

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 Кропоткин (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Кропоткин»)

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 Кропоткин (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Кропоткин») (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 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.№ 05894, Зав.№ 01315) (далее – контроллер СИКОН С70), каналообразующую аппаратуру, устройства синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав.№ 1263, Зав.№ 1264), программное обеспечение (далее – ПО).

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

ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Кропоткин» включает в себя сервер опроса ИВКЭ и сервер баз данных, устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав. № 712), 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.

Для ИК № 6-23 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы контроллеров СИКОН С70: ИК № 6-8, 15-20 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 05894), для ИК № 9-14, 21-23 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 01315), 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 МОХА, после чего сигнал передается на GSM-модем, далее по сотовым каналам связи стандарта GSM поступает непосредственно в ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Кропоткин».

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 «Кропоткин», 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 уровень 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 «Кропоткин», 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 (или ИВК для ИК № 1-5) производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректиров-

ка осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и контроллеров СИКОН С70 (или ИВК для ИК № 1-5) ± 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 счетчика электроэнергии, УСПД 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	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroN SI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132fa	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, 2-го и 3-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	УСПД			Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1	КРУН-5 6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 43 559 Зав. № 43 558	ЗНОЛП-6У2 Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 4002913 Зав. № 4002890 Зав. № 4002966	СЭТ-4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812142525	—	HP DL 380 G4 Зав. № GB8640 P6VT	Активная	±1,3	±3,5
								Реактивная	±2,5	±6,0
2	2	КРУН-3 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 05258-14 Зав. № 05259-14	ЗНОЛП-6У2 Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 4001849 Зав. № 4001847 Зав. № 4001848	СЭТ-4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812142123	—		Активная	±1,3	±3,6
							Реактивная	±2,5	±6,0	
3	3	КРУН-4 6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 43 560 Зав. № 43 563	ЗНОЛП-6У2 Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 4004105 Зав. № 4004046 Зав. № 4004083	СЭТ-4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812142511	—	Активная	±1,3	±3,5	
							Реактивная	±2,5	±6,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	5	КРУН-1 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 38624-13 Зав. № 38623-13	ЗНОЛП-6У2 Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 4003278 Зав. № 4003274 Зав. № 4003241	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812142115	—	НР DL 380 G4 Зав. № GB8640 P6VT	Актив- ная	±1,3	±3,6
5	8	КРУН-2 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 14-44227 Зав. № 14-44228	ЗНОЛП-6У2 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√ 3 Зав. № 4000088 Зав. № 4000092 Зав. № 4000104	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812142475	—		Актив- ная	±1,3	±3,5
6	12	ПС 110/6 "Ра- дуга", Т-1, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S 1500/5 Зав. № 2904150000001 Зав. № 2904150000002 Зав. № 2904150000003	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 896	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812142035	СИКОН С70 Зав. № 05894		Актив- ная	±1,3	±3,6
7	13	ПС 110/6 "Ра- дуга", Т-1, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S 1500/5 Зав. № 2904150000004 Зав. № 2904150000005 Зав. № 2904150000006	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ППРСВ	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812142476			Реак- тивная	±2,5	±6,0
8	54	ПС 110/6 "Ра- дуга", ТСН, РУ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 4111664 Зав. № 4111670 Зав. № 4112491	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 0,5S/1,0 Зав. № 0812140191	СИКОН С70 Зав. № 05894	НР DL 380 G4 Зав. № GB8640 P6VT	Актив- ная	±1,0	±3,4
								Реак- тивная	±2,1	±5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
9	55	ГПП 110/6 кВ "Химзавод", Т-1, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав. № 1055 Зав. № 4892	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 3630	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0802146206	СИКОН С70 Зав. № 01315		Актив- ная	±1,3	±3,5	
									Реак- тивная	±2,5	±6,0
10	56	ГПП 110/6 кВ "Химзавод", Т-2, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав. № б/н Зав. № б/н	НТМИ-6-66 УЗ Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ВСЛК	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812142013			Актив- ная	±1,3	±3,5	
								Реак- тивная	±2,5	±6,0	
11	57	ГПП 110/6 кВ "Химзавод", Т-1, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав. № 2320 Зав. № 506	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 10328	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812142532	Актив- ная	±1,3	±3,5			
						Реак- тивная	±2,5	±6,0			
12	58	ГПП 110/6 кВ "Химзавод", Т-2, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав. № 2309 Зав. № 2312	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 10319	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812143394	Актив- ная	±1,3	±3,5			
						Реак- тивная	±2,5	±6,0			
