

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Геленджик (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Геленджик»), вторая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Геленджик (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Геленджик»), вторая очередь (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 распределенной 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 электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83, 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70 (Зав.№ 01601, Зав.№ 01489) (далее – контроллер СИКОН С70), каналообразующую аппаратуру, устройства синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав.№ 1469, Зав.№ 689).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) состоит из двух центров сбора и обработки информации – ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Геленджик» и ЦСОД АО «НЭСК».

ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Геленджик» включает в себя сервер опроса ИВКЭ и сервер баз данных, устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав. № 1627), каналообразующую 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), каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех 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 счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы контроллеров СИКОН С70: ИК № 75, 78 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 01601), для ИК № 76, 77 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 01489), где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы по основному и резервному каналам сотовой связи стандарта GSM. Далее, по запросу ИВК, контроллеры СИКОН С70 передают запрашиваемую информацию на верхний уровень системы.

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

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ 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 счетчиков, контроллеры СИКОН С70 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 АО «НЭСК» и сервер, установленный ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Геленджик», периодически сравнивают свое системное время со временем с соответствующими УСВ-1. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Время часов контроллеров СИКОН С70 синхронизировано со временем соответствующих УСВ-1, сличение ежеминутное, погрешность синхронизации не более $\pm 0,1$ с. Сравнение показаний часов счетчиков и контроллеров СИКОН С70 производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и контроллеров СИКОН С70 не более ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки. Передача информации от ИВК до счетчиков электрической энергии и от контроллеров СИКОН С70 до счетчиков реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии, контроллеры СИКОН С70 и серверов 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 программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные признаки	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroNSI.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	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
75	ПС 110/35/10/6 кВ «Геленджик», 1 с.ш. 10 кВ, ГК-20	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 13339 Зав. № 15374 Зав. № 13238	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 1002603 Зав. № 1003914 Зав. № 1002602	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110053120	СИКОН С70 Зав. № 01601	НР ProLiant DL 380 G4 Зав. № GB8640 P6YT	Активная	±1,3	±3,5
							Реактивная	±2,5	±5,8
76	ПС 110/10 кВ «Тонкий Мыс», 1 с.ш. 10 кВ, ТМ-13	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 95 Зав. № 94	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3037	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0109051021	СИКОН С70 Зав. № 01489		Активная	±1,3	±3,5
							Реактивная	±2,5	±5,8
77	ПС 110/10 кВ «Тонкий Мыс», 4 с.ш. 10 кВ, ТМ-18	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 93 Зав. № 100	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3042	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110054039		Активная	±1,3	±3,5	
						Реактивная	±2,5	±5,8	
78	ПС 110/35/10/6 кВ «Геленджик», 1 с.ш. 6 кВ, ГК-19	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 24189 Зав. № 24401 Зав. № 28640	ЗНОЛП-6У2 Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 8015 Зав. № 8014 Зав. № 8011	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110051091	СИКОН С70 Зав. № 01601	Активная	±1,3	±3,5	
						Реактивная	±2,5	±5,8	

*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 $(50 \pm 0,2)$ 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 $(50 \pm 0,2)$ Гц;

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

- относительная влажность воздуха не более 98 % 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 $(50 \pm 0,2)$ 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 минус 10 до плюс 50 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

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

4 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $5\% I_{ном}$ $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 10 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 сервера, контроллеров СИКОН С70, 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;

- контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;

- 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 $t_{в} = 1$ 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 контроллера СИКОН С70:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и контроллера СИКОН С70;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- контроллера СИКОН С70;
- сервера.

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

- счетчика электрической энергии;
- контроллера СИКОН С70;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- контроллера СИКОН С70 (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:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 114 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;

- контроллер СИКОН С70 - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – 10 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 электроснабжения городских электросетей в границах города Геленджик (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Геленджик»), вторая очередь 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, шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	7069-79	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	25433-08	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-10	23544-07	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	20186-05	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-6У2	23544-07	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	4
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	4
Сервер	HP ProLiant DL 380 G4	—	3
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-формуляр	17254302. 384106.002.ФО	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 63417-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Геленджик (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Геленджик»), вторая очередь. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в феврале 2016 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, согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «10» сентября 2004 г.;
- контроллеров СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.00 И1», утвержденному ВНИИМС в 2005 году;

- 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 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 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Геленджик (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Геленджик»), вторая очередь. Руководство пользователя» 17254302.384106.002.ИЗ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Геленджик (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Геленджик»), вторая очередь

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

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго») ИНН 7707798605
Юридический адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1
Тел.: (499) 917-03-54

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ»)

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

Тел./факс: (4712) 53-67-74; E-mail: kcsms@sovtest.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30048-11 от 15.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ___ » _____ 2016 г.