

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 Усть-Лабинск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Усть-Лабинск»)

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 Усть-Лабинск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Усть-Лабинск») (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 комплекс (ИИК), включающий 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 Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70 (Зав.№ 05887, Зав.№ 05886, Зав.№ 05889, Зав.№ 01292, Зав.№ 05891, Зав.№ 01705, Зав.№ 01477) (далее – контроллер СИКОН С70), каналообразующую аппаратуру, устройства синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав.№ 608, Зав.№ 644, Зав.№ 697, Зав.№ 657, Зав.№ 705, Зав.№ 599, Зав.№ 528) и программное обеспечение (далее – ПО).

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

ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Усть-Лабинск» включает в себя сервер опроса ИВКЭ и сервер баз данных, устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав. № 732), 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 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), 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для измерительных каналов (далее – ИК) № 1-12, 17-29 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы контроллеров СИКОН С70: для измерительных каналов (далее - ИК) № 1-3 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 05887), для ИК № 4-7 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 05886), для ИК № 8-12 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 05889), для ИК № 17-18 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 01292), для ИК № 19-20 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 05891), для ИК № 21-26 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 01705), для ИК № 27-29 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 01477), 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, а также отображение информации по подключенным к контроллерам СИКОН С70 устройствам. Далее, по запросу ИВК, контроллеры СИКОН С70 передают запрашиваемую информацию на верхний уровень системы по сотовым каналам связи стандарта GSM.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на преобразователь MOXA, после чего сигнал передается на GSM-коммуникаторы, далее по сотовым каналам связи стандарта GSM поступает непосредственно в ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Усть-Лабинск», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

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 ОАО «НЭСК» для ГТП «Усть-Лабинск», 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 и 80030 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, контроллеры СИКОН С70 и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации времени УСВ-1, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам поверки 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 опроса ИВКЭ, установленный в ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Усть-Лабинск», периодически сравнивает свое системное время со време-

нем в 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 УСВ-1, сличение ежеминутное, погрешность синхронизации не более $\pm 0,1$ с. Сравнение показаний часов счетчиков и контроллеров СИКОН С70 (или ИВК для ИК № 13-16, 30) производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и контроллеров СИКОН С70 (или ИВК для ИК № 13-16, 30) ± 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 ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, контроллера СИКОН С70 и сервера 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 АИИС КУЭ ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Усть-Лабинск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Усть-Лабинск») 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

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
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	d79874d10fc2b156a0 fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3c cea41b548d2c83	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
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	ParsePiramide.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», 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, 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.

