОАО МРСК «Центра» - «Ярэнерго» и ООО «Русэнергообит». 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:

- филиал ОАО МРСК «Центра» - «Ярэнерго» (ИК №№ 1,2)
- ООО «Русэнергообит» (ИК № 3-7)

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 (далее - 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» 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-2 (Госреестр СИ № 41681-09, зав № 2594) на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов сервера БД с часами УСВ-2 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 программное обеспечение (далее – ПО) «Альфа Центр\_SE», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Наименование ПО	Наименование программного модуля (идентификационное наименование ПО)	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО «Альфа Центр_SE»	Программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей)	Amrserver.exe	AC_SE № 134409035	559F01748D4BEE825 C8CDA4C32DC26C56	MD5
	Драйвер автоматического опроса счетчиков	Amra.exe		9CF3F689C94A65DA AD982EA4622A3B96	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		0630461101A0D2C1F 5005C116F6DE042	
	библиотека сообщений планировщика опроса	alfamess.dll		B8C331ABB5E344441 70EEe9317D635CD	

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				К <sub>ТТ</sub> ·К <sub>ЛН</sub> ·К <sub>СЧ</sub>	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер	Основная Погрешность ИК, ± %				Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %					
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10				
1	ПС Балакирево 110/10 кВ, ВЛ-110 кВ Переславская 1	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТТ</sub> = 300/1 № 23256-02	А	ТБМО-110 УХЛ1	1774	330000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	0,5	2,3			
				В	ТБМО-110 УХЛ1	1716								
				С	ТБМО-110 УХЛ1	1782								
		ТН-2	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000/√3/100/√3 № 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1	939						Реактивная	1,2	2,2
				В	НАМИ-110 УХЛ1	940								
				С	НАМИ-110 УХЛ1	1027								
		ТН-1	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000/√3/100/√3 № 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1	1030			01125824					
				В	НАМИ-110 УХЛ1	1028								
				С	НАМИ-110 УХЛ1	1024								
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>СЧ</sub> = 1 № 16666-97	EA02RAL-P3B-4										

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
2	ПС Балакирево 110/10 кВ, ВЛ 110 кВ Переславская 2	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТТ</sub> = 300/1 № 23256-02	А	ТБМО-110 УХЛ1	1797	330000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	0,5 1,2	2,3 2,2
				В	ТБМО-110 УХЛ1	1726					
				С	ТБМО-110 УХЛ1	1796					
		ТН-1	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000/√3/100/√3 № 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1	1030					
				В	НАМИ-110 УХЛ1	1028					
				С	НАМИ-110 УХЛ1	1024					
		ТН-2	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000/√3/100/√3 № 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1	939					
				В	НАМИ-110 УХЛ1	940					
				С	НАМИ-110 УХЛ1	1027					
		Счетчи к	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА02RAL-P3B-4		01125825					
3	ПС Пищалкино 110/35/10/6 кВ, РУ-10 кВ, ф.5, КЛ-10 кВ Пищалкино Ф5	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 50/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10	83963	1000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	1,0 2,2	6,0 4,5
				В	-	-					
				С	ТВЛМ-10	84038					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 10000/100 № 11094-87	А	НАМИ-10	291					
				В							
				С							
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		01051767					

4	ПС Пищалкино 110/35/10/6 кВ, РУ-10 кВ, ф.1, КЛ-10 кВ Пищалкино Ф1	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 100/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10	21861	2000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	1,2	6,1
				В	-	-					
				С	ТВЛМ-10	21863					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000/100 № 831-69	А	НТМИ-10-66	1743					
В											
С											
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		01051752	Энергия реактивная	2,5	4,5				
5	ПС Пищалкино 110/35/10/6 кВ, РУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Пищалкино- Кр.Холм	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 3690-73	А	ТФН-35М	2337	14000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	1,2	6,1
				В	-	-					
				С	ТФН-35М	2642					
		ТН - 1	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000/100 № 187-05, 187-49	А	НОМ-35-66	1379723					
				В	НОМ-35	715387					
			К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000/√3/100/√3 № 912-70	С	ЗНОМ-35-65	1013385					
		ТН - 2	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000/√3/100/√3 № 912-70	А	ЗНОМ-35-65	1012989					
				В	ЗНОМ-35-65	1349619					
				С	ЗНОМ-35-65	1442499					
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		01051753					



