

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 Анапа (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Анапа»)

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 Анапа (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Анапа») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-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 индустриальные СИКОН С70 (Зав.№ 05533, Зав.№ 01447, Зав.№ 05359, Зав.№ 01625, Зав.№ 04041) (далее – контроллер СИКОН С70), каналообразующую аппаратуру, устройства синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав.№ 598, Зав.№ 603, Зав.№ 529, Зав.№ 605) и устройство синхронизации системного времени на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-2 (Зав.№ 2034), 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 «Анапа» и ЦСОД ОАО «НЭСК».

ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Анапа» включает в себя сервер опроса ИВКЭ и баз данных, устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав. № 710), 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 ИК № 1-36 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы контроллеров СИКОН С70: ИК № 1-12 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 05533), для ИК № 13-20 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 01447), для ИК № 21-24 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 05359), для ИК № 25-31 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 01625), для ИК № 32-36 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 04041), 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 ТСС-100I, после чего сигнал передается на GSM-модем, далее по сотовым каналам связи стандарта GSM поступает непосредственно в ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Анапа», 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 «Анапа», информация о результатах измерений активной и реактивной электроэнергии и «журналы событий» передаются в Центр сбора и обработки данных ОАО «НЭСК» (ЦСОД ОАО «НЭСК»).

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, контроллеры СИКОН С70 и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации времени УСВ-1 и УСВ-2, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника (или ГЛОНАСС/GPS для УСВ-2). Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC для УСВ-1 не более $\pm 0,5$ с. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц по сигналам от встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS к шкале координированного времени UTC для УСВ-2 не более ± 10 мкс. Сервер БД, установленный в ЦСОД ОАО «НЭСК» и сервер, установленный ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Анапа», периоди-

чески сравнивают свое системное время со временем в соответствующих 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 и УСВ-2, сличение ежеминутное, погрешность синхронизации не более $\pm 0,1$ с. Сравнение показаний часов счетчиков и контроллеров СИКОН С70 (или ИВК для ИК № 37-40) 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 № 37-40) ± 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 часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. 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 - Метрологические значимые модули ПО

