

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для ГТП «МУП г. Сочи «Сочитеплоэнерго» (ПС 110/6 кВ Родниковая) (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «МУП г. Сочи «Сочитеплоэнерго» (ПС 110/6 кВ Родниковая))

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для ГТП «МУП г. Сочи «Сочитеплоэнерго» (ПС 110/6 кВ Родниковая) (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «МУП г. Сочи «Сочитеплоэнерго» (ПС 110/6 кВ Родниковая)) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

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-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005 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 АО «НЭСК» для ГТП «Сочи» и Центр сбора и обработки данных АО «НЭСК» (далее – ЦСОД АО «НЭСК»).

ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Сочи» включает в себя сервер опроса и сервер баз данных, устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав. № 1622), 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 АО «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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи через преобразователь интерфейсов поступает на входы соответствующего GSM-модема, далее по основному или резервному каналам связи стандарта GSM поступает в ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Сочи», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Из сервера базы данных ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Сочи» информация о результатах измерений активной и реактивной электроэнергии и «журналы событий» передаются в ЦСОД АО «НЭСК».

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Кубани» (Кубанское РДУ) и в 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 ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации времени УСВ-1, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемников. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC составляют не более $\pm 0,5$ с. Сервер, установленный в ЦСОД АО «НЭСК», и сервер, установленный в ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Сочи», периодически сравнивают свое системное время с соответствующим УСВ-1. Сличение часов каждого сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Сравнение показаний часов счетчиков и сервера, установленного в ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Сочи», производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и сервера ± 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 СОЕВ не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение на базе ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО 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 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrol-ogy.dll	Parse-Bin.dll	ParseIEC.dll	Parse-Modbus.dll	ParsePiramida.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									

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

Метрологические и технические характеристики

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

Номер ИК	Номер точки измерений на однолинейной схеме	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК*	
			ТТ	ТН	Счетчик			Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	147	ЩР 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ ВНС №2 «Макаренко»	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 53476 Зав. № 53469 Зав. № 53475	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0101073312	HP ProLiant DL360e Gen8 Зав. № CZJ42805NQ	Актив- ная	± 1,0	± 3,5
							Реактив- ная	± 2,1	± 7,6
2	148	ЩР 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ ВНС №2 «Макаренко»	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 32548 Зав. № 53459 Зав. № 53483	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805130388		Актив- ная	± 1,0	± 3,5
						Реактив- ная	± 2,1	± 5,9	
3	152	яч. РУ-6 кВ, РП-51 1 с.ш. 6 кВ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 6418 Зав. № 6827	НТМК-6 У4 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 484	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0804130888	Актив- ная	± 1,3	± 3,5	
						Реактив- ная	± 2,5	± 6,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	153	яч. РУ-6 кВ, РП-51 2 с.ш. 6 кВ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 61003 Зав. № 61845	НТМК-6 У4 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 337	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803135569	HP ProLiant DL360e Gen8 Зав. № CZJ42805NQ	Актив- ная	± 1,3	± 3,5
							Реактив- ная	± 2,5	± 6,0
5	156	РП-89 10/0,4 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ Т-1	ТЛК-10-6 У3 Кл.т. 0,5S 600/5 Зав. № 4021120000022 Зав. № 4021120000025 Зав. № 4021120000018	ЗНОЛП-10 У2 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 3003541 Зав. № 3003542 Зав. № 3002540	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803131457		Актив- ная	± 1,3	± 3,6
						Реактив- ная	± 2,5	± 6,0	
6	157	РП-89 10/0,4 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ Т-2	ТЛК-10-6 У3 Кл.т. 0,5S 600/5 Зав. № 4021120000038 Зав. № 4021120000016 Зав. № 4021120000023	ЗНОЛП-10 У2 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 3001902 Зав. № 3001903 Зав. № 3001904	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0107080090	Актив- ная	± 1,3	± 3,6	
						Реактив- ная	± 2,5	± 7,7	

*Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности указаны границы интервала (соответствующие вероятности 0,95) относительной погрешности измерения активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале усреднения 0,5 ч.

2 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

— параметры сети: напряжение (0,95 – 1,05) 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.

3 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

— параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока (0,01 (0,05) – 1,2) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

— температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;

— относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;

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

Для счетчиков электрической энергии:

— параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) $I_{Н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 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 до плюс 60 °С;

— относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;

— атмосферное давление от 70,0 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 15 до плюс 25 °С;

— относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;

— атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

4 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 (5) % $I_{ном} \cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 10°С до плюс 35°С.

5 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 АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

6 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 наработки на отказ не менее $T = 90\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- устройство синхронизации времени УСВ-1 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 113\ 060$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ 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 электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счётчика электрической энергии;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счётчика электрической энергии (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 114 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- сервер - 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 (АИИС КУЭ) АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для ГТП «МУП г. Сочи «Сочитеплоэнерго» (ПС 110/6 кВ Родниковая) (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «МУП г. Сочи «Сочитеплоэнерго» (ПС 110/6 кВ Родниковая)) 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 компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока	Т-0,66	29482-07	6
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	6
Трансформаторы тока	ТЛК-10-6	9143-01	6
Трансформаторы напряжения	НТМК-6 У4	323-49	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	23544-02	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ 4ТМ.03	27524-04	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	2
Сервер	HP ProLiant DL360e Gen8	—	1
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-формуляр	ЕКМН.466453.022-25.1 ФО	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 63011-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Независимая энерго-сбытовая компания Краснодарского края» для ГТП «МУП г. Сочи «Сочитеплоэнерго» (ПС 110/6 кВ Родниковая) (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «МУП г. Сочи «Сочитеплоэнерго» (ПС 110/6 кВ Родниковая)). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Рязанский ЦСМ» в ноябре 2015 г. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 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.

Перечень основных средств поверки:

- 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 со 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 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для ГТП «МУП г. Сочи «Сочитеплоэнерго» (ПС 110/6 кВ Родниковая) (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «МУП г. Сочи «Сочитеплоэнерго» (ПС 110/6 кВ Родниковая)). Руководство пользователя» ЕКМН.466453.022-25ИЗ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для ГТП «МУП г. Сочи «Сочитеплоэнерго» (ПС 110/6 кВ Родниковая) (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «МУП г. Сочи «Сочитеплоэнерго» (ПС 110/6 кВ Родниковая))

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.

Изготовитель

Акционерное общество «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» (АО «НЭСК»); ИНН 2308091759

Юридический адрес: 350049, г. Краснодар, ул. Северная, 247

Тел: (861) 216-83-01

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)

Юридический адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации метрологии и испытаний в Рязанской области» (ФБУ «Рязанский ЦСМ»)

Адрес: 390011, г. Рязань, Старообрядческий проезд, д. 5

Тел/факс: (4912)55-00-01 / 44-55-84; E-mail: asu@rcsm-ryazan.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Рязанский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311204 от 10.08.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.