

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации в программно-аппаратный комплекс (ПАК) ОАО «АТС» и прочим заинтересованным организациям.

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-й уровень - информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983, многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 по ГОСТ 30206, в режиме измерений активной электроэнергии; по ГОСТ 26035, в режиме измерений реактивной электроэнергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й 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-приемника типа УСВ-2 (№2598), 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 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по сотовым каналам связи стандарта GSM поступает на верхний уровень, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется посредством интернет-провайдера.

Дополнительно на верхний уровень АИИС КУЭ поступает информация об энергопотреблении из АИИС КУЭ ОАО «Баксанская ГЭС», АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС», АИИС КУЭ

«Аушигерская ГЭС», АИИС КУЭ Северо-Осетинского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» и АИИС КУЭ «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга. Перечень точек измерений АИИС КУЭ со стороны смежных субъектов ОРЭ, сбор данных с которых производится согласно договорам об информационном обмене, указан в таблице 3.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков 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). Ход часов УСВ-2 не более $\pm 0,35$ с. Устройство синхронизации времени УСВ-2 обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера сбора данных, установленного в ЦСОИ Кабардино-Балкарского 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. Сличение времени часов счетчиков с временем часов сервера сбора данных производится во время сеанса связи со счетчиками (один раз в 30 минут). Корректировка часов осуществляется при расхождении с часами сервера сбора данных независимо от наличия расхождения, но не чаще одного раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ Кабардино-Балкарского 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
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

1	2	3	4	5
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.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» и их основные метрологические характеристики.

Номер п/п	Номер точки измерений	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик	ИВК/УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1.1	Л-1 110 кВ ПС «Залукокоаже»	ТФЗМ-110Б Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 1376 Зав. № 1377 Зав. № 6349	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 22065 Зав. № 22006 Зав. № 22007	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 12045135	Сервер Advantech IPC610	активная	±1,1	±3,0
							реактивная	±2,6	±4,6
2	1.2	Т-101 ПС «Дальняя»	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 56931 Зав. № 4822	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2308	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 12045131		активная	±1,1	±3,0
							реактивная	±2,6	±4,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	1.3	Л-290 110 кВ ПС «Мал-ка»	ТФЗМ-110Б Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 15916 Зав. № 15918 Зав. № 15915	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 52087 Зав. № 51407 Зав. № 51572	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 12045068		активная реактив-ная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
4	1.4	Т-101 ПС «Мала-кановская»	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 23523 Зав. № 51801	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав. № 788	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 12045124		активная реактив-ная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
5	1.5	Л-578 ПС «При-малкин-ская»	ТФН-35М Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 16217 Зав. № 16228	ЗНОМ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3:100/√3 Зав. № 1314126 Зав. № 1314128 Зав. № 1121170	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 12045121		активная реактив-ная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
6	2.2	Л-5 110 кВ ПС «Ст.Лескен»	ТФЗМ-110Б Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 10201 Зав. № 9121 Зав. № 8968	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 50529 Зав. № 50554 Зав. № 50760	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 12045129		активная реактив-ная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
7	2.5	Л-209 110 кВ ПС «Мурта-зово»	ТФНД-110 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 9434 Зав. № 1062 Зав. № 742	НКФ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3:100/√3 Зав. № 39109 Зав. № 39112 Зав. № 39037	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 12045103		активная реактив-ная	±0,9 ±2,3	±2,9 ±4,5
8	2.6	ПС Екате-риноград-ская Т-1 110 кВ	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 1464 Зав. № 821 Зав. № 4730	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 1471246 Зав. № 1471247 Зав. № 1471248	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 12045130	Сервер Advan- tech IPC610	активная реактив-ная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
9	2.8	Л-497 35 кВ ПС «Терек-ская»	ТФН-35М Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 18274 Зав. № 18320	ЗНОМ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3:100/√3 Зав. № 1200452 Зав. № 1391502 Зав. № 1011168	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 12045070		активная реактив-ная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
10	2.9	ПС В.Курп Ф-974 10 кВ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 13100 Зав. № 13102	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав. № 866	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 12046039		активная реактив-ная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
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) Уном; ток (1 – 1,2) Ином, $\cos\phi = 0,9$ инд.;
температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
5. Рабочие условия:
параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) Уном; ток (0,05 – 1,2) Ином; 0,5 инд. ≤ $\cos\phi$ ≤ 0,8 емк.