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  $P=0,95$ ,  $\cos\varphi=0,5$  ( $\sin\varphi=0,87$ ); токе ТТ, равном 5 % от  $I_{ном}$  и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 20 °С до 35 °С .

2. Нормальные условия:

– параметры питающей сети: напряжение (220±4,4) В; частота (50 ± 0,5) Гц;  
– параметры сети: диапазон напряжения (от 0,98 до 1,02)U<sub>н</sub>; диапазон силы тока (от 1,0 до 1,2)I<sub>н</sub>; диапазон коэффициента мощности от  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0,5 до 0,87(0,5); частота (50 ± 0,5) Гц;

– температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 60°С до 60°С; счетчиков: в части активной энергии (23±2) °С, в части реактивной энергии (23±2) °С;

– относительная влажность воздуха (70±5) %;

– атмосферное давление (100±4) кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения (от 0,9 до 1,1)U<sub>н1</sub>; диапазон силы первичного тока (от 0,01 (0,02) до 1,2)I<sub>н1</sub>; коэффициент мощности от  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;

– температура окружающего воздуха от минус 60 °С до 60 °С;

– относительная влажность воздуха (70±5) %;

– атмосферное давление (100±4) кПа;

для электросчетчиков:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения (от 0,9 до 1,1)U<sub>н2</sub>; диапазон силы вторичного тока (от 0,01 до 1,2)I<sub>н2</sub>; диапазон коэффициента мощности от  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;

– магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;

– температура окружающего воздуха от минус 40 °С до 65 °С;

– относительная влажность воздуха (40-60) %;

– атмосферное давление (100±4) кПа;

для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от 15 °С до 30 °С;

– относительная влажность воздуха (70±5) %;

– атмосферное давление (100±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 АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 – не менее 90 000 часов; для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА – не менее 50 000 часов;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 41000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 1$  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:
  - электросчётчика;
  - 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 (АИИС КУЭ) ОАО «Ярославская сбытовая компания» типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт.)
1	2
Трансформаторы тока ТБМО-110 УХЛ1	6
Трансформаторы тока ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока ТФН-35М	2
Трансформаторы тока ТФЗМ-35А-У1	2
Трансформаторы тока ТФНД-110М	3
Трансформаторы напряжения НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения НТМИ-10-66	1
Трансформаторы напряжения НОМ-35-66	1
Трансформаторы напряжения НОМ-35	1
Трансформаторы напряжения ЗНОМ-35-65	4
Трансформаторы напряжения НКФ-110-57	3

Продолжение таблицы 3

1	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03	5
Счетчик электрической энергии многофункциональный ЕвроАЛЬФА	2
Устройство синхронизации системного времени УСВ-2	1
АРМ оператора	1
Методика поверки	1
Формуляр-Паспорт 09.2014.ЯСК-АУ.ФО-ПС	1
Технорабочий проект 09.2014.ЯСК-АУ.ТРП	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 59246-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ярославская сбытовая компания». 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/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√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»;
- для 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.;
- для счетчиков ЕвроАЛЬФА – по методике поверки с помощью установок МК6800, МК 6801 для счетчиков классов точности 0,2 и 0,5 и установок ЦУ 6800 для счетчиков классов точности 1,0 и 2,0;
- 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 60 °С, дискретность 0,1 °С; 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) ОАО «Ярославская сбытовая компания». Технорабочий проект 07.2014.ЯСК-АУ.ТРП».

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ярославская сбытовая компания»**

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  
тел./факс: (495) 788-48-25/(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.