



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 49116

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ
"Иристон-1"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **001**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО "Инженерный центр", г. Нижний Новгород

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **36897-12**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

ЭИСА.411732.056.МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **14 декабря 2012 г. № 1132**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 007772

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Иристон-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Иристон-1» (далее - АИИС КУЭ «Иристон-1») предназначена для измерений коммерческого и технического учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ «Иристон-1» предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ «Иристон-1» на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- 1) активной (реактивной) энергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу энергии;
- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ «Иристон-1» представляет собой трехуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. Измерительный канал (ИК) системы состоит из следующих уровней:

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (далее - ИИК) состоит из установленных на объектах контроля электронных счетчиков активной и реактивной электроэнергии, измерительных трансформаторов тока (ТТ) и измерительных трансформаторов напряжения (ТН), вторичных измерительных цепей и технических средств приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), в который входит устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа СИКОН С70, обеспечивающее интерфейс доступа к ИИК, технические средства приема-передачи данных (каналообразующей аппаратуры).

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер сбора и передачи данных, программное обеспечение (ПО), каналообразующую аппаратуру, рабочие станции (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, диагностики состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в ОАО «АТС».

Передача данных с ИВКЭ на уровень ИВК (Дзауджикауская ГЭС) осуществляется следующим образом:

- с уровня ИВКЭ (Дзауджикауская ГЭС) на уровень ИВК (Дзауджикауская ГЭС) по каналу Ethernet;

- с уровня ИВКЭ (Гизельдонская ГЭС) на уровень ИВК (Дзауджикауская ГЭС) по основному или резервному каналам;

- с уровня ИВКЭ (Эзминская ГЭС) на уровень ИВК (Дзауджикауская ГЭС) по основному или резервному каналам, где:

- основной канал – с уровня ИВКЭ через аппаратуру сопряжения в ЛВС станции, затем по ВЧ связи на уровень ИВК (Дзауджикауская ГЭС);

- резервный канал – с уровня ИВКЭ через аппаратуру сопряжения в ЛВС станции, затем по спутниковой связи на уровень ИВК (Дзауджикауская ГЭС).

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и промышленном контроллере может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ «Иристон-1» измерения и передача данных на верхний уровень происходят следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчик СЭТ-4ТМ.03 производит измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$) и полную мощность ($S=U \cdot I$). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q=(S^2 - P^2)^{0.5}$. Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация передается в промышленный контроллер. В контроллере происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на контроллере, далее информация поступает на сервер, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи АРМ. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, промышленного контроллера и уровнем доступа АРМа к базе данных. Передача данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ «Иристон-1» к другому, осуществляется по экранированному информационному кабелю через интерфейс RS-485.

АИИС КУЭ «Иристон-1» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, контроллеров, сервера и имеет нормированную точность. Коррекция производится не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УСВ-1) на основе GPS-приемника.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ «Иристон-1» соответствуют критериям качества АИИС КУЭ, определенным согласно техническим требованиям НП «Совет рынка» и ОАО «АТС» к АИИС КУЭ.

Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ «Иристон-1» трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и промышленного контроллера соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ «Иристон-1» субъекта ОРЭ.

В случае аварийного отсутствия связи (физический разрыв связи или аварии каналобразующего оборудования) между ИИК и ИВК предусмотрен сбор информации непосредственно со счетчика, посредством переносного инженерного пульта (ноутбук), с последующей загрузкой ее в БД ИВК.

Взаимодействие АИИС КУЭ «Иристон-1» с ИАСУ КУ НП «АТС», филиалом ОАО «СОЦДУ» ОДУ Юга «Северокавказское РДУ» организовано по инициативе АИИС в автоматическом режиме. Обмен данными осуществляется по трем логическим интерфейсам:

- интерфейс передачи коммерческой информации;
- интерфейс передачи технической информации;
- интерфейс технологического контроля на уровне базы данных.

Подлинность передаваемой информации в ИАСУ КУ НП «АТС» подтверждается электронной цифровой подписью.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ «Иристон-1» являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре СИ. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

Программное обеспечение

ПО «Пирамида. 2000» строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии и УСПД.