13	31	ГПП 110/6 кВ «Химзавод», 4 с.ш. 6 кВ, яч. №14	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 9773 Зав. № 9505	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 10319	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0120070868	СИКОН С70 Зав. № 01315	НР DL 380 G4 Зав. № GB8640 P6VT	Актив- ная	±1,3	±3,5	
								Реак- тивная	±2,5	±5,8	
14	32	ГПП 110/6 кВ «Химзавод», 3 с.ш. 6 кВ, яч. №50	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 9502 Зав. № 9503	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 10328	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0120072470	Актив- ная	±1,3	±3,5			
						Реак- тивная	±2,5	±5,8			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15	46	ПС 110/6 кВ "Радуга", 1 с.ш. 6 кВ, КРУН 6 кВ, яч. "РА-3"	ТЛМ-10-2 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 7643 Зав. № 9080	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 896	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108071870	СИКОН С70 Зав. № 05894		Актив- ная	±1,3	±3,5
16	47	ПС 110/6 кВ "Радуга", 1 с.ш. 6 кВ, КРУН 6 кВ, яч. "РА-7"	ТЛМ-10-2 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 0191 Зав. № 9096		СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110063011			Актив- ная	±1,3	±3,5
17	48	ПС 110/6 кВ "Радуга", 3 с.ш. 6 кВ, КРУН 6 кВ, яч. "РА-11"	ТЛМ-10-2 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 9092 Зав. № 0195		НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ППРСВ			СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110062121	Актив- ная	±1,3
18	49	ПС 110/6 кВ "Радуга", 3 с.ш. 6 кВ, КРУН 6 кВ, яч. "РА-13"	ТЛМ-10-2 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 4791 Зав. № 0124	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ППРСВ	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110062024	СИКОН С70 Зав. № 05894	НР DL 380 G4 Зав. № GB8640 P6VT	Актив- ная	±1,3	±3,5
19	50	ПС 110/6 кВ "Радуга", 3 с.ш. 6 кВ, КРУН 6 кВ, яч. "РА-17"	ТЛМ-10-2 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 0138 Зав. № 0159		СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108071919			Актив- ная	±1,3	±3,5
20	51	ПС 110/6 кВ "Радуга", 3 с.ш. 6 кВ, КРУН 6 кВ, яч. "РА-21"	ТЛМ-10-2 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 0345 Зав. № 0155		СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110062160			Актив- ная	±1,3	±3,5
								Реак- тивная	±2,5	±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
21	14	ГПП 110/6 кВ «Химзавод», 2 с.ш. 6 кВ, яч. №69	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 29412 Зав. № 14653	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ВСЛК	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108072057	СИКОН С70 Зав. № 01315		Актив- ная	±1,3	±3,5
					СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0109065049				Реак- тивная	±2,5
22	15	ГПП 110/6 кВ «Химзавод», 2 с.ш. 6 кВ, яч. №31	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 20146 Зав. № 66761					Актив- ная	±1,3	±3,5
								Реак- тивная	±2,5	±5,8
23	16	ГПП 110/6 кВ «Химзавод», 2 с.ш. 6 кВ, яч. №39	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 29620 Зав. № 29621	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ВСЛК	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0120072461	СИКОН С70 Зав. № 01315	НР DL 380 G4 Зав. № GB8640 P6VT	Актив- ная	±1,3	±3,5
								Реак- тивная	±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 ± 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 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 ± 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 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 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;

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\ 000$ 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 $t_v = 1$ 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 контроллера СИКОН С70:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и контроллере СИКОН С70;
- 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;
- контроллера СИКОН С70;
- сервера.

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

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

Возможность коррекции времени в:

- счётчика электрической энергии (функция автоматизирована);
- контроллерах 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:

- электросчетчик - 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 Кропоткин (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Кропоткин») 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	ТЛО-10	25433-11	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-11	4
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ	58720-14	6
Трансформаторы тока шинные	ТШП	47957-11	3
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	1423-60	8
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-69	16
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	1856-63	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	7069-79	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-6У2	23544-07	15
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	11
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	4
Сервер	HP DL 380 G4	—	3
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-формуляр	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 62567-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Кропоткин (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Кропоткин»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 16 ноября 2015 г.

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.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 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%.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

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 Кропоткин (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Кропоткин»). Руководство пользователя» 17254302.384106.001.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 Кропоткин (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Кропоткин»)

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»)

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

Тел.: (499) 917-03-54

ИНН 7707798605

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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2015 г.