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, 2-го и 3-го уровня измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го, 2-го и 3-го уровня ИК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Усть-Лабинск» и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Номер точки измерений на однолинейной схеме	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС 35/10 кВ «АГНКС»									
1	1	Яч. «АС-1», 1 с.ш. 10 кВ	ТЛМ-10-2У3 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 5037 Зав. № 5411	НАМИТ-10 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 0071	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0811120506	СИКОН С70 Зав. № 05887	Ак- тивная	±1,3	±3,6
							Реак- тивная	±2,5	±6,1
2	2	Яч. «АС-4», 2 с.ш. 10 кВ	ТЛМ-10-2У3 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 2465 Зав. № 2459	НАЛИ-СЭЩ- 10-3 У2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 01188- 12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0109050235		Ак- тивная	±1,3	±3,6
						Реак- тивная	±2,5	±6,1	
3	3	Яч. «АС-8», 2 с.ш. 10 кВ	ТЛО-10-3 У3 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 6491 Зав. № 6492	НАЛИ-СЭЩ- 10-3 У2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 01188- 12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0803103619	Ак- тивная	±1,3	±3,6	
						Реак- тивная	±2,5	±6,1	
ПС 35/10 кВ «Усть-Лабинская II»									
4	4	Яч. «УВ-1», 1 с.ш. 10 кВ	ТОЛ-10-У2.1 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 123 Зав. № 188	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√ 3 Зав. № 6741 Зав. № 8813 Зав. № 8743	СЭТ- 4ТМ.03М.09 0,5S/1,0 Зав. № 0111050103	СИКОН С70 Зав. № 05886	Ак- тивная	±1,3	±3,6
							Реак- тивная	±2,5	±6,1
5	5	Яч. «УВ-3», 1 с.ш. 10 кВ	ТОЛ-10-1У2 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 5570 Зав. № 5519	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√ 3 Зав. № 6741 Зав. № 8813 Зав. № 8743	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110055135		Ак- тивная	±1,3	±3,6
							Реак- тивная	±2,5	±6,1
6	6	Яч. «УВ-4», 2 с.ш. 10 кВ	ТПЛ-10-МУ2 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 1465 Зав. № 1466	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3338	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0111050062		Ак- тивная	±1,3	±3,6
							Реак- тивная	±2,5	±6,1
7	7	Яч. «УВ-6», 2 с.ш. 10 кВ	ТПЛ-10-М1-У2 Кл.т. 0,5S 100/5 Зав. № 11314 Зав. № 11313	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3338	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0104082351		Ак- тивная	±1,3	±3,7
						Реак- тивная	±2,5	±6,2	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС 35/10 кВ «Сельхозтехника»									
8	8	Яч. «СТ-3», 1 с.ш. 10 кВ	ТПЛ-10-М-1У2 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 11374 Зав. № 11375	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1979	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110053052	СИКОН С70 Зав. № 05889	Ак- тивная	±1,3	±3,6
							Реак- тивная	±2,5	±6,1
9	9	Яч. «СТ-5», 1 с.ш. 10 кВ	ТПЛ-10-М1-У2 Кл.т. 0,5S 50/5 Зав. № 11286 Зав. № 11198	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1979	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110055063		Ак- тивная	±1,3	±3,7
							Реак- тивная	±2,5	±6,2
10	10	Яч. «СТ-7», 1 с.ш. 10 кВ	ТПЛ-10-У2 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 5711 Зав. № 2216	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1979	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110062208		Ак- тивная	±1,3	±3,6
						Реак- тивная	±2,5	±6,1	
11	11	Яч. «СТ-4», 2 с.ш. 10 кВ	ТПЛ-10-М- У2 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 1755 Зав. № 1468	НТМИ-10-66 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 7105	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110053033	Ак- тивная	±1,3	±3,6	
						Реак- тивная	±2,5	±6,1	
12	12	Яч. «СТ-8», 2 с.ш. 10 кВ	ТПЛ-10-У2 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 11406 Зав. № 11407	НТМИ-10-66 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 7105	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0111060028	Ак- тивная	±1,3	±3,6	
						Реак- тивная	±2,5	±6,1	
ТП 100 10/0,4 кВ									
13	13	ТП 100	ТШП-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 8115877 Зав. № 8114914 Зав. № 8112681	—	СЭТ- 4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0108073385	HP DL 380 G4 Зав. № GB8640P 6VK	Ак- тивная	±1,0	±3,6
						Реак- тивная	±2,1	±8,1	
ТП 124 10/0,4 кВ									
14	14	ТП 124	ТШП-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 8116583 Зав. № 8116567 Зав. № 8114879	—	СЭТ- 4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0103076040	HP DL 380 G4 Зав. № GB8640P 6VK	Ак- тивная	±1,0	±3,6
						Реак- тивная	±2,1	±8,1	
ТП 183 10/0,4 кВ									
15	58	ТП 183	ТТИ-А Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № А17370 Зав. № А17365 Зав. № А17371	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN 0,5S/1,0 Зав. № 09312363	HP DL 380 G4 Зав. № GB8640P 6VK	Ак- тивная	±1,0	±3,5
						Реак- тивная	±2,1	±6,0	
РПУ 10 кВ									
