

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Сочи в отношении потребителя ОАО Санаторий «Магадан» (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП г. Сочи ПС 110/10 кВ «Лоо» в отношении потребителя ОАО Санаторий «Магадан»)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Сочи в отношении потребителя ОАО Санаторий «Магадан» (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП г. Сочи ПС 110/10 кВ «Лоо» в отношении потребителя ОАО Санаторий «Магадан») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и 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-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) состоит из двух центров сбора и обработки информации – ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Сочи» и ЦСОД ОАО «НЭСК».

ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Сочи» включает в себя сервер опроса ИВКЭ и баз данных, устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав. № 734), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

ЦСОД ОАО «НЭСК» включает в себя серверы для организации и обслуживания локальной вычислительной сети предприятия, в том числе сервер базы данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав. № 1624), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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 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.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на преобразователь MOXA TCC-100I, после чего сигнал передается на GSM-модем, далее по сотовым каналам связи стандарта GSM поступает непосредственно в ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Сочи», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Из сервера базы данных ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Сочи», информация о результатах измерений активной и реактивной электроэнергии и «журналы событий» передаются в Центр сбора и обработки данных ОАО «НЭСК» (ЦСОД ОАО «НЭСК»).

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации времени УСВ-1, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC для УСВ-1 не более  $\pm 0,5$  с. Сервер БД, установленный в ЦСОД ОАО «НЭСК», периодически сравнивает свое системное время со временем в УСВ-1. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Сервер, установленный в ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Сочи», периодически сравнивает свое системное время со временем в УСВ-1. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Сравнение показаний часов счетчиков и ИВК производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и ИВК  $\pm 2$  с, но не чаще 1 раза в сутки. Передача информации от ИВК до счетчиков электрической энергии реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

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

**Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПК обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrolology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroN SI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие 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».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 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.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

## Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ввод 0,4 кВ от Т-1 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, в ТП-Д86 10/0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 03027905 Зав. № 03027646 Зав. № 03027647	—	СЭТ-4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0101072869	ИВК	Ак- тивная	±1,0	±3,4
						Реак- тивная	±2,1	±5,7
2	ввод 0,4 кВ от Т-2 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, в ТП-Д86 10/0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 04043064 Зав. № 04043066 Зав. № 04043065	—	СЭТ-4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0110068093	ИВК	Ак- тивная	±1,0	±3,4
						Реак- тивная	±2,1	±5,7
3	ввод 0,4 кВ от Т-1 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, в ТП-Д248 10/0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 01010738 Зав. № 01010739 Зав. № 01010740	—	СЭТ-4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0105060030	ИВК	Ак- тивная	±1,0	±3,4
						Реак- тивная	±2,1	±5,7
4	ввод 0,4 кВ от Т-2 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, в ТП-Д248 10/0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 02017151 Зав. № 02017152 Зав. № 02017153	—	СЭТ-4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0110061031	ИВК	Ак- тивная	±1,0	±3,4
						Реак- тивная	±2,1	±5,7

### 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 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,99 – 1,01)  $U_n$ ; ток (1,0 – 1,2)  $I_n$ ;  $\cos \varphi = 0,9$  инд.; частота (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающей среды: (23±2) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения – (0,9 – 1,1)  $U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока – (0,01(0,05) – 1,2)  $I_{n1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота – (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 40°С до плюс 50°С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 35 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) U<sub>н2</sub>; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) I<sub>н2</sub>; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота – (50 ± 0,2) Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40°С до плюс 60°С;
- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс 10°С до плюс 25°С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для 5% I<sub>ном</sub> cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 10°С до плюс 35°С.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСВ-1 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее T = 90 000 ч, среднее время восстановления работоспособности t<sub>в</sub> = 2 ч;
- устройство синхронизации времени УСВ-1 - среднее время наработки на отказ не менее T = 35 000 ч, среднее время восстановления работоспособности t<sub>в</sub> = 2 часа;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее T = 113 060 ч, среднее время восстановления работоспособности t<sub>в</sub> = 1 ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью выделенного канала связи сети Интернет по электронной почте или с помощью сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения на счетчике;
  - коррекции времени в счетчике и сервере;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- 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;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Сочи в отношении потребителя ОАО Санаторий «Магадан» (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП г. Сочи ПС 110/10 кВ «Лео» в отношении потребителя ОАО Санаторий «Магадан») типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	47512-11	12
Счетчики электрической энергии много-функциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	2
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

## **Поверка**

осуществляется по документу МП 60507-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Сочи в отношении потребителя ОАО Санаторий «Магадан» (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП г. Сочи ПС 110/10 кВ «ЛОО» в отношении потребителя ОАО Санаторий «Магадан»). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в марте 2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «10» сентября 2004 г.;
- УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 г.;
- 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;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

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

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Сочи в отношении потребителя ОАО Санаторий «Магадан» (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП г. Сочи ПС 110/10 кВ «ЛОО» в отношении потребителя ОАО Санаторий «Магадан»), аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2013 от 05.07.2013 г.

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Сочи в отношении потребителя ОАО Санаторий «Магадан» (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП г. Сочи ПС 110/10 кВ «ЛОО» в отношении потребителя ОАО Санаторий «Магадан»)**

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.

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

- при осуществлении торговли.

**Изготовитель**

Открытое акционерное общество «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края»  
(ОАО «НЭСК»)  
Юридический адрес: 350049, г. Краснодар, ул. Северная, 247

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»  
(ООО «Энергостандарт»)  
Юридический адрес: 123557, г. Москва, Большой Тишинский пер., д. 26, корп. 13-14, пом. XII, комн.3  
E-mail: [info@en-st.ru](mailto:info@en-st.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 26.07.2013г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «\_\_\_\_»\_\_\_\_\_2015 г.