

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ГЦИ СИ

ГРУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

31 » 08 2010 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный №45951-10
---	---

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ОАО «Энера Инжиниринг», г. Москва, заводской № 20.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» (далее - АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС») 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 «Кашхатау ГЭС» предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Область применения: на Кашхатау ГЭС филиала ОАО «РусГидро» - «Кабардино-Балкарский филиал» (Республика Кабардино-Балкария, Черекский район, п. Кашхатау) и граничащих с ним по цепям электроснабжения энергосистемах, промышленных и других энергопоставляющих (энергопотребляющих) предприятиях.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» представляет собой трехуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Нижний (1-й уровень) уровень состоит из установленных на объектах контроля электронных счетчиков активной и реактивной электроэнергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, вторичных измерительных цепей, образующих измерительные каналы (далее по тексту – «ИК») системы по количеству точек учета электроэнергии.

Второй уровень (ИВКЭ) состоит из контроллера СИКОН С70. Передача данных с ИВКЭ на уровень ИВК осуществляется по каналу передачи данных, организованному через выделенный сегмент Ethernet-сети.

Данный канал может быть использован для организации доступа в ИВКЭ АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» со стороны ОАО «АТС».

Третий уровень ИВК АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» включает в себя промышленный сервер с ППО «Пирамида» и АРМы должностных лиц «Кашхатау ГЭС» (информационный уровень).

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.

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 «Кашхатау ГЭС» 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. Счетчики СЭТ-4ТМ.03М производят 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 направляется в промышленный контроллер. В контроллерах происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на контроллерах, 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 к другому, осуществляется по экранированному информационному кабелю через интерфейс RS-485.

АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, контроллеров, сервера и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится, не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УСВ-2) 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 «Кашхатау ГЭС» соответствуют техническим требованиям ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращений активной электрической энергии, календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков полчасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и промышленного контроллера соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ.

В случае аварийного отсутствия связи (физический разрыв связи или аварии каналаобразующего оборудования) между ИИК и ИВК предусмотрен сбор информации непосредствен-

но со счетчиков, посредством переносного инженерного пульта (ноутбук), с последующей загрузкой ее в БД ИВК.

Для защиты информации и измерительных каналов АИИС КУЭ от несанкционированного вмешательства предусмотрена механическая и программная защита. На всех измерительных комплексах коммерческого учёта, входящих в АИИС КУЭ ОАО «Кашхатау ГЭС», 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.

Взаимодействие АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» с центром сбора информации ОАО «Рус-Гидро», ИАСУ КУ ОАО «АТС», Кабардино-Балкарским филиалом ОАО «МРСК Северного Кавказа», Филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга, Филиалом ОАО «СО ЕЭС» 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 ОАО «АТС» подтверждается электронной цифровой подписью.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» 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.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1

параметр	значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИИС КУЭ при измерении электрической энергии.	Вычисляются по методике поверки в зависимости от состава ИК. Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 2
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 2,5
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	+20...+30 -30...+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; 10
Первичные номинальные токи, кА	1,5; 1; 0,015
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	10
Количество объектов учета, шт.	1
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30

параметр	значение
Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах, не более, секунд	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 2

Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии, %.

№ ИК	Состав ИК*	$\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)	$\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \% \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \% \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} \% \leq I < I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} \% \leq I \leq I_{120\%}$
1-3, 8	ТТ класс точности 0,5	1	—	±1,9	±1,2	±1,0
	ТН класс точности 0,5	0,8 (инд.)	—	±2,9	±1,7	±1,4
	Счетчик класс точности 0,2S	0,5 (инд.)	—	±5,5	±3,0	±2,3
	ТТ класс точности 0,5	0,8 (0,6)	—	±4,9	±3,2	±2,9
	ТН класс точности 0,5	0,5 (0,87)	—	±3,3	±2,5	±2,4
	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)					
4-7	ТТ класс точности 0,2S	1	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
	ТН класс точности 0,2	0,8 (инд.)	±1,4	±1,1	±0,9	±0,9
	Счетчик класс точности 0,2S	0,5 (инд.)	±2,1	±1,4	±1,1	±1,1
	ТТ класс точности 0,2S	0,8 (0,6)	±2,9	±2,4	±2,4	±2,4
	ТН класс точности 0,2	0,5 (0,87)	±2,6	±2,2	±2,2	±2,2
	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)					
9, 10	ТТ класс точности 0,2S	1	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	ТН класс точности 0,5	0,8 (инд.)	±1,6	±1,3	±1,1	±1,1
	Счетчик класс точности 0,2S	0,5 (инд.)	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
	ТТ класс точности 0,2S	0,8 (0,6)	±3,0	±2,6	±2,5	±2,5
	ТН класс точности 0,5	0,5 (0,87)	±2,6	±2,3	±2,3	±2,3
	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)					

Примечание:

*) В процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления сертификата об утверждении типа АИИС КУЭ: стандартизованных компонентов - измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов, класс точности которых должен быть не хуже класса точности первоначально указанных в таблице, а также УСПД - на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом, согласно требованиям ст. 4.2 МИ 2999-2006. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Для разных сочетаний классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации рассчитываются согласно алгоритмам, приведенным в методике поверки АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС».

