

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «28» июля 2021 г. № 1507

Регистрационный № 71328-18

Лист № 1  
Всего листов 6

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Бичурская солнечная электростанция»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Бичурская солнечная электростанция» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

**Описание средства измерений**

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

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер под управлением гипервизора VMware на базе закрытой облачной системы (сервер), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера, где производится сбор и хранение результатов измерений.

Сервер автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 мин) по проводным линиям связи.

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

Один раз в сутки сервер автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в xml-формате и передает его по электронной почте во внешние организации. Передача файла с результатами измерений в xml-формате, подписанного электронной подписью (ЭП) субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» производится с АРМ субъекта ОРЭ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется ежесекундно. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ на величину более  $\pm 1$  с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется один раз в 30 мин. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера на величину более  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Идентификационные данные ПК «Энергосфера» указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «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. Технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ

Но- мер ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик элек- трической энер- гии	УССВ	Сервер
1	Бичурская СЭС, КРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч. № 104	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 Ктн = (10500/√3)/ (100/√3) Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	VMware
2	Бичурская СЭС, КРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч. № 103	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 Ктн = (10500/√3)/ (100/√3) Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
3	Бичурская СЭС, КРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч. № 204	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 Ктн = (10500/√3)/ (100/√3) Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
4	Бичурская СЭС, КРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч. № 203	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 Ктн = (10500/√3)/ (100/√3) Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
5	Бичурская СЭС, КРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч. № 102	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 Ктн = (10500/√3)/ (100/√3) Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
6	Бичурская СЭС, КРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч. № 202	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 Ктн = (10500/√3)/ (100/√3) Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.

3 Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Замена оформляется актом в установленном владельцем АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cos φ	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		δ <sub>1(2)%,</sub>	δ <sub>5%,</sub>	δ <sub>20%,</sub>	δ <sub>100%,</sub>
		I <sub>1(2)% ≤ I<sub>изм</sub> ≤ I<sub>5%</sub></sub>	I <sub>5% ≤ I<sub>изм</sub> ≤ I<sub>20%</sub></sub>	I <sub>20% ≤ I<sub>изм</sub> ≤ I<sub>100%</sub></sub>	I <sub>100% ≤ I<sub>изм</sub> ≤ I<sub>120%</sub></sub>
1 – 6 (Счетчики – 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,6	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,2	±2,0	±1,6	±1,6
	0,5	±4,8	±3,0	±2,3	±2,3
Номер ИК	cos φ	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		δ <sub>1(2)%,</sub>	δ <sub>5%,</sub>	δ <sub>20%,</sub>	δ <sub>100%,</sub>
		I <sub>1(2)% ≤ I<sub>изм</sub> ≤ I<sub>5%</sub></sub>	I <sub>5% ≤ I<sub>изм</sub> ≤ I<sub>20%</sub></sub>	I <sub>20% ≤ I<sub>изм</sub> ≤ I<sub>100%</sub></sub>	I <sub>100% ≤ I<sub>изм</sub> ≤ I<sub>120%</sub></sub>
1 – 6 (Счетчики – 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	±4,2	±2,9	±2,3	±2,3
	0,7	±3,4	±2,4	±2,0	±2,0
	0,5	±2,7	±2,0	±1,7	±1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU), с					±5
Примечания:					
1 Погрешность измерений δ <sub>1(2)%</sub> активной и реактивной электрической энергии для cosφ=1,0 нормируется от I <sub>1%</sub> , а для cosφ<1,0 нормируется от I <sub>2%</sub> .					
2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	6
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от U <sub>ном</sub> ток, % от I <sub>ном</sub> коэффициент мощности cosφ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от U <sub>ном</sub> ток, % от I <sub>ном</sub> коэффициент мощности cosφ частота, Гц температура окружающей среды: в месте расположения ТТ и ТН, °С в месте расположения счетчиков, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +30

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее 165000</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч 2</p> <p>для УССВ:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее 45000</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч 2</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее 100000</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч 1</p>	
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее 114</p> <p>при отключении питания, лет, не менее 40</p> <p>для сервера:</p> <p>хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 3,5</p>	

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты.

В журналах событий счетчиков и сервера фиксируются факты:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекции времени в счетчике и сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование: счетчиков электроэнергии; промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения; испытательной коробки.

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

счетчика электроэнергии;

сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ 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	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	18
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	6
Сервер на базе закрытой облачной системы	VMware	1
Программный комплекс	«Энергосфера»	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Методика поверки	МИ 3000-2018	1
Формуляр	11639320.411711.017.ФО	1

### **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) «Бичурская солнечная электростанция», номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.34.2018.30920.

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

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

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения