

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Северо-Осетинского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Северо-Осетинского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» (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 – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М, Альфа, Альфа А1800 по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии соответственно; 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-ой уровень – два устройства сбора и передачи данных на базе RTU-325L (далее – УСПД) и каналобразующая аппаратура.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, сервер сбора данных, устройство синхронизации системного времени на базе GPS/ ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-2 (№1304), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (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 для измерительных каналов (ИК) № 19-21 и 28 по проводным линиям связи RS-485 поступает на входы УСПД RTU-325L, 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.

Далее, по запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень по сотовым каналам связи стандарта GSM.

Для ИК № 1-18, 22-27 и 29 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает непосредственно в ИВК, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Для передачи данных используются сотовые каналы связи стандарта GSM.

Дополнительно на верхний уровень АИИС КУЭ поступает информация об энергопотреблении из АИИС КУЭ Головной ГЭС Ардонского каскада ОАО «Зарамагские ГЭС», АИИС КУЭ «ИРИСТОН-1», АИИС КУЭ ОАО «Электроцинк», АИИС КУЭ Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа», АИИС КУЭ ОАО «Победит». Перечень точек измерений АИИС КУЭ со стороны смежных субъектов ОРЭ, сбор данных с которых производится согласно договорам об информационном обмене, указан в таблице 3.

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 организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется посредством интернет-провайдера.

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). Погрешность часов УСВ-2 не более $\pm 0,35$ с. Устройство синхронизации времени УСВ-2 обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера сбора данных, установленного в ЦСОИ Северо-Осетинского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа», сличение часов сервера сбора данных осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождения. Часы УСПД синхронизируются с часами сервера сбора данных при каждом сеансе связи. Коррекция проводится независимо от наличия расхождения часов УСПД и сервера сбора данных. Для ИК № 19-21 и 28 часы счетчика сличаются с часами УСПД с периодичностью 1 раз 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. Для ИК, подключенных к ИВК, часы счетчика сличаются с часами сервера сбора данных при каждом сеансе связи. Коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений, но не чаще 1 раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ Северо-Осетинского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы указанные в таблице 1. «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 «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
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