16	15	РПУ-3	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 75/5 Зав. № 31205 Зав. № 6291	ЗНОЛ.06-10 У3 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√ 3 Зав. № 8785 Зав. № 8606 Зав. № 7479	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0111050106	HP DL 380 G4 Зав. № GB8640P 6VK	Ак- тивная	±1,3	±3,6
						Реак- тивная	±2,5	±6,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ПС 35/10 кВ «Откормбаза»										
17	18	Яч. «ОБ-9», с.ш. 10 кВ	ТПЛ-10-М-У2 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 6805 Зав. № 6785	ЗНОЛ.06-10 У3 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√ 3 Зав. № 8730 Зав. № 8764 Зав. № 8652	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0111050225	СИКОН С70 Зав. № 01292	Ак- тивная	±1,3	±3,6	
							Реак- тивная	±2,5	±6,1	
18	19	Яч. «ОБ-11», с.ш. 10 кВ	ТОЛ-10-1-7-У2 Кл.т. 0,5S 50/5 Зав. № 20043 Зав. № 20042	ЗНОЛ.06-10 У3 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√ 3 Зав. № 8730 Зав. № 8764 Зав. № 8652	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0111054160		Ак- тивная	±1,3	±3,7	
							Реак- тивная	±2,5	±6,2	
ПС 35/10 кВ «Завод сухой сыворотки»										
19	27	Яч. «ЗС-3», 1 с.ш. 10 кВ	ТВК-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 14031 Зав. № 12522	НТМИ-10-66 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 7005	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110051067	СИКОН С70 Зав. № 05891	Ак- тивная	±1,3	±3,6	
							Реак- тивная	±2,5	±6,0	
20	28	Яч. «ЗС-5», 1 с.ш. 10 кВ	ТВК-10 Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 17916 Зав. № 04001	НТМИ-10-66 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 7005	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0109050044		Ак- тивная	±1,3	±3,6	
							Реак- тивная	±2,5	±6,0	
ПС 110/35/10 кВ «Кореновская Центральная»										
21	29	Яч. «КЦ-1», 1 с.ш. 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10- 21 У2 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 01561 Зав. № 02579 Зав. № 02514	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2798	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 104085532	СИКОН С70 Зав. № 01705	Ак- тивная	±1,3	±3,6	
							Реак- тивная	±2,5	±6,0	
22	30	Яч. «КЦ-2», 2 с.ш. 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10- 21 У2 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 15605 Зав. № 15546 Зав. № 15316	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2851	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108066233			Ак- тивная	±1,3	±3,6
							Реак- тивная	±2,5	±6,0	
23	31	Яч. «КЦ-3», 1 с.ш. 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10- 21 У2 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 02641 Зав. № 02614 Зав. № 02569	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2798	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0109065020		Ак- тивная	±1,3	±3,6	
							Реак- тивная	±2,5	±6,0	
24	32	Яч. «КЦ-5», 1 с.ш. 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10- 21 У2 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 14885 Зав. № 14827 Зав. № 14832	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2798	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110054141		Ак- тивная	±1,3	±3,6	
							Реак- тивная	±2,5	±6,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
25	33	Яч. «КЦ-12», 2 с.ш. 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 15958 Зав. № 15942 Зав. № 15943	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2851	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 109060103	СИКОН С70 Зав. № 01705	Ак- тивная	±1,3	±3,6
							Реак- тивная	±2,5	±6,0
26	34	Яч. «КЦ-13», 1 с.ш. 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 16099 Зав. № 15791 Зав. № 15754	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2798	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110061218		Ак- тивная	±1,3	±3,6
							Реак- тивная	±2,5	±6,0
ПС 35/6 кВ «Кореновская городская»									
27	35	Яч. «КГ-1», 1 с.ш. 6 кВ	ТОЛ-10 У2 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 975 Зав. № 976	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 512	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0109061102	СИКОН С70 Зав. № 01477	Ак- тивная	±1,3	±3,6
							Реак- тивная	±2,5	±6,0
28	36	Яч. «КГ-2», 2 с.ш. 6 кВ	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 1445 Зав. № 1490	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ТТРС	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110053090		Ак- тивная	±1,3	±3,6
						Реак- тивная	±2,5	±6,0	
29	37	Яч. «КГ-6», 2 с.ш. 6 кВ	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 983 Зав. № 1773	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ТТРС	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110054089		Ак- тивная	±1,3	±3,6
							Реак- тивная	±2,5	±6,0
ТП-131 10/0,4 кВ									
30	56	ТП-131	ТШП-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 600/5 Зав. № 0158033 Зав. № 0175971 Зав. № 0177692	—	СЭТ-4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0110068072	HP DL 380 G4 Зав. № GB8640P 6VK	Ак- тивная	±1,0	±3,6
							Реак- тивная	±2,1	±8,1

