

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «АльтЭнерго» Биогазовая электростанция (с. Лучки)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «АльтЭнерго» Биогазовая электростанция (с. Лучки) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения электроэнергии (мощности) производимой, потребляемой на собственные нужды ООО «АльтЭнерго», а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), ОАО «АТС», «СО-ЦДУ «ЕЭС» и др. (далее – внешние пользователи).

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- периодический (1 раз 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 в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Метод измерения электроэнергии (мощности). Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. 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. (Умножение на коэффициенты трансформации осуществляется в сервере).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по интерфейсу RS 485 поступает на вход сервера баз данных и вход устройства дистанционного контроля (УДК), где осуществляется автоматизированный сбор, контроль и учет показателей и режимов потребления электроэнергии, передача накопленных данных по каналам передачи данных. ИВК предназначен для обеспечения выполнения задач автоматического сбора, диагностики, обработки и хранения информации об измеренной электроэнергии, а также обеспечения интерфейсов доступа к информации. Учетная информация, передаваемая внешним пользователям через Internet отража-

ет 30-минутные результаты измерения потребления электроэнергии по точке учета. Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макетов 80030 и 80020 в формате XML.

АИИС КУЭ состоит из 2 уровней

1-й уровень – 6 измерительно-информационных точек учета в составе:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 типа АСК 105.6, класса точности 0,5, ТШЛ-0,66, класса точности 0,5S и ТШП-0,66 класса точности 0,5S;
- вторичные измерительные цепи тока и напряжения;
- многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии (счетчики) с цифровыми выходными интерфейсами типа СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,5S.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) содержит в своем составе:

- коммуникационное оборудование (преобразователь интерфейса RS-485/Ethernet);
- устройство синхронизации времени (УСВ), тип УСВ-2;
- компьютер в серверном исполнении (сервер опроса);
- технические средства для организации локальной вычислительной сети разграничения прав доступа к информации;
- автоматизированное рабочее место (АРМ);
- цепи и устройства питания сервера (UPS);
- УДК Сикон С50.

Измерительно-информационные точки учета, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ.

#### Программное обеспечение:

Специализированное ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	12.02.01.02	94B754E7DD0A57655C4F6B8252AFD7A6	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		231657667D86238FF596845BE4BA5D01	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		276049F66059B53881E5C27C8277DC01	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		5E9A48ED75A27D10C135A87E77051806	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков A1700,A1140	encryptdll.dll		0939CE05295FBCBVB A400EEAE8D0572C	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		B8C331ABB5E34444170EEE9317D635CD	

Программное обеспечение имеет уровень защиты С от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ). В АИИС КУЭ синхронизация часов производится от эталона, в качестве которого выступает GPS приемник.

ИВК, с периодом в 30 мин., выполняет коррекцию своих внутренних часов таким образом, чтобы расхождение с часами УСВ было не более  $\pm 1$  с.

От ИВК синхронизируются внутренние часы счетчиков 8 раз в сутки при опросе по GSM связи каждые 3 часа. В случае расхождения часов счетчиков и ИВК более чем  $\pm 1$  с, производится коррекция часов счетчиков.

УДК Сикон C50 имеет в своем составе приемник GPS\ГЛОНАСС и принимает сигналы точного времени самостоятельно.

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

Организация защиты от несанкционированного доступа. В АИИС КУЭ предусмотрена многоуровневая защита от несанкционированного доступа: система паролей в ПО, пломбирование счетчиков, информационных цепей.

### Метрологические и технические характеристики

Технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2, которая содержит перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ, их метрологических характеристик с указанием наименования присоединений.

В таблице 3 приведены метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ. В качестве относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Таблица 2 – Перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ и их характеристики.