1	2	3	4	5
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
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramide.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	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 измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Номер п/п	Номер точки измерений	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВ-КЭ)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС В-1									
1	1.5	ПС В-1 Ф-1 6 кВ	ТПОФ 10 Кл.т. 0,5 750/5 Зав. № 16362 Зав. № 16267	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. №00480 Зав. №00479	Альфа А1R-4-AL-C29-Т+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125453	Industrial Computers Advantex	активная	±1,1	±3,0
							реактивная	±2,6	±4,6
2	1.6	ПС В-1 Ф-3 6 кВ	ТПОФ 10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 4030 Зав. № 4029	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. №00482 Зав. №00478	Альфа А1R-4-AL-C29-Т+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125497		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,6	
3	3.9	ПС В-1 Ф-4 6 кВ	ТПОФ 10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 138936 Зав. № 139014	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. №00482 Зав. №00478	Альфа А1R-4-AL-C29-Т+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125451	активная	±1,1	±3,0	
						реактивная	±2,6	±4,6	
ПС РП-110									
4	1.9	ПС РП-110 Ф-12 6 кВ	ТПЛ-10 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 17377 Зав. № 35338	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ПКСРП	Альфа А1R-4-AL-C29-Т+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125432	Industrial Computers Advantex	активная	±1,1	±3,0
							реактивная	±2,6	±4,6
5	1.10	ПС РП-110 Ф-33 6 кВ	ТПЛ-10 У3 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 17733 Зав. № 1289	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 5826	Альфа А1R-4-AL-C29-Т+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125496	активная	±1,1	±3,0	
						реактивная	±2,6	±4,6	
ПС Змейская									
6	2.1	ПС Змейская ВЛ-5 110 кВ	ТФМ-110-ПУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 5081 Зав. № 5080 Зав. № 5082	НКФ110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3: 100/√3 Зав. № 59961 НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3: 100/√3 Зав. № 1000790 Зав. № 41862	Альфа А1R-4-AL-C29-Т+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01106978	Industrial Computers Advantex	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,6	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС Эльхотово									
7	2.3	ПС Эльхотово ВЛ-209 110 кВ	ТФЗМ-110Б-ШУ1 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 8266 Зав. № 7901 Зав. № 7874	НКФ110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3: 100/√3 Зав. №32798 Зав. №31060 Зав. №31157	Альфа А1R-4-AL-C29-T+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125506	Industrial Computers Advantex	активная	±1,1	±3,0
							реактивная	±2,6	±4,6
8	2.4	ПС Эльхотово ОМВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б-ШУ1 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 1034 Зав. № 1061 Зав. № 593	НКФ110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3: 100/√3 ф.А Зав. № 28464 ф.С Зав. № 3158 НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3: 100/√3 ф. В Зав. № 25551	Альфа А1R-4-AL-C29-T+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125435	Industrial Computers Advantex	активная	±1,1	±3,0
							реактивная	±2,6	±4,6
ПС Терек-110									
9	2.7	ПС Терек-110 ВЛ-497 35 кВ	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 75/5 Зав. № 15828 Зав. № 17519	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Зав. № 4641	Альфа А1R-4-AL-C29-T+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125498	Industrial Computers Advantex	активная	±1,1	±3,0
							реактивная	±2,6	±4,6
10	2.10	ПС Терек-110 ВЛ-89 110 кВ	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Зав. №1074 Зав. №1035	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3: 100/√3 Зав. № 1033958 Зав. № 1033959 Зав. № 1033945	Альфа А1R-4-AL-C29-T+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125481	Industrial Computers Advantex	активная	±1,1	±3,0
							реактивная	±2,6	±4,6
ПС Северо-Восточная									
11	3.11	ПС Северо-Восточная Ф-17 6 кВ	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 33752 Зав. № 92716	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2666	Альфа А1R-4-AL-C29-T+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125437	Industrial Computers Advantex	активная	±1,1	±3,0
							реактивная	±2,6	±4,6
12	3.13	ПС Северо-Восточная Ф-32 6 кВ	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав. № 49494 Зав. № 49172	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 4400	Альфа А1R-4-AL-C29-T+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125479	Industrial Computers Advantex	активная	±1,1	±3,0
							реактивная	±2,6	±4,6
ПС Троицкая									
13	4.1	ПС Троицкая ВЛ-533 35 кВ	ТФЗМ-35Б-У1 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 34678 Зав. № 34675	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Зав. № 159	Альфа А1R-4-AL-C29-T+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125491	Industrial Computers Advantex	активная	±1,1	±3,0
							реактивная	±2,6	±4,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС Моздок-110									
14	5.1	ПС Моздок-110 ВЛ-448 35 кВ	ТФЗМ-35Б-У1 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 22667 Зав. № 21678	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1006169 Зав. № 1232662 Зав. № 1359381	Альфа А1R-4-AL-C29-T+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125475	Industrial Computers Advantex	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,0$ $\pm 4,6$
ПС Раздольная									
15	5.2	ПС Раздольная ВЛ-491 35 кВ	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 75/5 Зав. № 159 Зав. № 154	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1443373 Зав. № 1443350 Зав. № 1443358	Альфа А1R-4-AL-C29-T+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125454	Industrial Computers Advantex	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,0$ $\pm 4,6$
ПС Украина									
16	5.3	ПС Украина Ввод 0,4 кВ	ТНШЛ-0,66 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав. № 8461 Зав. № 8645 Зав. № 8262	—	Альфа А1R-4-AL-C29-T+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125516	Industrial Computers Advantex	активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 2,2$	$\pm 2,9$ $\pm 4,4$
Эзмнская ГЭС									
17	5.4	Эзмин ГЭС Ф-«Джейрах» 10 кВ	ТЛМ-10 2У3 Кл.т. 0,5 75/5 Зав. № 3187 Зав. № 3194	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав. № 4347	Альфа А1R-4-AL-C29-T+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125473	Industrial Computers Advantex	активная реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 2,3$	$\pm 2,9$ $\pm 4,5$
ПС Зарамаг									
18	7.1.2	ПС Зарамаг ВЛ-128 110 кВ	ТФЗМ-110Б1 У1 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 26130 Зав. № 26129 Зав. № 26131	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 3530 Зав. № 3667 Зав. № 3613	Альфа А1R-4-AL-C29-T+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125446	Industrial Computers Advantex	активная реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 2,3$	$\pm 2,9$ $\pm 4,5$
19	7.1.1 2	ПС Зарамаг РПП-110 кВ	ТФМ-110-П-1 Кл.т. 0,2S 400/5 Зав. № 7738 Зав. № 7739 Зав. № 7740	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 3564 Зав. № 3503 Зав. № 3510	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01200403	RTU-325L Зав. № 005133	активная реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$	$\pm 1,5$ $\pm 2,8$

