

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Энерго» (ПАО «Ростелеком»)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Энерго» (ПАО «Ростелеком») (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс, включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – Счетчики) и вторичные измерительные цепи.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер ИВК на базе сервера HP Proliant DL360 G7 с установленным серверным программным обеспечением ПО «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени УСВ-2 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 41681-10 (госреестр № 41681-10), автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (не реже 1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности;
- предоставление дистанционного доступа к результатам и средствам измерений по запросу Коммерческого оператора торговой системы оптового рынка электроэнергии и мощности;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- передача журналов событий счетчиков в базу данных ИВК.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на входы сервера ИВК осуществляется по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в формат пакетных данных посредством сотовой GSM связи (счетчик – каналообразующая аппаратура – сервер ИВК).

На верхнем уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Информация с сервера ИВК может быть получена на автоматизированные рабочие места (АРМ) по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия.

Один раз в сутки сервер ИВК АИИС КУЭ автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML. Файл с результатами измерений подписывается электронной цифровой подписью уполномоченного сотрудника ООО «РН-Энерго» и передается в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и организациям-участникам оптового рынка электроэнергии мощности. Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени типа УСВ-2. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени на всех уровнях АИИС КУЭ. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Сличение шкалы времени сервера ИВК и шкалы времени УСВ-2 происходит 1 раз в час. При каждом сеансе связи и не реже чем 1 раз в сутки осуществляется сличение шкалы времени между счетчиками и сервером ИВК.

Факты коррекции шкал времени часов компонентов АИИС КУЭ регистрируются в журналах событий счетчика и сервера ИВК.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сут.

### Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит ПО счетчиков и ПО сервера ИВК, ПО АРМ на основе пакета программ «АльфаЦЕНТР».

Идентификационные данные ПО АИИС КУЭ указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Другие идентификационные данные	ac_metrology.dll

Границы интервалов допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков и измерительных трансформаторов.

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Компонентный состав ИК АИИС КУЭ и их основные характеристики приведены в таблице 2.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	Сервер
1	2	3	4	5	6
1	РТП 400 6,3 кВ, ГРЩ-1, ввод 0,4 кВ	ТС кл.т 0,5 Ктт = 800/5 Госреестр № 26100-03	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	HP Proliant DL360 G7 УСВ-2 Госреестр № 41681-10
2	РТП 400 6,3 кВ, ГРЩ-2, ввод 0,4 кВ	ТС кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 Госреестр № 26100-03	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	
3	РТП 400 6,3 кВ, ГРЩ-3, ввод 0,4 кВ	ТС кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 Госреестр № 26100-03	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	
4	РТП 400 6,3 кВ, ГРЩ-4, ввод 0,4 кВ	ТС кл.т 0,5 Ктт = 800/5 Госреестр № 26100-03	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	КТП 2х1000 кВА 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ГРЩ 0,4 кВ, секция 2, ввод 0,4 кВ	ASK кл.т 0,5 Ктт = 1600/5 Госреестр № 49019-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	HP Proliant DL360 G7 УСВ-2 Госреестр № 41681-10
6	КТП 2х1000 кВА 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ГРЩ 0,4 кВ, секция 1, ввод 0,4 кВ	ASK кл.т 0,5 Ктт = 1600/5 Госреестр № 49019-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	
7	ПР1 0,4 кВ Шкаф учета	СТ кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Госреестр № 26070-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	
8	ПР2 0,4 кВ Шкаф учета	СТ кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Госреестр № 26070-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	
9	ТП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, сек.2 6 кВ, яч.10	ТЛО-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП кл.т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	
10	ТП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, сек.1 6 кВ, яч.1	ТЛО-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП кл.т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	
11	РТП 17058 10 кВ, ВРУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от Т1	ТС кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Госреестр № 26100-03	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	
12	РТП 17058 10 кВ, ВРУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от Т2	ТС кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Госреестр № 26100-03	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	
13	РТП 17058 10 кВ, ВРУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от Т3	ТС кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Госреестр № 26100-03	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	
14	РТП 17058 10 кВ, ВРУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от Т4	ТС кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Госреестр № 26100-03	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	РТП 17058 10 кВ, ВРУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от Т5	ТС кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Госреестр № 26100-03	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	HP Proliant DL360 G7 УСВ-2 Госреестр № 41681-10
16	РТП 17058 10 кВ, ВРУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от Т6	ТС кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Госреестр № 26100-03	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	
17	РТП 17058 10 кВ, ВРУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от Т7	ТС кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Госреестр № 26100-03	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	
18	РТП 17058 10 кВ, ВРУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от Т8	ТС кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Госреестр № 26100-03	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	
19	РТП 17058 10 кВ, ВРУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от Т9	ТС кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Госреестр № 26100-03	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	
20	РТП 17058 10 кВ, ВРУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от Т10	ТС кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Госреестр № 26100-03	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	

Таблица 3 - Метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %		
		d <sub>5</sub> %,	d <sub>20</sub> %,	d <sub>100</sub> %,
		I <sub>5</sub> % £ I <sub>изм</sub> < I <sub>20</sub> %	I <sub>20</sub> % £ I <sub>изм</sub> < I <sub>100</sub> %	I <sub>100</sub> % £ I <sub>изм</sub> £ I <sub>120</sub> %
1 – 8, 11 – 20 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	±2,1	±1,6	±1,4
	0,9	±2,6	±1,7	±1,6
	0,8	±3,1	±2,0	±1,7
	0,7	±3,7	±2,2	±1,8
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3
9, 10, (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %		
		$d_5\%$ ,	$d_{20}\%$ ,	$d_{100}\%$ ,
		$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} < I_{120}\%$
1 – 8, 11 – 20 (Сч. 1,0; ТТ 0,5)	0,9	±7,1	±4,5	±3,9
	0,8	±5,4	±3,9	±3,6
	0,7	±4,8	±3,6	±3,4
	0,5	±4,1	±3,4	±3,3
9, 10, (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	±6,6	±3,8	±3,0
	0,8	±4,6	±2,8	±2,3
	0,7	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	±3,0	±2,0	±1,7

Примечания:

1 Погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi = 1,0$  нормируется от  $I_1\%$ , а погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi \neq 1,0$  нормируется от  $I_2\%$ .

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности 0,95.

3 Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин).

4 Нормальные условия эксплуатации:

Параметры сети:

диапазон напряжения - от 0,99 до  $1,01 \cdot U_n$ ;

диапазон силы тока - от 0,01 до  $1,2 \cdot I_n$ ;

температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до плюс 50 °С; счетчиков - от плюс 18 до плюс 25 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

частота от 49 до 51 Гц;

5 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

параметры сети: диапазон первичного напряжения от 0,9 до  $1,1 \cdot U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока - от 0,01 до  $1,2 \cdot I_{н1}$ ;

частота от 49 до 51 Гц;

температура окружающего воздуха - от минус 30 до плюс 35 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от 0,9 до  $1,1 \cdot U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока - от 0,01 до  $1,2 \cdot I_{н2}$ ;

частота от 49 до 51 Гц;

температура окружающего воздуха - от плюс 10 до плюс 30 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками.

7 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:  
в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;  
счетчики СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 165000 ч;  
устройство синхронизации времени УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 ч;  
ИВК – среднее время наработки на отказ не менее 100 000 ч, среднее время восстановления работоспособности, 1 ч.  
Надежность системных решений:  
резервирование питания ИВК с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;  
резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты;  
в журналах событий счетчиков и ИВК фиксируются факты:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекция шкалы времени.  
Защищенность применяемых компонентов:  
наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:  
счетчиков электроэнергии;  
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;  
испытательных коробок;  
ИВК.  
Наличие защиты на программном уровне:  
пароль на счетчиках электроэнергии;  
пароль на ИВК;  
пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.  
Возможность коррекции шкалы времени в:  
счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);  
ИВК (функция автоматизирована).  
Глубина хранения информации:  
счетчики электроэнергии – до 30 лет при отсутствии питания;  
ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	4
Трансформатор тока	ТС	42
Трансформатор тока измерительный	ASK	6

Продолжение таблицы 4

1	2	4
Трансформатор тока	СТ	5
Трансформатор тока	ТЛО-10	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	20
ПО (комплект)	«АльфаЦЕНТР»	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Методика поверки	РТ-МП-4359-550-2017	1
Паспорт – формуляр	09176226.422231.105.ФО	1

### Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-4359-550-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Потребители энергосбытовой компании ООО «РН-Энерго». Методика поверки, утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 25.05.2017 г.

Основные средства поверки:

для ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;

для ТН – по МИ 2845-2003 и/или по ГОСТ 8.216-2011;

для счётчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 4 мая 2012 г.;

для устройства УСВ-2 – по документу ВЛСТ.237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 15 мая 2010 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком – по МИ 3000-2006.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Энерго» (ПАО «Ростелеком»).



**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Энерго» (ПАО «Ростелеком»)**

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. 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

**Изготовитель**

ООО «Агентство энергетических решений» (ООО «АЭР»)

ИНН 7722771911

Адрес: 111116, г. Москва, ул. Лефортовский вал, д. 7Г, стр. 5

Телефон: (499) 681-15-52

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.