

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110/35/10/6/0,4 «Мацеста» филиал ОАО «Кубаньэнерго» Сочинские электрические сети

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110/35/10/6/0,4 «Мацеста» филиал ОАО «Кубаньэнерго» Сочинские электрические сети (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее – УСВ) УСВ-2.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) "Пирамида 2000".

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 преобразуют 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, 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, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организа-

ции осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/ІР.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-2, включающего в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS, ГЛОНАСС). Погрешность часов УСВ-2 не более $\pm 0,35$ с. Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД и УСПД. Сличение часов УСПД со временем приемника осуществляется не реже чем 1 раз в 30 минут, коррекция часов осуществляется вне зависимости от величины расхождения Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью не реже 1 раза в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с, но не чаще 1 раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД 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 ПС 110/35/10/6/0,4 «Магеста» филиал ОАО «Кубаньэнерго» Сочинские электрические сети используется ПО "Пирамида 2000" версии 3.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО "Пирамида 2000" 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 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
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», включающее 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».

Предел 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.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-ого и 2-ого уровней АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2
Таблица 2 - Состав 1-ого и 2-ого уровней АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК

№ п/п	Наименование объекта	Состав 1-ого и 2-ого уровней АИИС КУЭ				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" филиал ОАО "Кубаньэнерго" Сочинские электрические сети								
1	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" ВЛ 110 кВ "Хоста" ИК №126	ТВ-ТМ-35-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 11.778.03; Зав. № 11.779.02; Зав. № 11.778.02	EMF-145 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8817177; Зав. № 8817174; Зав. № 8817175	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802124037	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
2	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" Ввод- 110 кВ Т-1 ИК №129	ТГФ-110-П* У1 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 142; Зав. № 141; Зав. № 146	EMF-145 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8817177; Зав. № 8817174; Зав. № 8817175	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802124114	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,6
3	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" Ввод 110 кВ Т-3 ИК №127	ТВ-ТМ-35-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 11.779.03; Зав. № 11.779.01; Зав. № 11.780.03	EMF-145 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8817177; Зав. № 8817174; Зав. № 8817175	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802124051	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" ВЛ- 110 кВ «СТЭС» ИК №125	ТВ-ТМ-35-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 11.778.01; Зав. № 11.780.02; Зав. № 11.780.01	ЕМФ-145 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8817176; Зав. № 8817173; Зав. № 8817178	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802124023	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
5	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" Ввод- 110 кВ Т-2 ИК №128	ТГФ-110-П* У1 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 147; Зав. № 140; Зав. № 144	ЕМФ-145 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8817176; Зав. № 8817173; Зав. № 8817178	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802124156	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,6
6	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" Ввод- 1 10 кВ Т-3, яч.3 ИК №101	ТШЛ-СЭЦ-10-01 У2 Кл. т. 0,2S 3000/5 Зав. № 01247-11; Зав. № 01244-11; Зав. № 01261-11	НОЛ-СЭЦ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02553-11; Зав. № 02554-11; Зав. № 02555-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806112278	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
7	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" Ввод Т-1 10/35 кВ, яч.9 ИК №111	ТОЛ-СЭЦ-10-51 У2 Кл. т. 0,2S 1500/5 Зав. № 31706-11; Зав. № 30708-11; Зав. № 30705-11	НОЛ-СЭЦ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02553-11; Зав. № 02554-11; Зав. № 02555-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806112666	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
8	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.27 ИК №102	ТОЛ-СЭЦ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 30916-11; Зав. № 30907-11; Зав. № 30903-11	НОЛ-СЭЦ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02553-11; Зав. № 02554-11; Зав. № 02555-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806112712	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.33 ИК №103	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 30970-11; Зав. № 30975-11; Зав. № 30868-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02553-11; Зав. № 02554-11; Зав. № 02555-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808111386	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
10	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.29 ИК №104	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 31329-11; Зав. № 30869-11; Зав. № 30902-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02553-11; Зав. № 02554-11; Зав. № 02555-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808111399	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
11	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.31 ИК №105	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 31249-11; Зав. № 31354-11; Зав. № 31356-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02553-11; Зав. № 02554-11; Зав. № 02555-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808111308	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
12	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.17 ИК №106	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 30873-11; Зав. № 30849-11; Зав. № 30772-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02553-11; Зав. № 02554-11; Зав. № 02555-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806112582	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
13	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.19 ИК №107	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 30856-11; Зав. № 30868-11; Зав. № 30858-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02553-11; Зав. № 02554-11; Зав. № 02555-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806112913	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.21 ИК №108	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 30905-11; Зав. № 30915-11; Зав. № 30933-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02553-11; Зав. № 02554-11; Зав. № 02555-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806112894	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
15	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.23 ИК №109	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 31328-11; Зав. № 31355-11; Зав. № 31350-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02553-11; Зав. № 02554-11; Зав. № 02555-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806112684	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
16	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.25 ИК №110	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 30855-11; Зав. № 30906-11; Зав. № 30904-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02553-11; Зав. № 02554-11; Зав. № 02555-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808113353	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