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
20	11.1 0	ПС Зара- маг ВЛ- 227 110 кВ	ТВГ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Зав. № 572-9 Зав. № 570-9 Зав. № 571-9	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3: 100/√3 Зав. № 3564 Зав. № 3503 Зав. № 3510	Альфа А1800 А1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01200401	RTU- 325L Зав. № 005133	актив- ная реак- тивная	±0,6 ±1,2	±1,5 ±2,8
21	11.1 3	ПС Зара- маг Ф-2 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 23136-09 Зав. № 23915-09	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2512	Альфа А1800 А1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01200404	RTU- 325L Зав. № 005133	актив- ная реак- тивная	±0,9 ±2,3	±2,9 ±4,8
ПС Нар									
22	7.1.3	ПС Нар Т- 1 110 кВ	ТФЗМ-110Б- 1У1 Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 61951 Зав. № 61950 Зав. № 60351	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3: 100/√3 Зав. № 1469717 Зав. № 1470496 Зав. № 1470497	Альфа А1R- 4-AL-C29-Т+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125438	Indus- trial Com- puters Ad- vantex	актив- ная реак- тивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
ПС Фиагдон									
23	7.1.1	ПС Фиа- гдон ВЛ- 124 110 кВ	ТФЗМ-110Б ПУ1 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 6233 Зав. № 8368 Зав. № 8256	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3: 100/√3 Зав. № 1467329 Зав. № 1468706 НКФ110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3: 100/√3 Зав. № 46970	Альфа А1R- 4-AL-C29-Т+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125466	Indus- trial Com- puters Ad- vantex	актив- ная реак- тивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
ПС Северный Портал									
24	7.1.8	ПС Север- ный Пор- тал Ф-1 10 кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 3176 Зав. № 2296	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1268	Альфа А1R- 4-AL-C29-Т+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125482	Indus- trial Com- puters Ad- vantex	актив- ная реак- тивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
25	7.1.9	ПС Север- ный Пор- тал Ф-2 10 кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 2590 Зав. № 1975	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1268	Альфа А1R- 4-AL-C29-Т+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125439		актив- ная реак- тивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
26	7.1.1 0	ПС Север- ный Пор- тал Ф-3 10 кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 1062 Зав. № 1242	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1268	Альфа А1R- 4-AL-C29-Т+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125471		актив- ная реак- тивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
27	7.1.1 1	ПС Северный Портал Ф-4 10 кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 1628 Зав. № 1642	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. №1268	Альфа А1R-4-AL-C29-T+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01125458		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
ПС Нузал									
28	11.9	ПС Нузал ВЛ-127 110 кВ	ТВ-110 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 1525 Зав. № 1517 Зав. № 1526	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3: 100/√3 Зав. № 2453 Зав. № 2451 НКФ110-58 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3: 100/√3 Зав. № 643500	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01200402	RTU-325L Зав. № 005132	активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,9 ±4,8
ПС Штольня									
29	11.1 1	ПС Штольня Т-1 6 кВ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 12664 Зав. № 71598	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 4335	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810091924	Industrial Computers Advantex	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7

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. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;

4. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) Ун; ток (1,0 – 1,2) Ин; $\cos\phi = 0,9_{\text{инд.}}$;

- температура окружающей среды: (20±5) °С.

5. Рабочие условия эксплуатации:

- параметры сети для ИК: напряжение (0,98 – 1,02) Уном; ток (1 – 1,2) Ином, частота - (50 ± 0,15) Гц; $\cos\phi = 0,9_{\text{инд.}}$;

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 – 1,1) Ун1; диапазон силы первичного тока - (0,02 – 1,2) Ин1; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

- допускаемая температура окружающей среды ТТ и ТН - от минус 40 °С до + 50 °С; счетчиков - от минус 40 °С до + 60 °С; УСПД - от минус 10 °С до + 50 °С; ИВК - от + 10 °С до + 25 °С;

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

6. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,8_{\text{инд}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +10 °С до + 40 °С;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83.

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 7 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД и УСВ на однотипные утвержденного типа.

