

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Теплоэнерго»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Теплоэнерго» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер с программным обеспечением (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени УССВ-2, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

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

Первичные 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы GSM-модемов, далее информация передаётся по каналу связи, организованному по технологии CSD стандарта GSM, на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСП/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени УССВ-2, синхронизирующее часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника, входящего в состав УССВ-2. Пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки выходного сигнала 1 Гц (1PPS) к шкале времени UTC (SU) составляет  $\pm 1$  мкс. Предел допускаемой абсолютной задержки сигналов шкалы времени на портах RS-485, RS-232 относительно выходных сигналов 1 Гц (1PPS) составляет 150 мс.

Сличение часов сервера с часами УССВ-2 происходит непрерывно. Коррекция часов сервера осуществляется автоматически при расхождении показаний часов сервера и УССВ-2 на величину более  $\pm 1$  с.

Сличение показаний часов счетчиков с часами сервера производится во время сеанса связи со счётчиками (не менее 1 раза в сутки). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчиков и часов сервера на величину более  $\pm 2$  с. Передача информации от счётчиков электрической энергии до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов указанных устройств.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает  $\pm 1$  единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Метрологически значимая часть ПО
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии			Границы допускаемой основной относительной погрешности, ( $\pm\delta$ ) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/10/6 кВ «Свердловская»; РУ 6 кВ; 1 с.ш. 6 кВ; яч. 601	ТПОФ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 9281 Зав. № 9068	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 0228	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802160544	HP Proliant DL120 Gen9 Зав. № CZ25040XYS	Активная	1,1	3,0
						Реактивная	2,3	4,9
2	ПС 110/10/6 кВ «Свердловская»; РУ 6 кВ; 2 с.ш. 6 кВ; яч. 624	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 49519 Зав. № 49505	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 0226	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802160462		Активная	1,1	3,0
						Реактивная	2,3	4,9
3	ПС 110/10/6 кВ «Свердловская»; РУ 6 кВ; 1 с.ш. 6 кВ; яч. 631	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 1083 Зав. № 383	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 0228	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802160006	Активная	1,1	3,0	
					Реактивная	2,3	4,9	
4	ТП-613 6/0,4 кВ; РУ-6кВ; Секция «ЗР» 6 кВ; яч. Ввод 3	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 61608 Зав. № 61108 Зав. № 61426	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1617160000009	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 03072668	Активная	1,3	3,2	
					Реактивная	2,5	5,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ТП-613 6/0,4 кВ; РУ-6кВ; Секция «5Р» 6 кВ; яч. Ввод 5	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 61491 Зав. № 61602 Зав. № 61485	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1617160000010	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01073642	HP Proliant DL120 Gen9 Зав. № CZ25040XYC	Активная	1,3	3,2
						Реактивная	2,5	5,1
6	ПС 110/6 кВ «Приок- ская»; РУ 6 кВ; 2 с.ш. 6 кВ; яч. 626	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 91294 Зав. № 91297	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2371	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802160070		Активная	1,1	3,0
						Реактивная	2,3	4,9
7	Котельная ул. Премуд- рова, 12а; ВРУ-1 0,4 кВ; 1 с.ш. 0,4 кВ; Ввод 1	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5S 600/5 Зав. № 117579 Зав. № 117583 Зав. № 117581	—	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805102261		Активная	1,0	3,5
					Реактивная	2,1	5,9	
8	Котельная ул. Премуд- рова, 12а; ВРУ-1 0,4 кВ; 2 с.ш. 0,4 кВ; Ввод 2	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5S 600/5 Зав. № 117580 Зав. № 117584 Зав. № 117582	—	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805102773	Активная	1,0	3,5	
					Реактивная	2,1	5,9	
9	ТП-2987 6/0,4 кВ; 1 с.ш. 0,4 кВ; яч. 1	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5S 1000/5 Зав. № 206161 Зав. № 206159 Зав. № 206160	—	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805102736	Активная	1,0	3,5	
					Реактивная	2,1	5,9	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ТП-2987 6/0,4 кВ; 2 с.ш. 0,4 кВ; яч. 2	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5S 1000/5 Зав. № 206166 Зав. № 206167 Зав. № 206180	—	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805102855	HP Proliant DL120 Gen9 Зав. № CZ25040XYS	Активная  Реактивная	1,0  2,1	3,5  5,9

\*Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допустимой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение от  $0,95 \cdot U_n$  до  $1,05 \cdot U_n$ ; ток от  $1,0 \cdot I_n$  до  $1,2 \cdot I_n$ ;  $\cos \varphi = 0,9_{\text{инд}}$ ; частота от 49,8 до 50,02 Гц;

- температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.

4 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от  $0,9 \cdot U_{n1}$  до  $1,1 \cdot U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока от  $0,01(0,05) \cdot I_{n1}$  до  $1,2 \cdot I_{n1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота от 49,8 до 50,02 Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения от  $0,9 \cdot U_{n2}$  до  $1,1 \cdot U_{n2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,01-1,2) \cdot I_{n2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота от 49,8 до 50,02 Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха для счётчиков типов СЭТ-4ТМ.03М и СЭТ-4ТМ.02М от минус 40 до плюс 60 °С; типа СЭТ-4ТМ.02 от минус 40 до плюс 55 °С;

- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение от 210 до 230 В; частота от 49 до 51 Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 15 до плюс 25 °С;

- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 1-6 для тока 5 %  $I_{\text{ном}}$ , для остальных ИК - для тока 2 %  $I_{\text{ном}}$ ,  $\cos \varphi = 0,8_{\text{инд}}$  и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 4, 5 от плюс 15 до плюс 30 °С, для остальных ИК - от минус 10 до плюс 40 °С.

6 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, какие приведены в таблице 2. Допускается замена УССВ-2 на однотипное утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все измерительные компоненты АИИС КУЭ утверждены и внесены в ФИФ.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее  $T=165000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{\text{в}}=2$  ч;

- счётчик СЭТ-4ТМ.02М - среднее время наработки на отказ не менее  $T=140000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{\text{в}}=2$  ч;

- счётчик СЭТ-4ТМ.02 - среднее время наработки на отказ не менее  $T=90000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{\text{в}}=2$  ч;

- УССВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее  $T=74500$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в}=2$  ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T=70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в}=1$  ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и сервере;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика электрической энергии;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - счетчика электрической энергии;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М и СЭТ-4ТМ.02 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 114 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.02М - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Регистрационный №	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПОФ	518-50	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-59	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	15128-07	6
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	1856-63	2
Трансформаторы тока	Т-0,66	36382-07	12
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-07	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-13	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	831-53	1
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	4
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	20175-01	2
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	36697-08	4
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	54074-13	1
Сервер	HP Proliant DL120 Gen9	—	1
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-формуляр	НЭП.411711. АИИС.371.01 ФО	—	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 65425-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Теплоэнерго». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» «02» сентября 2016 г. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;



- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.02М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;

- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.02 - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.087РЭ1 «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. Методика поверки», согласованным руководителем ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2001 г.;

- устройство синхронизации системного времени УССВ-2 - в соответствии с документом МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденным руководителем ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 г.

Основные средства поверки:

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный № 27008-04;

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

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

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе НЭП.411711.АИИС.371.01 И3 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Теплоэнерго». Руководство пользователя».

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Теплоэнерго»**

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**

Общество с ограниченной ответственностью «Новое Энергетическое партнерство» (ООО «НЭП»)

ИНН: 5261066245

Юридический адрес: 603009, г. Нижний Новгород, пр-т Гагарина, д. 176, комната № 211

Почтовый адрес: 603000 г. Нижний Новгород, ул. Белинского, д. 32, БЦ «Две Башни» (круглая башня), оф. 802

Тел./факс: (831) 439-57-59 / 439-57-69

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)

Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

Тел.: (499) 917-03-54

**Испытательный центр**

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

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

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.