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для разных тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Пирамида. 2000» и определяются классом применяемых электросчетчиков.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений электроэнергии в ИВК «Пирамида. 2000», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Для защиты информации и измерительных каналов АИИС КУЭ «Иристон-1» от несанкционированного вмешательства предусмотрена механическая и программная защита, предусмотрено проведение ревизии и маркирования специальными знаками визуального контроля, обеспечивающими защиту от несанкционированного физического доступа к средствам коммерческого учёта электрической энергии.

На программном уровне организуется многоуровневый доступ к ПО с разграничением прав пользователей через систему паролей. Система паролей обеспечивает не только дифференцированный доступ к информации, но и исключает возможность ее изменения.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ «Иристон-1», приведены в таблице 1.

Таблица 1

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
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	d79874d10fc2b156a0fd c27e1ca480ac	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
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

параметр	значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИИС КУЭ «Иристон-1» при измерении электрической энергии.	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 2,5
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С	от +20 до +30

- трансформаторов тока и напряжения, °С	от минус 30 до +30
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25 - 100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	110, 35; 10;6; 0,4
Первичные номинальные токи, кА	1,5; 1; 0,5; 0,4; 0,3; 0,2; 0,15; 0,1
Номинальное вторичное напряжение, В	380; 100
Номинальный вторичный ток, А	5; 1
Количество точек учета, шт.	32
Количество объектов учета, шт.	1
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Предел допускаемой абсолютной погрешности часов, с	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 3

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении электрической энергии, для рабочих условий эксплуатации, d , %.

№ ИК	Состав ИИК	cos φ (sin φ)	$\delta_{1(2)\%I}$	$\delta_{5\%I}$	$\delta_{20\%I}$	$\delta_{100\%I}$
			$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$I_{20\%} < I \leq I_{100\%}$	$I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$
1. - 3, 24. - 26, 31, 32	ТТ класс точности 0,5	1	—	±2,0	±1,3	±1,1
	ТН класс точности 0,5	0,8 (инд.)	—	±2,8	±1,7	±1,4
	Счетчик класс точности 0,5S	0,5 (инд.)	—	±4,2	±2,4	±1,9
	ТТ класс точности 0,5	0,8 (0,6)	—	±3,8	±2,4	±1,8
	ТН класс точности 0,5					
4. - 7, 16. - 18, 22, 23, 27. - 29	Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	—	±2,9	±2,0	±1,5
	ТТ класс точности 0,5S	1	±2,3	±1,3	±1,1	±1,1
	ТН класс точности 0,5	0,8 (инд.)	±2,8	±1,7	±1,4	±1,4
	Счетчик класс точности 0,5S	0,5 (инд.)	±4,2	±2,4	±1,9	±1,9
	ТТ класс точности 0,5S	0,8 (0,6)	±4,8	±2,4	±1,8	±1,8
8. - 14, 19. - 21, 30	Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	±4,2	±2,0	±1,5	±1,5
	ТТ класс точности 0,5	1	—	±1,9	±1,2	±1,1
	ТН класс точности 0,2	0,8 (инд.)	—	±2,7	±1,7	±1,3
	Счетчик класс точности 0,5S	0,5 (инд.)	—	±4,1	±2,3	±1,7
	ТТ класс точности 0,5	0,8 (0,6)	—	±3,7	±2,3	±1,7
15	Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	—	±2,9	±1,9	±1,5
	ТТ класс точности 0,5S	1	±2,3	±1,2	±1,0	±1,0
	ТН класс точности 0,2	0,8 (инд.)	±2,7	±1,6	±1,2	±1,2
	Счетчик класс точности 0,5S	0,5 (инд.)	±4,1	±2,2	±1,6	±1,6
	ТТ класс точности 0,5S	0,8 (0,6)	±4,7	±2,2	±1,6	±1,6
	Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	±4,1	±1,9	±1,4	±1,4

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени (d_p), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d_s^2 + \left(\frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

d_p - пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, в %;

d_s - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 при измерении электроэнергии, в %;

K – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

K_e – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт•ч);

T_{cp} - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

P - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p, \text{корр.}} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

Δt - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);

T_{cp} - величина интервала усреднения мощности (в часах).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки АИИС КУЭ «Иристон-1» приведен в таблицах 4 и 5.