Замена оформляется актом в установленном собственником оборудования порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 ч, среднее время восстановления работоспособности 2 ч;
- счетчик АЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее 50000 ч, среднее время восстановления работоспособности 2 ч;
- счетчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 ч, среднее время восстановления работоспособности 2 ч;
- УСПД RTU-325L - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСВ-2 среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч.

Таблица 3 – Перечень точек измерений АИИС КУЭ со стороны смежных субъектов ОРЭ, результаты измерений по которым получают в рамках соглашения об информационном обмене.

№ п/п	Номер точки измерений	Наименование объекта измерений	Наименование точек измерений	Марка счетчика
1	2	3	4	5
ОАО «Севкавказэнерго» - ЗАО «Энергопромышленная компания» (ОАО «Электроцинк»)				
1	1.1	ГПП 6 кВ «Электроцинк-1» 110/6 кВ	Э-1. Ввод Т-1 6 кВ	EA05RL-P1B-4
2	1.2	ГПП 6 кВ «Электроцинк-1» 110/6 кВ	Э-1. Ввод Т-2 6 кВ	EA05RL-P1B-4
3	1.11	ПС «РП-110» 110/6 кВ	КЛ 6 кВ Ф-7 РП-110 – ПС 5А	EA05RL-P1B-4
4	1.12	ПС «РП-110» 110/6 кВ	КЛ 6 кВ Ф-31 РП-110 – ПС ГРУ 6кВ	EA05RL-P1B-4
5	1.13	ПС «РП-110» 110/6 кВ	КЛ 6 кВ Ф-29 РП-110 – ПС ТП АКС	EA05RL-P1B-4
6	1.14	ПС «РП-110» 110/6 кВ	КЛ 6 кВ Ф-10 РП-110 – ПС ТП-6	EA05RL-P1B-4
7	1.15	ПС «РП-110» 110/6 кВ	КЛ 6 кВ Ф-14 РП-110 – ПС ГРУ 6кВ	EA05RL-P1B-4
ОАО «Севкавказэнерго» - ОАО «Каббалкэнерго»				
8	2.6	ПС «Екатериноградская» 110/6 кВ	ПС Екатериноградская Т-1 110 кВ	СЭТ-4ТМ.03
9	2.9	ПС «Верхний Курп» 35/10 кВ	ПС В.Курп Ф-974 10 кВ	СЭТ-4ТМ.03
ОАО «Севкавказэнерго» - ОАО «Победит»				
10	3.1	ПС 110 кВ Победит	ПС Победит Т-1 ввод №1 6 кВ	EA05RL-B-3
11	3.2	ПС 110 кВ Победит	ПС Победит Т-1 ввод №2 6 кВ	EA05RL-B-3
12	3.3	ПС 110 кВ Победит	ПС Победит Т-2 ввод №1 6 кВ	EA05RL-B-3
13	3.4	ПС 110 кВ Победит	ПС Победит Т-2 ввод №2 6 кВ	EA05RL-B-3
14	3.5	ПС 110 кВ Победит	ПС Победит Ф-ВРЗ-1 6 кВ	EA05RL-B-3
15	3.6	ПС 110 кВ Победит	ПС Победит Ф-ВРЗ-2 6 кВ	EA05RL-B-3
16	3.7	ПС 6 кВ ТП-16	ПС «16» Ф-42 6 кВ	EA05RL-P2B-3
17	3.8	ПС 6 кВ ТП-25	ПС «25» Ф-43 6 кВ	EA05RL-B-3
18	3.10	ПС 6 кВ ТП-16	ПС «16» Ф-4 6 кВ	EA05RL-B-3