Канал измерений		Средство измерений					Ктт/ Ксч	Наименование, измеряемой величины
№ ИК, код НП, АТС	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер			
1	2	3	4		5	6	7	
1	Биогазовая электростанция, РУ-0,4 кВ, Г-1, выводы генератора	ТТ	КТ=0,5 Ктт= 2500/5 № 31089-06	A	ASK 105.6	021618	500	Ток первичный I <sub>1</sub>
				B	ASK 105.6	021626		
				C	ASK 105.6	021635		
		Счетчик	КТ=0,5s Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0803121643		Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
2	Биогазовая электростанция, РУ-0,4 кВ, Г-2, выводы генератора	ТТ	КТ=0,5 Ктт= 2500/5 № 31089-06	A	ASK 105.6	021620	500	Ток первичный I <sub>1</sub>
				B	ASK 105.6	027017		
				C	ASK 105.6	021619		
		Счетчик	КТ=0,5s Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0803121810		Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
3	КТП-2801 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, яч.8, КЛ 0,4 кВ, Генератор-1	ТТ	КТ=0,5s Ктт= 2500/5 № 3422-06	A	ТШЛ	2559	500	Ток первичный I <sub>1</sub>
				B	ТШЛ	2544		
				C	ТШЛ	2554		
		Счетчик	КТ=0,5s Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0803121672		Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время

1	2	3		4		5	6	7
4	КТП-2801 10/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, яч.4, КЛ 0,4 кВ, Ге- нератор-2	ТТ	КТ=0,5s Ктт= 2500/5 № 3422-06	A	ТШЛ	2548	500	Ток первичный I <sub>1</sub>
				B	ТШЛ	2550		
				C	ТШЛ	2539		
		Счетчик	КТ=0,5s Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0803121648		Энергия активная, W <sub>p</sub> Энер- гия реактивная, W <sub>Q</sub> Кален- дарное время
5	КТП-2801 10/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, яч.9, КЛ 0,4 кВ, Собственные нужды -1	ТТ	КТ=0,5s Ктт= 1500/5 № 15173-06	A	ТШП	1073162	300	Ток первичный I <sub>1</sub>
				B	ТШП	1073163		
				C	ТШП	1076311		
		Счетчик	КТ=0,5s Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0803121817		Энергия активная, W <sub>p</sub> Энер- гия реактивная, W <sub>Q</sub> Кален- дарное время
6	КТП-2801 10/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, яч.3, КЛ 0,4 кВ, Собственные нужды -2	ТТ	КТ=0,5s Ктт= 1500/5 № 15173-06	A	ТШП	1066695	300	Ток первичный I <sub>1</sub>
				B	ТШП	1073164		
				C	ТШП	1076304		
		Счетчик	КТ=0,5s Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0803122568		Энергия активная, W <sub>p</sub> Энер- гия реактивная, W <sub>Q</sub> Кален- дарное время

КТ – класс точности средства измерений.

Ксч – коэффициент трансформации счетчика электроэнергии.

Ктт – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Примечание - Допускается замена счетчиков, ТТ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на предприятии порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть

Таблица 3- Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК (активная, реактивная ( $\delta_{WP}/\delta_{WQ}$ ) электроэнергия (мощность) для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

$\delta_{WP}, \%$							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>Сч</sub>	Значение cos φ	для диапазона 5% ≤ I/In < 20% W <sub>p5%</sub> ≤ W <sub>p</sub> < W <sub>p20%</sub>	для диапазона 20% ≤ I/In < 100% W <sub>p20%</sub> ≤ W <sub>p</sub> < W <sub>p100%</sub>	для диапазона 100% ≤ I/In ≤ 120% W <sub>p100%</sub> ≤ W <sub>p</sub> ≤ W <sub>p120%</sub>
1-6	0,5s (0,5)	-	0,5s	1,0	±2,0	±1,4	±1,2
				0,8	±3,0	±1,9	±1,6
				0,5	±5,5	±3,1	±2,4
$\delta_{WQ}, \%$							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>Сч</sub>	Значение cos φ	для диапазонов 5% ≤ I/In < 20% W <sub>Q5%</sub> ≤ W <sub>Q</sub> < W <sub>Q20%</sub>	для диапазонов 20% ≤ I/In < 100% W <sub>Q20%</sub> ≤ W <sub>Q</sub> < W <sub>Q100%</sub>	для диапазонов 100% ≤ I/In ≤ 120% W <sub>Q100%</sub> ≤ W <sub>Q</sub> ≤ W <sub>Q120%</sub>
1-6	0,5s (0,5)	-	1,0	0,8	±5,2	±2,9	±2,4
				0,5	±3,6	±2,3	±2,1