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_н; ток (1,0 – 1,2) I_н; cos ϕ = 0,9_{инд.}; частота (50 ± 0,2) Гц;
 - температура окружающей среды: (23±2) °С;
- 5 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 ϕ (sin ϕ) 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 35 °С;
 - атмосферное давление от 84,0 кПа 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 cosφ (sinφ) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота – (50 ± 0,2) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 60 °С;
- относительная влажность воздуха не более 90 % при 30 °С;
- атмосферное давление от 84,0 кПа 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 кПа до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для 2(5)% I_{ном} cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 15°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 контроллеров СИКОН С70 и УСВ-1 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» 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.03М – среднее время наработки на отказ не менее T = 140 000 ч, среднее время восстановления работоспособности t_в = 2 ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее T = 90 000 ч, среднее время восстановления работоспособности t_в = 2 ч;
- контроллер сетевой индустриальный «СИКОН С70» - среднее время наработки на отказ не менее T = 70 000 ч, среднее время восстановления работоспособности t_в = 2 ч;
- устройство синхронизации времени УСВ-1 - среднее время наработки на отказ не менее T = 35 000 ч, среднее время восстановления работоспособности t_в = 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 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 контроллера СИКОН С70:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения на счетчике;

- коррекции времени в счетчике и контроллере СИКОН С70;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - контроллера СИКОН С70;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - контроллера СИКОН С70;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- контроллерах СИКОН С70;
- 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;
- контроллер СИКОН С70 - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 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

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 Усть-Лабинск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Усть-Лабинск») 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
1	2	3	4
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-69	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	25433-08	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	15128-96	2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	15128-03	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	7069-02	8
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	22192-03	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	22192-07	8
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	15173-06	9
Трансформаторы тока измерительные на напряжение 0,66 кВ	ТТИ	28139-04	3
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2363-68	2
Трансформаторы тока	ТВК-10	8913-82	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	18
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-02	1
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ	51621-12	1
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	3344-04	9
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	831-69	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	831-53	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	15
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	14
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	23345-07	1
Контроллеры сетевые индустриальные	СИКОН С70	28822-05	7
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	9
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 58057-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энерго-сбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Усть-Лабинск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Усть-Лабинск»). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июле 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документам «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;
- счетчика СЭТ-4ТМ.03 – по документам «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ. Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки» ИЛГШ.411152.124РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «10» сентября 2004 г.;
- счетчика Меркурий 230 – по документам «Методика поверки» АВЛГ.411152.021 РЭ1, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «21» мая 2007 г.;
- СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.00 И1», утвержденному ВНИИМС в 2005 году;
- УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» «15» декабря 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 + 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 Усть-Лабинск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Усть-Лабинск»), 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 Усть-Лабинск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Усть-Лабинск»)

1. ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
3. 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 и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ЭнергоПромСервис»
(ЗАО «ЭнергоПромСервис»)
Юридический адрес: 620062, г. Екатеринбург, проспект Ленина, 101/2, офис 300.
Почтовый адрес: 620137, г. Екатеринбург, а/я 99.
Тел.: (343) 220-78-20
Факс: (343) 220-78-22

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»
(ООО «Энергостандарт»)
Юридический адрес: 123056 г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42
Тел.: 8(495) 640-96-09
E-mail: info@en-st.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___»_____2014 г.