1	2	3	4	5
19	3.12	ПС 6 кВ ТП-19	ПС «19» Ф-17 6 кВ	EA05RL-B-3
20	3.14	ПС 6 кВ ТП-16	ПС «16» Ф-32 6 кВ	EA05RL-B-3
ОАО «Севкавказэнерго» - Филиал ОАО «ФСК-ЕЭС» МЭС Юга				
21	6.2.10	ПС 330 кВ Владикавказ-2	ПС В-2 ТП-7-12	A1R-4-AL-C8-T+
22	6.2.9	ПС 330 кВ Владикавказ-2	ПС В-2 ОВВ-110 кВ	A1R-4-AL-C29-T+
23	6.2.5	ПС 330 кВ Владикавказ-2	ПС В-2 ВЛ-33 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T+
24	6.2.6	ПС 330 кВ Владикавказ-2	ПС В-2 ВЛ-34 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
25	6.2.1	ПС 330 кВ Владикавказ-2	ПС В-2 ВЛ-19 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
26	6.2.7	ПС 330 кВ Владикавказ-2	ПС В-2 ВЛ-73 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
27	6.2.8	ПС 330 кВ Владикавказ-2	ПС В-2 ВЛ-74 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
28	6.2.2	ПС 330 кВ Владикавказ-2	ПС В-2 ВЛ-20 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
29	6.2.3	ПС 330 кВ Владикавказ-2	ПС В-2 ВЛ-21 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
30	6.2.4	ПС 330 кВ Владикавказ-2	ПС В-2 ВЛ-22 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
31	6.2.11	ПС 330 кВ Владикавказ-2	ПС В-2 ВЛ-203 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
32	6.3.8	ПС 330 кВ Владикавказ-500	ПС В-500 ОВВ 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
33	6.3.4	ПС 330 кВ Владикавказ-500	ПС В-500 ВЛ-107 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
34	6.3.5	ПС 330 кВ Владикавказ-500	ПС В-500 ВЛ-108 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
35	6.3.3	ПС 330 кВ Владикавказ-500	ПС В-500 ВЛ-106 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
36	6.3.1	ПС 330 кВ Владикавказ-500	ПС В-500 ВЛ-103 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
37	6.3.2	ПС 330 кВ Владикавказ-500	ПС В-500 ВЛ-104 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
38	6.3.6	ПС 330 кВ Владикавказ-500	ПС В-500 ВЛ-133 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
39	6.3.7	ПС 330 кВ Владикавказ-500	ПС В-500 ВЛ-134 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
40	6.3.9	ПС 330 кВ Владикавказ-500	ПС В-500 ТЧН-3	A1R-4-AL-C29-T
41	6.1.6	ПС 330 кВ Моздок	ПС Моздок-330 ОВВ-110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
42	6.1.2	ПС 330 кВ Моздок	ПС Моздок-330 ВЛ-109 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T+
43	6.1.3	ПС 330 кВ Моздок	ПС Моздок-330 ВЛ-110 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
44	6.1.4	ПС 330 кВ Моздок	ПС Моздок-330 ВЛ-135 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
45	6.1.5	ПС 330 кВ Моздок	ПС Моздок-330 ВЛ-137 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
46	6.1.1	ПС 330 кВ Моздок	ПС Моздок-330 ВЛ-90 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
47	6.1.7	ПС 330 кВ Моздок	ПС Моздок-330 АТ-1 10 кВ	A1R-4-AL-C29-T
48	6.1.9	ПС 330 кВ Моздок	ПС Моздок-330 АТ-2 10 кВ	A1R-4-AL-C29-T
49	6.1.8	ПС 330 кВ Моздок	ПС Моздок-330 ТЧН-4	A1R-4-AL-C29-T
50	6.1.10	ПС 330 кВ Моздок	ПС Моздок-330 Т-3-1 цех3 10 кВ	A1R-4-AL-C29-T
51	6.1.11	ПС 330 кВ Моздок	ПС Моздок-330 ТЧН-3	A1R-4-AL-C29-T
52	6.1.12	ПС 330 кВ Моздок	ПС Моздок-330 Т-3-2 цех4 10 кВ	A1R-4-AL-C29-T
53	6.1.13	ПС 330 кВ Моздок	ПС Моздок-330 Т-1 6кВ	A1R-4-AL-C29-T
54	6.1.15	ПС 330 кВ Моздок	ПС Моздок-330 Т-2 6кВ	A1R-4-AL-C29-T
55	6.1.14	ПС 330 кВ Моздок	ПС Моздок-330 ТЧН-1	A1R-4-AL-C29-T
56	6.1.16	ПС 330 кВ Моздок	ПС Моздок-330 ТЧН-2	A1R-4-AL-C29-T
57	6.4.1	ПС 330 кВ Прохладная-2	ПС Прохладная-2 ВЛ-89 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
58	6.4.2	ПС 330 кВ Прохладная-2	ПС Прохладная-2 М-2 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T
59	7.1.4	ПС 110 кВ Северный портал	ПС Северный Портал Ф-1 10 кВ (ФСК)	A1R-4-AL-C29-T+
60	7.1.5	ПС 110 кВ Северный портал	ПС Северный Портал Ф-2 10 кВ (ФСК)	A1R-4-AL-C29-T+
61	7.1.6	ПС 110 кВ Северный портал	ПС Северный Портал Ф-3 10 кВ (ФСК)	A1R-4-AL-C29-T+

1	2	3	4	5
62	7.1.7	ПС 110 кВ Северный портал	ПС Северный Портал Ф-4 10 кВ (ФСК)	A1R-4-AL-C29-T+
ОАО «РусГидро»-«Северо-Осетинский филиал» (Гизельдон ГЭС) – ОАО «Севкавказэнерго»				
63	8.4	Гизельдонская ГЭС 110/6 кВ	Ф-2 6 кВ	СЭТ-4ТМ.03
64	8.5	Гизельдонская ГЭС 110/6 кВ	Ф-3 6 кВ	СЭТ-4ТМ.03
65	8.6	Гизельдонская ГЭС 110/6 кВ	Ф-4 6 кВ	СЭТ-4ТМ.03
66	8.7	Гизельдонская ГЭС 110/6 кВ	ВЛ-16 110кВ	СЭТ-4ТМ.03
67	8.8	Гизельдонская ГЭС 110/6 кВ	ВЛ-1 110кВ	СЭТ-4ТМ.03
68	9.4	Дзауджикауская ГЭС 110/35/6 кВ	ВЛ-32 110кВ	СЭТ-4ТМ.03
69	9.5	Дзауджикауская ГЭС 110/35/6 кВ	ВЛ-8 110кВ	СЭТ-4ТМ.03
70	9.6	Дзауджикауская ГЭС 110/35/6 кВ	ВЛ-439 35кВ	СЭТ-4ТМ.03
71	9.7	Дзауджикауская ГЭС 110/35/6 кВ	ВЛ-461 35кВ	СЭТ-4ТМ.03
72	9.8	Дзауджикауская ГЭС 110/35/6 кВ	Л-Б-1 6кВ	СЭТ-4ТМ.03
73	9.9	Дзауджикауская ГЭС 110/35/6 кВ	Л-30 6кВ	СЭТ-4ТМ.03
74	9.10	Дзауджикауская ГЭС 110/35/6 кВ	Л-20 6кВ	СЭТ-4ТМ.03
75	9.11	Дзауджикауская ГЭС 110/35/6 кВ	Л-ГУ 6кВ	СЭТ-4ТМ.03
76	9.15	Дзауджикауская ГЭС 110/35/6 кВ	ТП-180 0,4кВ	СЭТ-4ТМ.03
77	9.12	Дзауджикауская ГЭС 110/35/6 кВ	Л-38 6кВ	СЭТ-4ТМ.03
78	9.13	Дзауджикауская ГЭС 110/35/6 кВ	Л-40 6кВ	СЭТ-4ТМ.03
79	9.14	Дзауджикауская ГЭС 110/35/6 кВ	Л-Б-2 6кВ	СЭТ-4ТМ.03
ОАО «РусГидро»-«Северо-Осетинский филиал» (Эзмин ГЭС) – ОАО «Севкавказэнерго»				
80	10.4	Эзминская ГЭС 110/35/10 кВ	ВЛ-31 110кВ	СЭТ-4ТМ.03
81	10.5	Эзминская ГЭС 110/35/10 кВ	ВЛ-8 110кВ	СЭТ-4ТМ.03
82	10.6	Эзминская ГЭС 110/35/10 кВ	ВЛ-25 110кВ	СЭТ-4ТМ.03
83	10.7	Эзминская ГЭС 110/35/10 кВ	Фидер №1 10кВ	СЭТ-4ТМ.03
84	10.8	Эзминская ГЭС 110/35/10 кВ	Фидер №2 10кВ	СЭТ-4ТМ.03
ОАО «РусГидро» (Головная ГЭС Ардонского Каскада ГЭС) – ОАО «Севкавказэнерго»				
85	11.1	Головная Зарамагская ГЭС 110/6 кВ	Зарамаг ГЭС ВЛ-110кВ №127	СЭТ-4ТМ.03М
86	11.2	Головная Зарамагская ГЭС 110/6 кВ	Зарамаг ГЭС ВЛ-110кВ №227	СЭТ-4ТМ.03М
87	11.8	Головная Зарамагская ГЭС 110/6 кВ	Зарамаг ГЭС Т-1 110кВ	СЭТ-4ТМ.03М
88	11.7	Головная Зарамагская ГЭС 110/6 кВ	Зарамаг ГЭС Фидер-1 6кВ	СЭТ-4ТМ.03М
89	11.5	Головная Зарамагская ГЭС 110/6 кВ	Зарамаг ГЭС ТСН-2 6кВ	СЭТ-4ТМ.03М
90	11.3	Головная Зарамагская ГЭС 110/6 кВ	Зарамаг ГЭС Ввод 6кВ	СЭТ-4ТМ.03М