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 °С до + 70 °С, для счетчиков от минус 40 °С до + 70 °С; для ИВК от +15 °С до +35 °С;

6. Погрешность в рабочих условиях указана для тока (0,05 – 1,2) Iном, cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от + 5°С до +40°С;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии, по ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

9. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Госреестр средств измерений.

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 точки измерений	Марка счетчика
1	2	3	4	5
ОАО «Севкавказэнерго» – Кабардино-Балкарский филиал ОАО «МРСК Северного Кавказа»				
1	2.1	ПС Змейская	ПС Змейская ВЛ-5 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T+
2	2.3	ПС Эльхотово	ПС Эльхотово ВЛ-209 110 кВ	A1R-4-AL-C29-T+
3	2.4	ПС Эльхотово	ПС Эльхотово ОМВ-110 кВ	A1R-4-AL-C29-T+
4	2.7	ПС Терек-110	ПС Терек-110 ВЛ-497 35 кВ	A1R-4-AL-C29-T+
ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Юга) – Кабардино-Балкарский филиал ОАО «МРСК Северного Кавказа»				
5	3.1.7	ПС 330 кВ Прохладный	М-2 110 кВ ПС 330 кВ «Прохладная»	A1R-4-AL-C29-T
6	3.1.1	ПС 330 кВ Прохладный	ВЛ-110-85 110 кВ ПС 330 кВ «Прохладная»	A1R-4-AL-C29-T
7	3.1.2	ПС 330 кВ Прохладный	ВЛ-110-86 110 кВ ПС 330 кВ «Прохладная»	A1R-4-AL-C29-T
8	3.1.3	ПС 330 кВ Прохладный	ВЛ-110-88 110 кВ ПС 330 кВ «Прохладная»	A1R-4-AL-C29-T
9	3.1.4	ПС 330 кВ Прохладный	ВЛ-110-99 110 кВ ПС 330 кВ «Прохладная»	A1R-4-AL-C29-T
10	3.1.5	ПС 330 кВ Прохладный	ВЛ-110-183 110 кВ ПС 330 кВ «Прохладная»	A1R-4-AL-C29-T
11	3.1.6	ПС 330 кВ Прохладный	ВЛ-110-184 110 кВ ПС 330 кВ «Прохладная»	A1R-4-AL-C29-T
12	3.1.8	ПС 330 кВ Прохладный	Фидер 10 кВ Ф-589 ПС 330 кВ «Прохладная»	A1R-4-AL-C29-T
13	3.1.9	ПС 330 кВ Прохладный	Фидер 10 кВ Ф-590 ПС 330 кВ «Прохладная»	A1R-4-AL-C29-T
14	3.1.10	ПС 330 кВ Прохладный	Фидер 10 кВ Ф-591 ПС 330 кВ «Прохладная»	A1R-4-AL-C29-T

1	2	3	4	5
15	3.1.11	ПС 330 кВ Прохладный	Фидер 10 кВ Ф-592 ПС 330 кВ «Прохладная»	A1R-4-AL-C29-T
16	3.1.12	ПС 330 кВ Прохладный	Фидер 10 кВ Ф-594 ПС 330 кВ «Прохладная»	A1R-4-AL-C29-T
17	3.1.13	ПС 330 кВ Прохладный	Фидер 10 кВ Ф-595 ПС 330 кВ «Прохладная»	A1R-4-AL-C29-T
18	3.1.14	ПС 330 кВ Прохладный	Фидер 10 кВ Ф-596 ПС 330 кВ «Прохладная»	A1R-4-AL-C29-T
19	3.2.6	ПС 330 кВ Баксан	М-2 110 кВ ПС 330 кВ «Баксан»	A1R-4-AL-C29-T
20	3.2.1	ПС 330 кВ Баксан	ВЛ-110-35 110 кВ ПС 330 кВ «Баксан»	A1R-4-AL-C29-T
21	3.2.2	ПС 330 кВ Баксан	ВЛ-110-37 110 кВ ПС 330 кВ «Баксан»	A1R-4-AL-C29-T
22	3.2.3	ПС 330 кВ Баксан	ВЛ-110-103 110 кВ ПС 330 кВ «Баксан»	A1R-4-AL-C29-T
23	3.2.4	ПС 330 кВ Баксан	ВЛ-110-173 110 кВ ПС 330 кВ «Баксан»	A1R-4-AL-C29-T
24	3.2.5	ПС 330 кВ Баксан	ВЛ-110-174 110 кВ ПС 330 кВ «Баксан»	A1R-4-AL-C29-T
25	3.2.7	ПС 330 кВ Баксан(Т-3, Т-4 ОАО "Каббалкэнерго")	Фидер 10 кВ Ф-105 ПС 330 кВ «Баксан»	A1R-4-AL-C29-T
26	3.2.8	ПС 330 кВ Баксан(Т-3, Т-4 ОАО "Каббалкэнерго")	Фидер 10 кВ Ф-106 ПС 330 кВ «Баксан»	A1R-4-AL-C29-T
27	3.2.9	ПС 330 кВ Баксан(Т-3, Т-4 ОАО "Каббалкэнерго")	Фидер 10 кВ Ф-107 ПС 330 кВ «Баксан»	A1R-4-AL-C29-T
28	3.2.10	ПС 330 кВ Баксан(Т-3, Т-4 ОАО "Каббалкэнерго")	Фидер 10 кВ Ф-108 ПС 330 кВ «Баксан»	A1R-4-AL-C29-T
29	3.2.11	ПС 330 кВ Баксан(Т-3, Т-4 ОАО "Каббалкэнерго")	Фидер 10 кВ Ф-109 ПС 330 кВ «Баксан»	A1R-4-AL-C29-T
30	3.2.12	ПС 330 кВ Баксан(Т-3, Т-4 ОАО "Каббалкэнерго")	Фидер 10 кВ Ф-1010 ПС 330 кВ «Баксан»	A1R-4-AL-C29-T
31	3.3.1	ПС 330 кВ Нальчик	ВЛ-110-104 110 кВ ПС 330 кВ «Нальчик-330»	A1R-4-AL-C29-T
32	3.3.2	ПС 330 кВ Нальчик	ВЛ-110-109 110 кВ ПС 330 кВ «Нальчик-330»	A1R-4-AL-C29-T
33	3.3.3	ПС 330 кВ Нальчик	М-2 110 кВ ПС 330 кВ «Нальчик-330»	A1R-4-AL-C29-T
34	3.3.4	ПС 6 кВ КТПН (сн.ПС 330 кВ Нальчик)	Фидер 6 кВ ф-623 (резерв СН) ПС 330 кВ «Нальчик- 330»	A1R-4-AL-C29-T
35	3.3.5	ПС 330 кВ Нальчик	ВЛ-110-105 110 кВ ПС 330 кВ «Нальчик-330»	A1R-4-AL-C29-T
36	3.3.6	ПС 330 кВ Нальчик	ВЛ-110-178(110) 110 кВ ПС 330 кВ «Нальчик-330»	A1R-4-AL-C29-T
ОАО «РусГидро» (Кабардино-Балкарский филиал) Аушигерская ГЭС – Кабардино-Балкарский филиал ОАО «МРСК Северного Кавказа				
37	4.1	Аушигерская ГЭС	ВЛ-110 кВ, Л-189 Аушигерская ГЭС (РусГидро)	СЭТ-4ТМ.03
38	4.2	Аушигерская ГЭС	ВЛ-110 кВ, Л-193 Аушигерская ГЭС (РусГидро)	СЭТ-4ТМ.03

1	2	3	4	5
39	4.3	Аушигерская ГЭС	ВЛ-110 кВ, Л-192 Аушигерская ГЭС (РусГидро)	СЭТ-4ТМ.03
40	4.4	Аушигерская ГЭС	Обходной выключатель М-2 Аушигерская ГЭС (Рус- Гидро)	СЭТ-4ТМ.03
41	4.5	Аушигерская ГЭС, КРУ-10 кВ	ВЛ-10 кВ, Ф-101 Аушигерская ГЭС	СЭТ-4ТМ.03
42	4.6	КТП4-1	ВЛ-10 кВ, Ф-1010 Аушигерская ГЭС ГРУ (плотина)	СЭТ-4ТМ.03
43	4.7	КТП4-2	ВЛ-10 кВ, Ф-403 Аушигерская ГЭС ГРУ (плотина)	СЭТ-4ТМ.03
ОАО «РусГидро» (Кабардино-Балкарский филиал) Кашхатау ГЭС – Кабардино-Балкарский филиал ОАО «МРСК Северного Кавказа»				
44	5.1	Кашхатау ГЭС	ВЛ-110 кВ Л-102 Кашхатау ГЭС	СЭТ-4ТМ.03
45	5.2	Кашхатау ГЭС	ВЛ-110 кВ Л-193 Кашхатау ГЭС	СЭТ-4ТМ.03
46	5.3	Кашхатау ГЭС	ВЛ-110 кВ Л-190 Кашхатау ГЭС	СЭТ-4ТМ.03
47	5.4	Кашхатау ГЭС	Обходной выключатель М-2 Кашхатау ГЭС	СЭТ-4ТМ.03
48	5.5	Кашхатау ГЭС; КРУ-10 кВ	ВЛ-10 кВ, Ф-1010 Кашха- тау ГЭС	СЭТ-4ТМ.03
49	5.6	КТПСН ГУ Кашхатау ГЭС	ВЛ-10 кВ, Ф-400 Кашхатау ГЭС	СЭТ-4ТМ.03
50	5.7	КТПСН ГУ Кашхатау ГЭС	ВЛ-10 кВ, Ф-102 Кашхатау ГЭС	СЭТ-4ТМ.03
ОАО «РусГидро» (Кабардино-Балкарский филиал) Баксанская ГЭС – Кабардино-Балкарский филиал ОАО «МРСК Северного Кавказа»				
51	6.1	Баксанская ГЭС	ВЛ-110 кВ, Л-3 Баксанская ГЭС (РусГидро)	СЭТ-4ТМ.03
52	6.2	Баксанская ГЭС	ВЛ-110 кВ, Л-4 Баксанская ГЭС (РусГидро)	СЭТ-4ТМ.03
53	6.3	Баксанская ГЭС	ВЛ-110 кВ, Л-37 Баксан- ская ГЭС (РусГидро)	СЭТ-4ТМ.03
54	6.4	Баксанская ГЭС	ВЛ-110 кВ, Л-210 Баксан- ская ГЭС (РусГидро)	СЭТ-4ТМ.03
55	6.5	Баксанская ГЭС	ВЛ-110 кВ, Л-211 Баксан- ская ГЭС (РусГидро)	СЭТ-4ТМ.03
56	6.6	ЩПТ-0,22 кВ, Баксанская ГЭС	ТСН-101 ст. 0,22 кВ Бак- санская ГЭС (РусГидро)	СЭТ-4ТМ.03
57	6.7	ЗРУ-0,22 кВ, Баксанская ГЭС, ГРУ (плотина)	Баксанская ГЭС; ЗРУ (плотина) – 0,22 кВ (РусГидро)	СЭТ-4ТМ.03

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- УСВ-2 среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч.

Надежность системных решений:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность корректировки часов в:

- электросчетчиках (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;
- 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 учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» 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 Кабардино-Балкарского филиала
ОАО «МРСК Северного Кавказа»

Наименование	Количество
Трансформаторы тока ТФЗМ-110Б (Госреестр № 2793-88)	9 шт.
Трансформатор тока ТВЛМ-10 (Госреестр № 1856-63)	4 шт.
Трансформатор тока ТФН-35М (Госреестр № 3690-73)	4 шт.
Трансформатор тока ТФНД-110 (Госреестр № 2793-71)	6 шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10 (Госреестр № 1276-59)	2 шт.
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1 (Госреестр № 14205-94)	6 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-10-66 (Госреестр № 831-69)	1 шт.
Трансформатор напряжения НКФ110-83У1 (Госреестр № 1188-84)	3 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-10 (Госреестр № 11094-87)	2 шт.
Трансформатор напряжения с заводским обозначением ЗНОМ-35 (Госреестр № 912-54)	6 шт.
Трансформатор напряжения НКФ-110 (Госреестр № 26452-04)	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03 (Госреестр № 27524-04)	10 шт.
Устройство синхронизации системного времени УСВ-2 (Госреестр № 41681-10)	1 шт.
ПО «Пирамида 2000»	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.
Формуляр	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 51934-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

– ТТ – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

– ТН – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- Счетчик СЭТ-4ТМ.03– в соответствии с методикой поверки ИЛГШ 411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ 411152.124 РЭ. Методика поверки;

– 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

Изложены в документе «Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа».

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

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Кабардино-Балкарского 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

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»

(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

м.п. «__»_____2012 г.