I/In – значение первичного тока в сети в процентах от номинального

W<sub>p5%</sub> (W<sub>Q5%</sub>) - W<sub>p120%</sub> (W<sub>Q120%</sub>) - значения электроэнергии при соотношении I/In равном от 5 до 120 %

Условия эксплуатации измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ соответствуют требованиям, распространяющихся на них НД:

Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001 и эксплуатационной документации

Трансформаторы тока по ГОСТ 1983-2001 и эксплуатационной документации

Счётчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ Р 52425-2005

УСВ-2 по ВЛСТ 237.00.000 РЭ, УДК Сикон С50 по по ВЛСТ 198.00.000 РЭ

Таблица 4 - Условия эксплуатации АИИС КУЭ

Наименование параметров контролируемых присоединений и влияющих величин	Допускаемые границы параметров контролируемых присоединений и рабочих условий применения СИ для состава измерительного канала			
	Счетчики	ТТ	УСВ-2	УДК
Сила переменного тока, А	от $I_{2 \text{ мин}}$ до $I_{2 \text{ макс}}$	от $I_{1 \text{ мин}}$ до $1,2 I_{1 \text{ ном}}$	-	-
Напряжение переменного тока, В	от $0,8 U_{2 \text{ ном}}$ до $1,15 U_{2 \text{ ном}}$	-	от 85 до 264	от 187 до 242
Коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ )	0,5 <sub>инд</sub> ; 1,0; 0,8 <sub>смк</sub>	0,8 <sub>инд</sub> ; 1,0	-	-
Частота, Гц	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	-	-
Температура окружающего воздуха, °С -По ЭД  - Реальные	от минус 40 до плюс 55 от минус 15 до плюс 25	от минус 40 до плюс 55 от минус 15 до плюс 25	от 0 до плюс 70 от 7 до 33	от минус 10 до плюс 50 от 7 до 33
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	Не более 0,5	-	-	-
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos \varphi_2 = 0,8$ инд)	-	от $0,25 S_{2 \text{ ном}}$ до $1,0 S_{2 \text{ ном}}$	-	-

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ: трансформаторов тока, счетчиков электроэнергии.

Компоненты АИИС КУЭ:

Трансформаторы тока

Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М

ИБП APC SC Smart Power-URS 1000 VA

Коммуникационное оборудование MOXA Nport 5430

Устройство синхронизации системного времени УСВ-2

Сервер

УДК Сикон С50

Трансформаторы тока;

Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М

Устройство синхронизации системного времени УСВ-2

Коммуникационное

Среднее время восстановления АИИС КУЭ при отказе не более 4 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: на уровне ИИК-ИВК информация о результатах измерений может передаваться внешним пользователям по электронной почте;
- мониторинг состояния АИИС КУЭ;
- удаленный доступ;
- возможность съема информации со счетчика автономным способом;
- визуальный контроль информации на счетчике.

Регистрация событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике (сервере).

Защищенность применяемых компонентов

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- сервера.

Среднее время наработки на отказ, ч, не менее:

4000000

140000 в соответствии с ТУ

35000

201699

35000

20000

100000

Срок службы, лет:

30

30

15

10

Защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервере.

Глубина хранения информации в счетчиках не менее 45 суток, на сервере не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ указана в таблице 2.