17	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" Ввод- 2 10 кВ Т-3, яч.16 ИК №121	ТШЛ-СЭЩ-10-01 У2 Кл. т. 0,2S 3000/5 Зав. № 01245-11; Зав. № 01246-11; Зав. № 01287-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02627-11; Зав. № 02628-11; Зав. № 02629-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808111357	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
18	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" Ввод Т-2 10/35 кВ, яч.10 ИК №122	ТОЛ-СЭЩ-10-51 У2 Кл. т. 0,2S 1500/5 Зав. № 31707-11; Зав. № 30937-11; Зав. № 30938-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02627-11; Зав. № 02628-11; Зав. № 02629-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806112754	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.24 ИК №120	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 30639-11; Зав. № 30630-11; Зав. № 30668-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02627-11; Зав. № 02628-11; Зав. № 02629-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808111378	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
20	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.22 ИК №119	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 30669-11; Зав. № 30667-11; Зав. № 30657-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02627-11; Зав. № 02628-11; Зав. № 02629-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806112627	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
21	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.20 ИК №118	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 31195-11; Зав. № 31142-11; Зав. № 31141-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02627-11; Зав. № 02628-11; Зав. № 02629-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806112484	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
22	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.18 ИК №117	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 31158-11; Зав. № 31165-11; Зав. № 31143-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02627-11; Зав. № 02628-11; Зав. № 02629-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808111371	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
23	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.34 ИК №116	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 31166-11; Зав. № 31179-11; Зав. № 31167-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02627-11; Зав. № 02628-11; Зав. № 02629-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808113334	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.30 ИК №115	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 31041-11; Зав. № 31247-11; Зав. № 30857-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02627-11; Зав. № 02628-11; Зав. № 02629-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806112885	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
25	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.32 ИК №114	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 31157-11; Зав. № 31159-11; Зав. № 31196-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02627-11; Зав. № 02628-11; Зав. № 02629-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806112400	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
26	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.26 ИК №113	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 30638-11; Зав. № 30674-11; Зав. № 30631-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02627-11; Зав. № 02628-11; Зав. № 02629-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806112670	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
27	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" КЛ 10 кВ, яч.28 ИК №112	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 30788-11; Зав. № 31273-11; Зав. № 31192-11	НОЛ-СЭЩ-10-У2 Кл. т. 0,2 10000/√3/100√3 Зав. № 02627-11; Зав. № 02628-11; Зав. № 02629-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806111044	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
28	ПС 110/35/10/6/0,4 "Магеста" ТСН- 3 0,4 кВ, яч. 13 ИК №123	ТОП-0,66 У3 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 1065482; Зав. № 1063563; Зав. № 1064300	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812106364	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	ПС 110/35/10/6/0,4 "Мацеста" ТСН- 4 0,4 кВ, яч. 6 ИК №124	ТОП-0,66 У3 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 1064891; Зав. № 1064310; Зав. № 1064997	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812094784	СИКОН С70 Зав. № 06438	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) Уном; ток (1 - 1,2) Iном, частота - (50 ± 0,15) Гц; cosφ = 0,9 инд.;
 - температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус 40 °С до + 50 °С; счетчиков - от + 18 °С до + 25 °С; УСПД - от + 10 °С до + 30 °С; ИВК - от + 10 °С до + 30 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.
4. Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 - 1,1) Ун₁; диапазон силы первичного тока - (0,02 - 1,2) Iн₁; коэффициент мощности cosφ(sinφ) 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;
 - температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.
 - для счетчиков электроэнергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 - 1,1) Ун₂; диапазон силы вторичного тока - (0,02 - 1,2) Iн₂; коэффициент мощности cosφ(sinφ) - 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;
 - температура окружающего воздуха:
 - для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 °С до плюс 60 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до + 40 °С;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ПС 110/35/10/6/0,4 «Магеста» филиал ОАО «Кубаньэнерго» Сочинские электрические сети порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее T = 140000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 2 ч;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее T = 50000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 2 ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее T = 70000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 1 ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- 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;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- Сервер БД - 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) ПС 110/35/10/6/0,4 «Мацеста» филиал ОАО «Кубаньэнерго» Сочинские электрические сети 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, шт.
Трансформатор тока	ТВ-ТМ-35-110 УХЛ1	44949-10	9
Трансформатор тока	ТГФ-110-П* У1	34096-07	6
Трансформатор тока	ТШЛ-СЭЩ-10-01 У2	37544-08	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-51 У2	32139-11	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2	32139-11	54
Трансформатор тока	ТОП-0,66 У3	15174-06	6
Трансформатор напряжения	ЕМФ-145	47847-11	6
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10-У2	38394-08	6
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	27
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.08	36697-08	2
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1
Программное обеспечение	"Пирамида 2000"	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 51554-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110/35/10/6/0,4 «Мацеста» филиал ОАО «Кубаньэнерго» Сочинские электрические сети. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1;
- Устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1»;
- УСВ-2 – по документу ИВК «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000МП»;
- средства измерений по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- средства измерений МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- 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.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10/6/0,4 «Мацеста» филиал ОАО «Кубаньэнерго» Сочинские электрические сети.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

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.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета ПС 110/35/10/6/0,4 «Мацеста» филиал ОАО «Кубаньэнерго» Сочинские электрические сети.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество "Сетьстрой" (ЗАО "Сетьстрой")

115419, г. Москва, 2-й Рощинский пр-д, д.8

Тел.: (495) 775-46-47, Факс: (495) 775-46-47

Заявитель

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

600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф. 9

Тел.: (4922) 42-31-62, Факс: (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8 (495) 437-55-77

Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин