

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Каскад-Энергосбыт» - Регионы (5 очередь)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Каскад-Энергосбыт» - Регионы (5 очередь) (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### 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, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД), устройство синхронизации системного времени УССВ-16HVS (далее - УССВ-16HVS), состоящего из GPS-приемника, сервер баз данных (далее - БД) АИИС КУЭ, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее - АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР».

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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных

на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

В ИВК АИИС КУЭ производится сбор, обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи с протоколом ТСП/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием ЭП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ-16HVS, синхронизирующим время УСПД по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УССВ-16HVS.

УСПД периодически сравнивает свое системное время с сигналом проверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УССВ-16HVS, корректировка часов УСПД осуществляется в независимости от наличия расхождения. Абсолютная погрешность хода внутренних часов УСПД составляет  $\pm 2$  с при внешней синхронизации не реже 1 раза в час. Сличение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов осуществляется при наличии расхождения более  $\pm 2$  с, но не чаще 1 раза в сутки.

Сервер БД периодически сравнивает свое системное время со временем УСПД, корректировка часов сервера осуществляется при наличии расхождения  $\pm 1$  с.

Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность хода часов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО 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..

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 - 4, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	РТП «Словацкий дом» (10/0,4 кВ), ГРЩ-1-0,4 кВ, Ввод 1 от Т-4	ТШЛ-0,66-II 1500/5 Кл. т. 0,2S	-	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325L	Hp Proliant DL320e Gen 8 v2	активная
2	РТП «Словацкий дом» (10/0,4 кВ), ГРЩ-1-0,4 кВ, Ввод 2 от Т-3	ТШЛ-0,66-II 1500/5 Кл.т. 0,2S	-	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5			реактивная
3	РТП «Словацкий дом» (10/0,4 кВ), ГРЩ-2-0,4 кВ, Ввод 1 от Т-2	ТШЛ-0,66-II 1500/5 Кл. т. 0,2S	-	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5			активная
4	РТП «Словацкий дом» (10/0,4 кВ), ГРЩ-2-0,4 кВ, Ввод 2 от Т-1	ТШЛ-0,66-II 1500/5 Кл. т. 0,2S	-	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5			реактивная
5	ТП «Словацкий дом» (10/0,4 кВ), ГРЩ-1-0,4 кВ, Ввод 1 от Т-4	ТШП-0,66 2000/5 Кл. т. 0,2S	-	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5			активная
6	ТП «Словацкий дом» (10/0,4 кВ), ГРЩ-1-0,4 кВ, Ввод 2 от Т-3	ТШП-0,66 2000/5 Кл. т. 0,2S	-	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5			реактивная
7	ТП «Словацкий дом» (10/0,4 кВ), ГРЩ-2-0,4 кВ, Ввод 1 от Т-2	ТШП-0,66 2000/5 Кл. т. 0,2S	-	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5			активная
8	ТП «Словацкий дом» (10/0,4 кВ), ГРЩ-2-0,4 кВ, Ввод 2 от Т-1	ТШП-0,66 2000/5 Кл. т. 0,2S	-	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5			реактивная



Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$ , %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$ , %		
		$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 8 (ТТ 0,2S; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	0,4	0,5	0,7	0,8	0,9	1,0
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,4	0,5	0,7	0,8	0,9	1,0
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	0,6	0,6	1,0	0,9	1,0	1,2
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	0,7	0,8	1,1	1,0	1,0	1,3
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	1,1	1,2	1,9	1,3	1,4	2,1
9; 10 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,1	1,4	2,3	1,9	2,1	2,7
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,1	1,4	2,3	1,9	2,1	2,7
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	1,4	1,7	3,0	2,1	2,3	3,4
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	2,5	3,0	5,5	3,0	3,4	5,7

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$ , %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$ , %		
		$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 8 (ТТ 0,2S; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	0,9	0,7	0,6	1,2	1,1	1,0
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,9	0,8	0,6	1,3	1,1	1,0
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	1,3	1,0	0,8	1,8	1,4	1,2
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	1,5	1,2	0,9	2,2	1,7	1,4
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	2,9	2,1	1,5	4,1	3,1	2,3
9; 10 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,7	2,1	1,5	4,3	3,9	3,6
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,7	2,1	1,5	4,3	3,9	3,6
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	3,6	2,6	1,8	4,8	4,2	3,7
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	6,5	4,6	3,0	7,3	5,6	4,4

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

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

3 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: диапазон напряжения (0,99-1,01) Уном; диапазон силы тока (0,02-1,2) Ином, частота (50±0,15) Гц; коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 0,9$  инд.;

- температура окружающей среды:

- для ТТ и ТН от минус 45 до плюс 40 °С;

- для счетчиков от плюс 21 до плюс 25 °С;
  - для УСПД от плюс 15 до плюс 25 °С;
  - для ИВК от плюс 15 до плюс 25 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

#### 4 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9-1,1)  $U_{Н1}$ ; диапазон силы первичного тока (0,02-1,2)  $I_{Н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5-1,0 (0,87-0,5); частота (50±0,4) Гц;

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

- для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,8-1,2)  $U_{Н2}$ ; диапазон силы вторичного тока (0,02-1,2)  $I_{Н2}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5-1,0 (0,87-0,5); частота (50±2,5) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;

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

5 Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 0,9$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 120\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05М - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

- RTU-325L - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

- УССВ-16HVS - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 44\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

- сервер Hp Proliant DL320e Gen 8 v2 - среднее время наработки на отказ не менее 260 000 ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 0,5$  ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД, 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 УСПД:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике и УСПД;

- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - глубина хранения тридцатиминутных приращений электроэнергии - 45 суток.
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Каскад-Энергосбыт» - Регионы (5 очередь) типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформаторы тока	ТШЛ-0,66	3422-06	12
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	15173-06	12
Трансформаторы тока	ТЛК	42683-09	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-07	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-06	8

Окончание таблицы 5

1	2	3	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	2
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	37288-08	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-16HVS	-	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»		1
Сервер баз данных	Hp Proliant DL320e Gen 8 v2	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	КЭКУ.422231.008 ФО	-	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-061-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Каскад-Энергосбыт» - Регионы (5 очередь). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2016 г.

Основные средства 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»;

- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- счетчиков Альфа А1800 - по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М - по документу ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющемуся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованному с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;

- RTU-325L - по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

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

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

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

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

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

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии ООО «Каскад-Энергосбыт» - Регионы (5 очередь), аттестованной АО ГК «Системы и технологии», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Каскад-Энергосбыт» - Регионы (5 очередь)**

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**

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КАСКАД ИНЖИНИРИНГ»  
(ООО «КАСКАД ИНЖИНИРИНГ»)

ИНН: 4029047633

Адрес: 248008, г. Калуга, ул. Механизаторов, д. 38

Тел.: (4842) 71-60-04

### **Заявитель**

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и технологии»  
(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН: 3327304235

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Тел./ факс: (4922) 33-67-66/ 42-45-02

E-mail: [st@sicon.ru](mailto:st@sicon.ru)

### **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.