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

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го, 2-го и 3-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го, 2-го и 3-го уровней ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Но- мер ИК	Номер точки измерений на од- ноли- нейной схеме	Наименова- ние объекта	Измерительные компоненты				Вид элек- тро- энер- гии	Метрологиче- ские характе- ристики ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ (ИВК)		Ос- новная по- греш- ность, %	По- греш- ность в ра- бочих усло- виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	ПС 110/35/10/6 кВ "Джеме- те", КРУН 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 11 (ДМ-4)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 14631 Зав. № 14526	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2262	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0810120231	СИ- КОН С70 Зав. № 05533	Ак- тив- ная	±1,3	±3,6
							Реак- тив- ная	±2,5	±6,0
2	2	ПС 110/35/10/6 кВ "Джеме- те", КРУН 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.32 (ДМ-10)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 29143 Зав. № 29157	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2230	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0810121457		Ак- тив- ная	±1,3	±3,6
						Реак- тив- ная	±2,5	±6,0	
3	3	ПС 110/35/10/6 кВ "Джеме- те", КРУН 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.16 (ДМ-12)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 29193 Зав. № 29188	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2262	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0810121366	Ак- тив- ная	±1,3	±3,6	
						Реак- тив- ная	±2,5	±6,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	4	ПС 110/35/10/6 кВ "Джемете", КРУН 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.10 (ДМ-14)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 29053 Зав. № 29134	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2262	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110063155	СИ- КОН С70 Зав. № 05533	Ак- тив- ная	±1,3	±3,6
							Реак- тив- ная	±2,5	±7,7
5	5	ПС 110/35/10/6 кВ "Джемете", КРУН 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.14 (ДМ-16)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 29177 Зав. № 29394	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2230	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0804141958		Ак- тив- ная	±1,3	±3,6
							Реак- тив- ная	±2,5	±6,0
6	6	ПС 110/35/10/6 кВ "Джемете", КРУН 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.22 (ДМ-22)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 29074 Зав. № 29069	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2230	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0810110623		Ак- тив- ная	±1,3	±3,6
							Реак- тив- ная	±2,5	±6,0
7	7	ПС 110/35/10/6 кВ "Джемете", КРУН 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.7 (ДМ-5)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 14321 Зав. № 14351	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2262	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110055013		Ак- тив- ная	±1,3	±3,6
							Реак- тив- ная	±2,5	±7,7
8	8	ПС 110/35/10/6 кВ "Джемете", КРУН 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.5 (ДМ-3)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 29109 Зав. № 29108	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2262	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0810120192	Ак- тив- ная	±1,3	±3,6	
						Реак- тив- ная	±2,5	±6,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	9	ПС 110/35/10/6 кВ "Джем- те", КРУН 10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.42 (ДМ-42)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 07897-13 Зав. № 07774-13 Зав. № 07782-13	НОЛ- СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/ 100:√3 Зав. № 00212-13 Зав. № 00213-13 Зав. № 00214-13	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110062140	СИ- КОН С70 Зав. № 05533	Ак- тив- ная	±1,3	±3,6
10	10	ПС 110/35/10/6 кВ "Джем- те", КРУН 10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.31 (ДМ-31)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 39514-12 Зав. № 39575-12 Зав. № 42296-12	НОЛ- СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/ 100:√3 Зав. № 00234-13 Зав. № 00235-13 Зав. № 00236-13	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110062090		Ак- тив- ная	±1,3	±3,6
11	44	ПС 110/35/10/6 кВ "Джем- те", КРУН 10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.35 (ДМ-35)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 07899-13 Зав. № 07624-13 Зав. № 06656-13	СЭТ- 4ТМ.03М 0,5S/1,0 Зав. № 0822126927	Ак- тив- ная		±1,3	±3,6	
12	45	ПС 110/35/10/6 кВ "Джем- те", КРУН 10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.40 (ДМ-40)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 07735-13 Зав. № 07599-13 Зав. № 06568-13	НОЛ- СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/ 100:√3 Зав. № 00212-13 Зав. № 00213-13 Зав. № 00214-13	СЭТ- 4ТМ.03М 0,5S/1,0 Зав. № 0822126689		Ак- тив- ная	±1,3	±3,6
							Реак- тив- ная	±2,5	±7,7
							Реак- тив- ная	±2,5	±7,7
							Реак- тив- ная	±2,5	±6,0
							Реак- тив- ная	±2,5	±6,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	11	ПС 35/10 кВ "Пионер- ская", КРУН 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.4 (ПН-4)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 1263 Зав. № 1477	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1442	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0805121901	СИ- КОН С70 Зав. № 01447	Ак- тив- ная	±1,3	±3,5
							Реак- тив- ная	±2,5	±6,0
14	12	ПС 35/10 кВ "Пионер- ская", КРУН 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.12 (ПН-12)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 1349 Зав. № 1319	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1442	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0109068180		Ак- тив- ная	±1,3	±3,5
							Реак- тив- ная	±2,5	±5,8
15	13	ПС 35/10 кВ "Пионер- ская", КРУН 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.8 (ПН-48)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 1318 Зав. № 1631	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1442	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0109068029		Ак- тив- ная	±1,3	±3,5
							Реак- тив- ная	±2,5	±5,8
16	14	ПС 35/10 кВ "Пионер- ская", КРУН 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.14 (ПН- 14)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 100/5 Зав. № 1348 Зав. № 1288	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1442	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0120072408	Ак- тив- ная	±1,3	±3,6	
						Реак- тив- ная	±2,5	±7,7	
17	15	ПС 35/10 кВ "Пионер- ская", КРУН 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 7 (ПН-7)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 1569 Зав. № 1290	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3368	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0109060002	Ак- тив- ная	±1,3	±3,5	
						Реак- тив- ная	±2,5	±5,8	
18	16	ПС 35/10 кВ "Пионер- ская", КРУН 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.13 (ПН-13)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 100/5 Зав. № 1231 Зав. № 1289	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3368	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0804140876	Ак- тив- ная	±1,3	±3,6	
						Реак- тив- ная	±2,5	±6,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	17	ПС 35/10 кВ "Пионер- ская", КРУН 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.21 (ПН- 21)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 7508 Зав. № 7510	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3368	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110062015	СИ- КОН С70 Зав. № 01447	Ак- тив- ная	±1,3	±3,6
							Реак- тив- ная	±2,5	±7,7
20	18	ПС 35/10 кВ "Пионер- ская", КРУН 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 17 (ПН-17)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 100/5 Зав. № 1232 Зав. № 1229	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3368	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110062008		Ак- тив- ная	±1,3	±3,6
							Реак- тив- ная	±2,5	±7,7
21	19	ПС 110/35/10 кВ "Джигин- ская", РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.10 (ДГ-10)	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 34871 Зав. № 8070	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 4163	СЭТ- 4ТМ.03М 0,5S/1,0 Зав. № 0812080776		Ак- тив- ная	±1,3	±3,6
							Реак- тив- ная	±2,5	±6,0
22	20	ПС 110/35/10 кВ "Джигин- ская", РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.3 (ДГ- 3)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 11439 Зав. № 11438	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2642	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0104085342	СИ- КОН С70 Зав. № 05359	Ак- тив- ная	±1,3	±3,5
							Реак- тив- ная	±2,5	±5,8
23	21	ПС 110/35/10 кВ "Джигин- ская", РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.7 (ДГ- 7)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 150/5 Зав. № 11227 Зав. № 11254	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2642	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0109068217		Ак- тив- ная	±1,3	±3,6
							Реак- тив- ная	±2,5	±7,7
24	22	ПС 110/35/10 кВ "Джигин- ская", РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.2 (ДГ- 2)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 1568 Зав. № 1230	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 4163	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0810120261		Ак- тив- ная	±1,3	±3,5
							Реак- тив- ная	±2,5	±6,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
25	23	ПС 110/35/10 кВ "Анапская", РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.9 (АП-9)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 05619-13 Зав. № 05618-13 Зав. № 05616-13	НОЛ- СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/ 100:√3 Зав. № 00059-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0811120675		Ак- тив- ная Реак- тив- ная	±1,3 ±2,5	±3,6 ±6,0
26	24	ПС 110/35/10 кВ "Анапская", РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.7 (АП-7)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 43124-12 Зав. № 05617-13 Зав. № 05362-13	Зав. № 00060-13 Зав. № 00061-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0811120417	СИ- КОН С70 Зав. № 01625	Ак- тив- ная Реак- тив- ная	±1,3 ±2,5	±3,6 ±6,0
27	25	ПС 110/35/10 кВ "Анапская", РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.4 (АП-4)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 41340-12 Зав. № 05638-13 Зав. № 05640-13	НОЛ- СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/ 100:√3 Зав. № 04229-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0807125798		Ак- тив- ная Реак- тив- ная	±1,3 ±2,5	±3,6 ±6,0
28	26	ПС 110/35/10 кВ "Анапская", РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.10 (АП- 10)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 04005-13 Зав. № 04000-13 Зав. № 03909-13	Зав. № 04230-12 Зав. № 04231-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0811121261		Ак- тив- ная Реак- тив- ная	±1,3 ±2,5	±3,6 ±6,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
29	27	ПС 110/35/10 кВ "Анапская", РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.12 (АП- 12)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 13014-11 Зав. № 13069-11 Зав. № 10975-11	НОЛ- СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/ 100:√3 Зав. № 04229-12 Зав. № 04230-12 Зав. № 04231-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812123235	СИ- КОН С70 Зав. № 01625	Ак- тив- ная	±1,3	±3,6
30	28	ПС 110/35/10 кВ "Анапская", РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.14 (АП- 14)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 12777-11 Зав. № 10980-11 Зав. № 11394-11		СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812123576		Ак- тив- ная	±1,3	±3,6
31	29	ПС 110/35/10 кВ "Анапская", РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.20 (АП- 20)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 29444-12 Зав. № 40768-12 Зав. № 39235-12		СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0810127454		Ак- тив- ная	±1,3	±3,6