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;
- коррекция часов счетчиков и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиками;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчиков;
 - УСПД;

Возможность корректировки часов 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 – 3 года;
- ИВК - 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 и мощности (АИИС КУЭ) Северо-Осетинского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Трансформатор тока ТПОФ 10 (Госреестр №518-50)	6 шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10 УЗ (Госреестр №1276-59)	6 шт.
Трансформатор тока ТФМ-110-ПУ1 (Госреестр №16023-97)	6 шт.
Трансформатор тока ТФЗМ-110Б-ШУ1 (Госреестр №2793-88)	9 шт.
Трансформатор тока ТФНД-35М (Госреестр №3689-73)	2 шт.
Трансформатор тока ТФНД-110М (Госреестр №2793-71)	2 шт.
Трансформатор тока ТВЛМ-10 (Госреестр №1856-63)	4 шт.
Трансформатор тока ТФЗМ-35Б-У1 (Госреестр №3689-73)	4 шт.
Трансформатор тока ТФЗМ-35А-У1 (Госреестр №3690-73)	2 шт.

Наименование	Количество
Трансформатор тока ТНШЛ-0,66 (Госреестр №1673-69)	3 шт.
Трансформатор тока ТЛМ-10 (Госреестр №2473-05)	10 шт.
Трансформатор тока ТФЗМ-110Б-1У1 (Госреестр №2793-71)	6 шт.
Трансформатор тока ТВГ-110 (Госреестр №22440-07)	3 шт.
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10 (Госреестр №32139-06)	2 шт.
Трансформатор тока ТВ-110 (Госреестр №29255-07)	3 шт.
Трансформатор напряжения НОЛ-СЭЦ-6 (Госреестр №35955-07)	4 шт.
Трансформатор напряжения НКФ-110 (Госреестр №26452-04)	2 шт.
Трансформатор напряжения НКФ110-58 У1 (Госреестр №1188-76)	1 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66 (Госреестр №2611-70)	3 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-10-66 (Госреестр №831-69)	1 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-6 (Госреестр №831-69)	2 шт.
Трансформатор напряжения НКФ110-83 У1 (Госреестр №1188-84)	7 шт.
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1 (Госреестр №14205-94)	11 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1 (Госреестр №19813-00)	2 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65 (Госреестр №912-05)	6 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-10 (Госреестр №11094-87)	1 шт.
Трансформатор напряжения НАМИТ-10-2 (Госреестр №18178-99)	1 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1 (Госреестр №24218-08)	6 шт.
Счетчик электрической энергии АЛЬФА (Госреестр №14555-02)	24 шт.
Счетчик электрической энергии Альфа А1800 (Госреестр №31857-06)	4 шт.
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр №36697-08)	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных RTU-325L (Госреестр №37288-08)	2 шт.
Устройство синхронизации времени УСВ-2 (Госреестр №41681-10)	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Формуляр	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 51216-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Северо-Осетинского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» в августе 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";
- СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ;
- АЛЬФА - по методике поверки «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа АЛЬФА. Методика поверки»;
- Альфа А1800 - по методике поверки МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки»;
- Устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325L - по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП»;
- УСВ-2 – по документу ИВК «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000МП»;

- 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 и мощности Северо-Осетинского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Северо-Осетинского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа»

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 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

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

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.

МИ 2999-2011 «Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа».

Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Северо-Осетинского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество Инженерно-техническая фирма «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8

Почтовый адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8, а/я 14

Тел./факс: (4922) 33-67-66, 33-79-60, 33-93-68

E-mail: st@sicon.ru

www.sicon.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз»

ООО «Техносоюз»

Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9

Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Летниковская, д.11/10, строение 4, 2 этаж

Тел.: (495) 258-45-35

Факс: (495) 363-48-69

E-mail: info@t-souz.ru

www.t-souz.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение

«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)

Юридический адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. ба

тел./факс: (4712) 53-67-74

E-mail: kcsms@sovtest.ru, www.kcsms.ru

Аттестат аккредитации № 30048-11 действителен до 01 декабря 2016 года

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

«_____» _____ 2012 г.