

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ГУП РК «Крымэнерго» в сечении ГУП РК «Крымэнерго» - ООО «СЕВЭНЕРГОСБЫТ»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ГУП РК «Крымэнерго» в сечении ГУП РК «Крымэнерго» - ООО «СЕВЭНЕРГОСБЫТ» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ГУП РК «Крымэнерго», сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе контроллера многофункционального ARIS MT210 и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя основной и резервный серверы АИИС КУЭ, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

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 (для измерительных каналов (ИК) № 1 и № 2) поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков (для ИК № 3 и № 4) поступает на верхний, третий уровень системы.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации, 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 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 электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с сервера АИИС КУЭ настоящей системы.

Серверы АИИС КУЭ имеют возможность принимать измерительную информацию от ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УСПД, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC по встроенному источнику точного времени ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение шкалы времени серверов АИИС КУЭ со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи с УСПД. При отклонении шкалы времени сервера АИИС КУЭ от шкалы времени УСПД на  $\pm 1$  с и более, производится синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени счетчиков (для ИК № 1 и № 2) со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При отклонении шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД на  $\pm 2$  с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Сравнение шкалы времени счетчиков (для ИК № 3 и № 4) со шкалой времени основного или резервного сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При отклонении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ на  $\pm 2$  с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика, УСПД и сервера АИИС КУЭ.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера». 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 – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.0
Наименование программного модуля ПО	ps0_metr.dll
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

## Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	ПС 330 кВ Симферопольская, ОРУ 330 кВ, 2 СШ 330 кВ, КВЛ 330 кВ Севастопольская ПГУ-ТЭС – Симферопольская	TG 145-420 2000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 15651-06	СРВ 420 330000/ $\sqrt{3}$ : 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСПД: ARIS MT210 Рег. № 64151-16  Сервер: Aquarius Server T50 D20	активная реактивная
2	ПС 330 кВ Симферопольская, ОРУ 330 кВ, 1 СШ 330 кВ, КВЛ 330 кВ Севастопольская ПГУ-ТЭС – Симферопольская	TG 145-420 2000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 15651-06		Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
3	ПС 330 кВ Севастополь, ввод 220 кВ АТ-1	ТОГФ-220 750/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 61432-15	НДКМ 220000/ $\sqrt{3}$ : 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 60542-15	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Сервер: Aquarius Server T50 D20	активная реактивная
4	ПС 330 кВ Западно-Крымская, ОРУ 330 кВ, ЛС 330 кВ, КВЛ 330 кВ Севастопольская ПГУ-ТЭС – Западно-Крымская	ТОГФ-330 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 61432-15	НДКМ 330000/ $\sqrt{3}$ : 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 60542-15	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная

### П р и м е ч а н и я

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 собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденного типа.

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

4 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, $(\pm d)$ , %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm d)$ , %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 4  (TT 0,2S; TH 0,2; Сч 0,2S)	$I_{1\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{ном}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{1\text{ном}} \leq I_1 < I_{1\text{ном}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,1I_{1\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{ном}}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,0	1,4
	$0,05I_{1\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{ном}}$	0,6	0,9	1,3	0,8	1,1	1,4
	$0,01I_{1\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{ном}}$	1,0	1,3	2,0	1,2	1,5	2,2
<b>П р и м е ч а н и я</b>							
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).							
2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 5 до плюс 35 °C.							
3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$ .							

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, $(\pm d)$ , %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm d)$ , %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 4  (TT 0,2S; TH 0,2; Сч 0,5)	$I_{1\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{ном}}$	1,0	0,8	1,8	1,8
	$0,2I_{1\text{ном}} \leq I_1 < I_{1\text{ном}}$	1,0	0,8	1,8	1,8
	$0,1I_{1\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{ном}}$	1,0	0,8	1,8	1,8
	$0,05I_{1\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{ном}}$	1,4	1,3	2,1	2,0
	$0,02I_{1\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{ном}}$	2,0	1,5	2,5	2,2
<b>П р и м е ч а н и я</b>					
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).					
2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 5 до плюс 35 °C.					
3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$ .					

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C магнитная индукция внешнего происхождения, мГл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +35 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более	120000 3
Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	70000 1
УСПД - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	100000 24
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее	300 30
УСПД: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее	45 10
Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

параметрирования;  
пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);  
коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:

параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени УСПД.

- журнал сервера:

параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

электросчетчика;  
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;  
испытательной коробки;  
УСПД;  
сервера (серверного шкафа);

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

счетчика;  
УСПД;  
сервера.

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);  
- в УСПД (функция автоматизирована);  
- на сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	TG 145-420	6
Трансформатор тока	ТОГФ-220	3
Трансформатор тока	ТОГФ-330	3
Трансформатор напряжения	СРВ 420	3
Трансформатор напряжения	НДКМ	9

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Счетчик электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	4
Контроллер многофункциональный	ARIS MT210	1
Сервер	Aquarius Server T50 D20	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	2
Методика поверки	МП 1-2019	1
Формуляр	–	1

**Поверка**

осуществляется по документу МП 1-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ГУП РК «Крымэнерго» в сечении ГУП РК «Крымэнерго» - ООО «СЕВЭНЕРГОСБЫТ». Методика поверки», утвержденному ООО «АСЭ» 23.01.2019 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящими в состав АИИС КУЭ;
  - радиочасы МИР РЧ-02 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №) 46656-11);
  - термогигрометр Ива-6 (Рег. № 46434-11);
  - миллитесламетр портативный универсальный ТПУ, (Рег. № 28134-12).

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**

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ГУП РК «Крымэнерго» в сечении ГУП РК «Крымэнерго» - ООО «СЕВЭНЕРГОСБЫТ», аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ГУП РК «Крымэнерго» в сечении ГУП РК «Крымэнерго» - ООО «СЕВЭНЕРГОСБЫТ»**

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 «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН: 3329074523

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Телефон: (4922) 60-43-42

Web-сайт: [autosysen.ru](http://autosysen.ru)

E-mail: [info@autosysen.ru](mailto:info@autosysen.ru)

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

Телефон: (4922) 60-43-42

Web-сайт: [autosysen.ru](http://autosysen.ru)

E-mail: [info@autosysen.ru](mailto:info@autosysen.ru)

Аттестат аккредитации ООО «АСЭ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.