32	30	ПС 35/6 кВ "Анапа", РУ-6 кВ, 1, 2 с.ш. 6 кВ, яч.15 (АН-15)	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 14229 Зав. № 18734	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2521 Зав. № 2293 Зав. № 2532	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110063065	СИ- КОН С70 Зав. № 04041	Ак- тив- ная	±1,3	±3,5
33	31	ПС 35/6 кВ "Анапа", РУ-6 кВ, 1, 2 с.ш. 6 кВ, яч.8 (АН-8)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 1535 Зав. № 1409	НТМИ-6- 66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ТХКА	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110063021		Ак- тив- ная	±1,3	±3,5
							Реак- тив- ная	±2,5	±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
34	32	ПС 35/6 кВ "Анапа", РУ-6 кВ, 1, 2 с.ш. 6 кВ, яч.6 (АН-6)	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 14562 Зав. № 14639	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2521 Зав. № 2293 Зав. № 2532 НТМИ-6- 66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ТХКА	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110063058	СИ- КОН С70 Зав. № 04041	Ак- тив- ная	±1,3	±3,5		
									Реак- тив- ная	±2,5	±5,8
35	33	ПС 35/6 кВ "Анапа", РУ-6 кВ, 1, 2 с.ш. 6 кВ, яч.4 (АН-4)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 1566 Зав. № 1661					СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110063010		Ак- тив- ная	±1,3
							Реак- тив- ная	±2,5	±5,8		
36	34	ПС 35/6 кВ "Анапа", РУ-6 кВ, 1, 2 с.ш. 6 кВ, яч.12 (АН-12)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 1805 Зав. № 1633		СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0804142121		Ак- тив- ная	±1,3	±3,5		
							Реак- тив- ная	±2,5	±6,0		
37	35	КТП-354 6/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ	ТТИ-30 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № Е3004 Зав. № Е3027 Зав. № Е3000	—	СЭТ- 4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0108072503	НР DL 380 G4 Зав. № GB8638 MW0D	Ак- тив- ная	±1,0	±3,4		
								Реак- тив- ная	±2,1	±5,7	
38	38	КТП-821 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № L29843 Зав. № L29853 Зав. № L29852	—	СЭТ- 4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0108073326		Ак- тив- ная	±1,0	±3,4		
							Реак- тив- ная	±2,1	±5,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	39	КТП-154 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № L29868 Зав. № L29864 Зав. № L29861	—	СЭТ- 4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0110060186	HP DL 380 G4 Зав. № GB8638 MW0D	Ак- тив- ная Реак- тив- ная	±1,0 ±2,1	±3,4 ±5,7
40	40	ТП-122 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 800/5 Зав. № X28150 Зав. № X28155 Зав. № X28177	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 0,5S/1,0 Зав. № 0806140869		Ак- тив- ная Реак- тив- ная	±1,0 ±2,1	±3,4 ±5,9

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 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 φ (sin φ) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота – (50 ± 0,2) Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха от минус 40°С до плюс 60°С;

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

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

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 10°С до плюс 25°С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для 2(5)% $\text{Inom} \cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 10°C до плюс 35°C .

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, УСВ-1, УСВ-2 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ 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;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 - 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 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 (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- 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 Анапа (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Анапа») 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	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	16
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-11	33
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І	15128-07	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	22192-07	28
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-02	4
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	28139-06	12
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	20186-05	2
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	35955-12	12
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	831-69	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3344-06	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	21
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ 4ТМ.03	27524-04	19
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	5
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	6
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-Формуляр	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 61193-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энерго-бытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Анапа (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Анапа»). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2015 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.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.;
- УСВ-2 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.00И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 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 -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 Анапа (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Анапа»), 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 Анапа (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Анапа»)

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

Открытое акционерное общество «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» (ОАО «НЭСК»)

ИНН 2308091759

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

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»
(ООО «Энергостандарт»)

Юридический адрес: 123557, г. Москва, Большой Тишинский пер., д. 26, корп. 13-14, пом. XII, комн.3

E-mail: info@en-st.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул.Озерная, д.46

Тел/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «_____» _____ 2015 г.