Таблица 4

Измерительный канал		Средство измерений	
Но-мер ИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, метрологические характеристики, зав. №, № Госреестра
АИИС КУЭ «Иристон-1»			
1	Г-1 6 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5; $K_{ТТ}=400/5$; зав. № 41219; 41002; 41205; Госреестр № 1276-59
		ТН	9JE42HEB3 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=6000/100$; зав. № 7259379; 7206134 Госреестр № 36713-08

		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072225 Госреестр № 27524-04
2	Г-2 6 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5; $K_{ТТ}=400/5$; зав. № 41031; 40848; 40861 Госреестр № 1276-59
		ТН	9JE42HEB3 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=6000/100$; зав. № 7131690; 7259381 Госреестр № 36713-08
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072231 Госреестр № 27524-04
3	Г-3 6 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5; $K_{ТТ}=400/5$; зав. № 20454; 20257; 20825 Госреестр № 1276-59
		ТН	JP-15 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=6000/100$; зав. № 2-7998-6; 2-7997-6 Госреестр № 36715-08
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072232 Госреестр № 27524-04
4	ВЛ-32 110 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	ТВ Кл.т. 0,5S; $K_{ТТ}=200/1$; зав. № 368; 369; 370 Госреестр № 32123-06
		ТН	НКФ-110-83-У1 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=110000/100$; зав. № 35100; 42698; Госреестр № 1188-84
		ТН	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$; зав. № 11830; Госреестр № 14205-94
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072238 Госреестр № 27524-04
5	ВЛ-8 110 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	ТВ Кл.т. 0,5S; $K_{ТТ}=200/1$; зав. № 365; 366; 367 Госреестр № 32123-06
		ТН	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$; зав. № 11745; 11839; 11739; Госреестр № 14205-94
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072233 Госреестр № 27524-04
6	ВЛ-439 35 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	ТФМ-35-II Кл.т. 0,5S; $K_{ТТ}=300/5$; зав. № 7083; 7084; 7085; Госреестр № 17552-98
		ТН	ЗНОМ-35 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=35000/100$; зав. № 1001003; 1001119; 1286528; Госреестр № 912-54
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072239 Госреестр № 27524-04

7	ВЛ-461 110 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	ТФМ-35-П Кл.т. 0,5S; $K_{ТТ}=300/5$; зав. № 7086; 7087; 7088 Госреестр № 17552-98
		ТН	ЗНОМ-35 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=35000/100$; зав. № 1050153; 1169963; 1286534; Госреестр № 912-54
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072245 Госреестр № 27524-04
8	Л-Б-1 6 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5; $K_{ТТ}=400/5$; зав. № 60084; 56645; Госреестр № 1276-59
		ТН	НАМИ-10 Кл.т. 0,2; $K_{ТН}=6000/100$; зав. № 1189 Госреестр № 11094-87
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072253 Госреестр № 27524-04
9	Л-30 6 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5; $K_{ТТ}=400/5$; зав. № 24531; 26422 Госреестр № 1276-59
		ТН	НАМИ-10 Кл.т. 0,2; $K_{ТН}=6000/100$; зав. № 1189 Госреестр № 11094-87
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072247 Госреестр № 27524-04
10	Л-20 6 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5; $K_{ТТ}=400/5$; зав. № 24794; 15313; Госреестр № 1276-59
		ТН	НАМИ-10 Кл.т. 0,2; $K_{ТН}=6000/100$; зав. № 1189 Госреестр № 11094-87
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072246 Госреестр № 27524-04
11	Л-ГУ 6 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5; $K_{ТТ}=300/5$; зав. № 30683; 2288; Госреестр № 1276-59
		ТН	НАМИ-10 Кл.т. 0,2; $K_{ТН}=6000/100$; зав. № 1189 Госреестр № 11094-87
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072271 Госреестр № 27524-04
12	Л-38 6 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5; $K_{ТТ}=400/5$; зав. № 24443; 21944 Госреестр № 1276-59
		ТН	НАМИ-10 Кл.т. 0,2; $K_{ТН}=6000/100$; зав. № 1261 Госреестр № 11094-87
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03

			Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072257 Госреестр № 27524-04
13	Л-40 6 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5; $K_{ТТ}=400/5$; зав. № 30848; 29556; Госреестр № 1276-59
		ТН	НАМИ-10 Кл.т. 0,2; $K_{ТН}=6000/100$; зав. № 1261 Госреестр № 11094-87
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072259 Госреестр № 27524-04
14	Л-Б-2 6 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5; $K_{ТТ}=400/5$; зав. № 4077; 11867 Госреестр № 1276-59
		ТН	НАМИ-10 Кл.т. 0,2; $K_{ТН}=6000/100$; зав. № 1261; Госреестр № 11094-87
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072260; Госреестр № 27524-04
15	Т-180 0,4 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S; $K_{ТТ}=300/5$; зав. № 133580; 133582, 133585 Госреестр № 22656-02
		ТН	-
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072830 Госреестр № 27524-04
АИИС КУЭ «Иристон-1» Гизельдонская ГЭС			
16	Г-1 6 кВ Гизельдон- ская ГЭС	ТТ	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S; $K_{ТТ}=1000/5$; зав. № 18207; 18208; 18209; Госреестр № 1261-02
		ТН	НТМИ-6 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=6000/100$; зав. № 3134; Госреестр № 380-49
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072044; Госреестр № 27524-04
17	Г-2 6 кВ Гизельдон- ская ГЭС	ТТ	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S; $K_{ТТ}=1000/5$; зав. № 13678; 13679; 13680 Госреестр № 1261-02
		ТН	НТМИ-6 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=6000/100$; зав. № 1907; Госреестр № 380-49
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072051; Госреестр № 27524-04
18	Г-3 6 кВ Гизельдон- ская ГЭС	ТТ	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S; $K_{ТТ}=1000/5$; зав. № 18210; 18211; 18212; Госреестр № 1261-02
		ТН	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=6000/100$; зав. № 0917; Госреестр № 16687-02

		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072072; Госреестр № 27524-04
19	Ф-2 6 кВ Гизельдон- ская ГЭС	ТТ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5; К _{ТТ} =150/5; зав. № 4668; 4079; Госреестр № 2473-69
		ТН	НАМИ-10 Кл.т. 0,2; К _{ТН} =6000/100; зав. № 1247; Госреестр № 11094-87
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072110; Госреестр № 27524-04
20	Ф-3 6 кВ Гизельдон- ская ГЭС	ТТ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5; К _{ТТ} =150/5; зав. № 4981; 4980; Госреестр № 2473-69
		ТН	НАМИ-10 Кл.т. 0,2; К _{ТН} =6000/100; зав. № 1247; Госреестр № 11094-87
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072189 Госреестр № 27524-04
21	Ф-4 6 кВ Гизельдон- ская ГЭС	ТТ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5S; К _{ТТ} =150/5; зав. № 02000; Госреестр № 2473-05
		ТТ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5; К _{ТТ} =150/5; зав. № 1568; Госреестр № 2473-69
		ТН	НАМИ-10 Кл.т. 0,2; К _{ТН} =6000/100; зав. № 1247; Госреестр № 11094-87
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072195; Госреестр № 27524-04
22	ВЛ-16 110 кВ Гизель- донская ГЭС	ТТ	ТВ Кл.т. 0,5S; К _{ТТ} =300/1; зав. № 374; 375; 376; Госреестр № 32123-06
		ТН	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5; К _{ТН} =110000/√3/100/√3; зав. № 11836; 11843; 11837; Госреестр № 14205-84
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072203 Госреестр № 27524-04
23	ВЛ-1 110 кВ Гизель- донская ГЭС	ТТ	ТВ Кл.т. 0,5S; К _{ТТ} =200/1; зав. № 371; 372; 373; Госреестр № 32123-06
		ТН	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5; К _{ТН} =110000/√3/100/√3; зав. № 11836; 11843; 11837; Госреестр № 14205-84

		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072198; Госреестр № 27524-04
АИИС КУЭ «Иристон-1» Эзминская ГЭС			
24	Г-1 10 кВ Эзминская ГЭС	ТТ	ТЛШ-10УЗ Кл.т. 0,5; $K_{ТТ}=1500/5$; зав. № 3652; 3639; 3669; Госреестр № 6811-78
		ТН	НОМ-10 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=10000/100$; зав. № 2091; 4052; Госреестр № 363-49
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072288; Госреестр № 27524-04
25	Г-2 10 кВ Эзминская ГЭС	ТТ	ТПОФ Кл.т. 0,5; $K_{ТТ}=1500/5$; зав. № 48724; 43800; 80344; Госреестр № 518-50
		ТН	НОМ-10 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=10000/100$; зав. № 11059; 11165; Госреестр № 363-49
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072296; Госреестр № 27524-04
26	Г-3 10 кВ Эзминская ГЭС	ТТ	ТПОФ Кл.т. 0,5; $K_{ТТ}=1500/5$; зав. № 88118; 88117; 88148; Госреестр № 518-50
		ТН	НОМ-10 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=10000/100$; зав. № 11506; 11537; Госреестр № 363-49
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072303; Госреестр № 27524-04
27	ВЛ-31 110 кВ Эзминская ГЭС	ТТ	ТВ Кл.т. 0,5S; $K_{ТТ}=500/1$; зав. № 383; 384; 385; Госреестр № 32123-06
		ТН	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$; зав. № 11742; 11840; 11732; Госреестр № 14205-84
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072324; Госреестр № 27524-04
28	ВЛ-8 110 кВ Эзминская ГЭС	ТТ	ТВ Кл.т. 0,5S; $K_{ТТ}=500/1$; зав. № 377; 378; 795; Госреестр № 32123-06
		ТН	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$; зав. № 11748; 11836; 11747; Госреестр № 14205-84
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072310; Госреестр № 27524-04

29	ВЛ-25 110 кВ Эзминская ГЭС	ТТ	ТВ Кл.т. 0,5S; $K_{ТТ}=300/1$; зав. № 380; 381; 382; Госреестр № 32123-06
		ТН	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$; зав. № 11748; 11836; 11747; Госреестр № 14205-84
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072317; Госреестр № 27524-04
30	Фидер № 1 10 кВ Эзминская ГЭС	ТТ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5; $K_{ТТ}=400/5$; зав. № 24545; 24543; Госреестр № 1276-59
		ТН	НАМИ-10 Кл.т. 0,2; $K_{ТН}=10000/100$; зав. № 3985; Госреестр № 11094-87
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072350; Госреестр № 27524-04
31	Фидер № 2 10 кВ Эзминская ГЭС	ТТ	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5; $K_{ТТ}=1000/5$; зав. № 41309; 41346; Госреестр № 1261-02
		ТН	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=10000/100$; зав. № 1177; Госреестр № 16687-02
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072352; Госреестр № 27524-04
32	ВЛ-110 кВ «Дарьяли»	ТТ	ТФНД-110М Кл.т. 0,5; $K_{ТТ}=150/5$; зав. № 14704; 14532; 14698 Госреестр № 2793-71
		ТН	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5; $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$; зав. № 11742; 11840; 11732 Госреестр № 14205-94
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03-01 Кл.т. 0,5S/1,0; зав. № 0108072343 Госреестр № 27524-04

Таблица 5

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации.	Необходимое количество для АИИС КУЭ «Иристон-1»
ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»	1 (один)
ПО «Пирамида 2000. АРМ «Предприятие»	1 (один)
ПО «Пирамида 2000. Модуль субъект ОРЭ»	1(один)
GSM-модем Siemens MC35i	1(один)
Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 (№28822-05)	По количеству станций
ИВК «ИКМ-Пирамида» (№ 29484-05)	1(один)
Устройство синхронизации времени УСВ-1 (№ 28716-05)	1(один)
Формуляр на систему (ЭИСА.411732.056 ПС)	Один экземпляр
Методика поверки (36897-08)	Один экземпляр
Руководство по эксплуатации (ЭИСА.411732.056.ЭД.ИЗ)	Один экземпляр

Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Иристон-1». Методика поверки» (36897-08), утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2008 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки утвержденной в 2004 г.;
- средства поверки контроллеров сетевых промышленных СИКОН С70 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИМС в 2005 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе: «Методика выполнения измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ «ИРИСТОН-1» Изменение № 2».

Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Иристон-1»

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель ОАО «Инженерный центр», г. Нижний Новгород.

Адрес: 603157, г. Нижний Новгород, ул. Коминтерна, д. 39

Тел.: (831) 211-82-80, факс (831) 211-82-90

E-mail: info@ic-nn.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

аттестат аккредитации 30004-08 от 27.06.2008г.

119361, Москва, ул. Озерная, 46.

Тел. 781-86-03; e-mail: dept208@vniims.ru

Заместитель
Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

МП «____» _____ 2012 г.