

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Южный» ОАО «Оборонэнерго», г. Горячий Ключ, объект №1)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Южный» ОАО «Оборонэнерго», г. Горячий Ключ, объект №1) (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2011, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя два устройства сбора и передачи данных СИКОН С50 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру и программное обеспечение (далее – ПО).

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер сбора данных (СД) регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» HP ProLiant DL180R06, основной и резервный серверы баз данных (БД) ОАО «Оборонэнергосбыт», устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и ПО.

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 преобразуют 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД через GSM-сеть и далее на сервер СД. Сервер СД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации на сервер БД по протоколу «Пирамида» посредством межмашинного обмена через распределенную вычислительную сеть ОАО «Оборонэнергосбыт». При отказе основного канала сервер переключается на резервный. Резервный канал организован по технологии GSM с использованием пакетной передачи данных GPRS. В качестве устройства передачи данных используется

GSM/GPRS-модем Telefis RX100R. На сервере БД осуществляется хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД, ИВК. АИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УСВ-2, синхронизирующего собственное системное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-2. Погрешность синхронизации не более  $\pm 0,35$  с. УСВ-2 подключено к ИВК. Время ИВК синхронизировано с временем УСВ-2, синхронизация осуществляется не реже один раз в час, вне зависимости от наличия расхождений. Сличение времени УСПД с временем ИВК производится не реже 1 раза в сутки, корректировка времени осуществляется при расхождении с временем ИВК  $\pm 1$  с. Сличение времени счетчиков с УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (не реже 1 раза в 30 минут). Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем УСПД  $\pm 1$  с, но не реже 1 раза в сутки. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Южный» ОАО «Оборонэнерго», г. Горячий Ключ, объект №1) используется ПО «Пирамида 2000» версии 3.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечивающее программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065 d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c8 3f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a 0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3 cce41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b7372613 28cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e6649 4521f63d00b0d9f	MD5

Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055 bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd32 15049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23 ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики и ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/35/10кВ «ДМ-8», ЗРУ-10 кВ, 2 сш, ячейка №3, ф. ДМ- 8-2	ТВЛМ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Зав. №80433 Зав. №80365	НТМИ-10- 66У3 Кл.т. 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. №6357	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0104085477	ИВК «ИКМ- Пира- мида»	актив- ная реак- тивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	ПС 110/35/10кВ «ДМ-8», ЗРУ-10 кВ, 1 сш 10 кВ, ячейка №4, ф. ДМ-8-3	ТВЛМ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Зав. №598 Зав. №59885	НТМИ-10- 66У3 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. №1990	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0104085314		актив- ная реак- тивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
3	ПС 110/35/10кВ «ДМ-8», ЗРУ-10 кВ, 2 сш 10 кВ, ячейка №7, ф.ДМ-8-4	ТВЛМ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Зав. №59819 Зав. №59812	НТМИ-10- 66У3 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. №6357	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0104085659		актив- ная реак- тивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
4	ПС 110/35/10кВ «ДМ-8», ЗРУ-10 кВ,1 сш 10 кВ, ячейка №9, ф.ДМ-8-7	ТВЛМ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Зав. №59876 Зав. №59880	НТМИ-10- 66У3 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. №1990	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0104085326		актив- ная реак- тивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
5	ПС 110/35/10кВ «ДМ-8», ЗРУ-10 кВ,2 сш 10 кВ, ячейка №10, ф.ДМ-8-8	ТВЛМ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Зав. №73232 Зав. №73273	НТМИ-10- 66У3 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. №6357	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0104085382		актив- ная реак- тивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
6	ПС 110/35/10кВ «ДМ-8», ЗРУ-10 кВ,1 сш 10 кВ, ячейка №13, ф.ДМ-8-9	ТВЛМ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Зав. №10659 Зав. №03319	НТМИ-10- 66У3 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. №1990	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0104085444		актив- ная реак- тивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
7	ПС 110/35/10кВ «ДМ-8», ЗРУ-10 кВ, 2 сш 10 кВ, ячейка №14, ф.ДМ-8-10	ТВЛМ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Зав. №72889 Зав. №59501	НТМИ-10- 66У3 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. №6357	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0104083900		актив- ная реак- тивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

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

3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;

4. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение  $(0,95 \div 1,05)$  Ун; ток  $(1,0 \div 1,2)$  Ин;  $\cos\phi = 0,9$  инд.;

- температура окружающей среды:  $(20 \pm 5)$  °C;

5. Рабочие условия эксплуатации:

– параметры сети для ИК: напряжение -  $(0,98 \div 1,02)$  Уном; ток -  $(1 \div 1,2)$  Ином; частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;  $\cos\phi = 0,9$  инд.;

– параметры сети: диапазон первичного напряжения –  $(0,9 \div 1,1)$  Ун<sub>1</sub>; диапазон силы первичного тока –  $(0,05 \div 1,2)$  Ин<sub>1</sub>; коэффициент мощности  $\cos\phi(\sin\phi)$   $0,5 \div 1,0$  ( $0,87 \div 0,5$ ); частота –  $(50 \pm 0,4)$  Гц;

– допускаемая температура окружающего воздуха для трансформаторов от минус 40 °C до + 50 °C; для счетчиков от минус 40 °C до + 60 °C;

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

6. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,05 Ином,  $\cos\phi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °C до + 35 °C;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83.

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 7 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена ИВК «ИКМ-Пирамида» и УСВ-2 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Южный» ОАО «Оборонэнерго», г. Горячий Ключ, объект №1) порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

9. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработка на отказ не менее  $T = 90\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 2$  ч;

– УСПД СИКОН С50 – среднее время наработка на отказ не менее  $T = 100\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 2$  ч;

– сервер – среднее время наработка на отказ не менее  $T = 70\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 1$  ч.

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 счётика:

– 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);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- Сервер АИС - 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 (АИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Южный» ОАО «Оборонэнерго», г. Горячий Ключ, объект №1) типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИС КУЭ

Наименование	Кол-во, шт.
Трансформатор тока ТВЛМ-10	14
Трансформатор напряжения НТМИ-10-66 УЗ	2
Счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03.01	7
УСПД СИКОН С50	2
Методика поверки	1
Формуляр	1
Руководство по эксплуатации	1

## Проверка

осуществляется по документу МП 49628-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Южный» ОАО «Оборонэнерго», г. Горячий Ключ, объект №1). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в марте 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- СЭТ-4ТМ.03.01 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ;
- УСВ-2 – по документу «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000МП»;
- УСПД СИКОН С50 – по документу «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С50. Методиками поверки ВЛСТ 198.00.000 И1»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

## Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Южный» ОАО «Оборонэнерго», г. Горячий Ключ, объект №1).

## Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Южный» ОАО «Оборонэнерго», г. Горячий Ключ, объект №1)

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.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). 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 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

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

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз»  
(ООО «Техносоюз»)

Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9

Почтовый адрес: 119270, г. Москва, Лужнецкая набережная, д.2/4, строение 37, 1 этаж  
Тел.: (495) 639-91-50, Факс: (495) 639-91-52, E-mail: [info@t-souz.ru](mailto:info@t-souz.ru), [www.t-souz.ru](http://www.t-souz.ru)

### **Испытательный центр**

ФБУ «Курский ЦСМ»

Юридический адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Тел./факс: (4712) 53-67-74, E-mail: [kcsms@sovtest.ru](mailto:kcsms@sovtest.ru)

Аттестат аккредитации № 30048-11 действителен до 01 декабря 2016 года.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

м.п.

«\_\_\_\_» 2012 г.