В комплект поставки также входит:

- формуляр-паспорт ПСК.2012.05.АСКУЭ.31-ПФ
- руководство пользователя ПСК.2012.05.АСКУЭ.31.ЭД-ИЗ;
- инструкции по формированию и ведению базы данных ПСК.2012.05.АСКУЭ.31.ЭД-И4;
- инструкции по эксплуатации комплекса технических средств ПСК.2012.05.АСКУЭ.31.ЭД-ИЭ;
- руководство по эксплуатации счётчик СЭТ-4ТМ.03М ИЛГШ.411152.145 РЭ;
- паспорт на счётчик СЭТ-4ТМ.03М Паспорт ИЛГШ.411152.145;
- формуляр УСВ-2 ВЛСТ 237.00.000.ФО;
- Руководство по эксплуатации УДК Сикон С50 ВЛСТ 198.00.000 РЭ;
- методика поверки.

### Поверка

осуществляется по документу МП 51018-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «АльтЭнерго» Биогазовая электростанция (с. Лучки). Методика поверки». Методика разработана и утверждена ФБУ «Воронежский ЦСМ» в июле 2012 г., входит в комплект документации на систему.

Таблица 5-Основные и вспомогательные СИ, применяемые при поверке АИИС КУЭ

Наименование эталонных, вспомогательных СИ	Тип	Основные требования к метрологическим характеристикам (МХ)	Цель использования
1	2	3	4
1.Термометр	ТП 22	ЦД 1 °С в диапазоне от минус 30 до плюс 50 °С	Контроль температуры окружающей среды
2. Барометр-анероид	БАММ 1	Атм. давление от 80 до 106 кПа Отн. погрешность ± 5%	Контроль атмосферного давления
3. Психрометр	М-4М	КТ 2,0	Контроль относительной влажности
4 Миллисесламетр	МПМ-2	ПГ 7,5 %	Измерение напряженности магнитного поля
5.Измеритель показателей качества электрической энергии	Ресурс-UF2М	КТ 0,2 (напряжение гармоник)	Измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97
6.Вольтамперфазометр	ПАРМА ВАФ-Т	КТ 0,5 Напряжение от 0 до 460 В Ток от 0 до 6 А Частота от 45 до 65 Гц Фазовый угол от минус180 до 180 град.	Измерение напряжения, тока, частоты, угла сдвига фаз между напряжением и током
7. Прибор сравнения	КНТ-03	1,999 ВА; ПГ ±0,003 ВА 19,99 ВА; ПГ ±0,03 ВА 199,9 ВА ПГ ±0,3 ВА	Измерение полной мощности вторичной нагрузки ТТ
8. Радиочасы	МИР РЧ-01		Использование сигнала точного времени
9. Секундомер	СОСпр-1	От 0 до 30 мин., ЦД 0,1 с	Определение хода часов

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ  
Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003.  
Средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-2003.  
Средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с Методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1.  
Средства поверки УСВ-2 в соответствии с Методикой поверки ВЛСТ 237.00.000 И1.  
Средства поверки УДК Сикон С50 в соответствии с Методикой ВЛСТ 198.00.000 И1.

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

Методика измерений регламентирована в документе «Учет электроэнергии и мощности на энергообъектах. Методика измерений количества электроэнергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «АльтЭнерго» Биогазовая электростанция (с. Лучки). Свидетельство об аттестации № 37/12-01.00272-2012 от 12.07.2012 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «АльтЭнерго» Биогазовая электростанция (с. Лучки)**

ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52320-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии».

ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

МИ 2439-97 «ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля».

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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

### **Заявитель**

ООО «АльтЭнерго»

Адрес: 308023, г. Белгород, 5-й Заводской пер., 17

Телефон (4722) 78 -81-77 факс (4772) 78-83-31

### **Изготовитель:**

ОАО «Первая сбытовая компания»

Адрес: 308000, г. Белгород, ул. Князя Трубецкого, д. 37

Тел./факс 8 (4722) 33-47-18, факс (4722) 33-47-28

### **Испытательный центр:**

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Воронежский ЦСМ»

394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, 2.

Тел./факс 8 (473) 220-77-29

Регистрационный номер 30061-10

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

м.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2012 г.