Пределы допускаемой относительной погрешности по средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени, 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:

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

δ_p – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, в процентах;

δ_s – пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.2 при измерении электроэнергии, в процентах;

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 по средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

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

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

Комплект поставки приведен в таблице 3, 4 и 5.

Таблица 3.

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
Номер ИИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС»				
1	Г-1	ТТ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 K _{ТТ} =1500/5 зав. № 8523; 8463; 8358 Госреестр № 1261-02	Первичный ток
		ТН	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 K _{ТН} =10000/100 зав.№ 5634; 5616; 5606 Госреестр № 3344-04	Первичное напряжение
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 зав.№ 0811091580 Госреестра № 36697-08	Приращение энергии и мощности активной, реактивной, календарное время

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
Номер ИИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
2	Г-2	ТТ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 $K_{\text{ТТ}}=1500/5$ зав.№ 3876; 3875; 2945 Госреестр № 1261-02	Первичный ток
		ТН	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 $K_{\text{ТН}}=10000/100$ зав.№ 5596; 5597; 5627 Госреестр № 3344-04	Первичное напряжение
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 зав.№ 0811091525 Госреестра № 36697-08	Приращение энергии и мощности активной, реактивной, календарное время
3	Г-3	ТТ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 $K_{\text{ТТ}}=1500/5$ зав.№ 2987; 8424; 2811 Госреестр № 1261-02	Первичный ток
		ТН	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 $K_{\text{ТН}}=10000/100$ зав.№ 3549; 3505; 5611 Госреестр № 3344-04	Первичное напряжение
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 зав.№ 0810092987 Госреестра № 36697-08	Приращение энергии и мощности активной, реактивной, календарное время
4	ВЛ-110 кВ Дубки - Кашхатау ГЭС (Л-102)	ТТ	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,2S $K_{\text{ТТ}}=1000/5$ зав.№ 1539; 1538; 1537 Госреестр № 26813-06	Первичный ток
		ТН	НАМИ-110УХЛ1 Кл.т. 0,2 $K_{\text{ТН}}=110000/100$ зав.№ 1105; 1108; 1013 Госреестр № 24218-03	Первичное напряжение
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 зав.№ 0811090982 Госреестра № 36697-08	Приращение энергии и мощности активной, реактивной, календарное время

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
Номер ИИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
5	ВЛ-110 кВ Аушигерская ГЭС - Кашхатау ГЭС (Л-193)	ТТ	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,2S K _{ТТ} =1000/5 зав.№ 1534; 1535; 1536 Госреестр № 26813-06	Первичный ток
		ТН	НАМИ-110УХЛ1 Кл.т. 0,2 K _{ТН} =110000/100 зав.№ 1006; 1020; 1024 Госреестр № 24218-03	Первичное напряжение
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 зав.№ 0811091133 Госреестра № 36697-08	Приращение энергии и мощности активной, реактивной, календарное время
6	ВЛ-110 кВ Кашхатау ГЭС – Кашхатау (Л-190)	ТТ	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,2S K _{ТТ} =1000/5 зав.№ 1543; 1545; 1544 Госреестр № 26813-06	Первичный ток
		ТН	НАМИ-110УХЛ1 Кл.т. 0,2 K _{ТН} =110000/100 зав.№ 1006; 1020; 1024 Госреестр № 24218-03	Первичное напряжение
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 зав.№ 0811091549 Госреестра № 36697-08	Приращение энергии и мощности активной, реактивной, календарное время
7	ОВ-110 кВ	ТТ	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,2S K _{ТТ} =1000/5 зав.№ 1540; 1542; 1541 Госреестр № 26813-06	Первичный ток
		ТН	НАМИ-110УХЛ1 Кл.т. 0,2 K _{ТН} =110000/100 зав.№ 1105; 1108; 1013 Госреестр № 24218-03	Первичное напряжение
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 зав.№ 0811091031 Госреестра № 36697-08	Приращение энергии и мощности активной, реактивной, календарное время

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
Номер ИИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
8	ТСН-103	ТТ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 K _{ТТ} =1500/5 зав.№ 3435; 3434; 3427 Госреестр № 25433-08	Первичный ток
		ТН	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 K _{ТН} =10000/100 зав.№ 28043; 5620; 5546 Госреестр № 3344-04	Первичное напряжение
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 зав.№ 0811090942 Госреестра № 36697-08	Приращение энергии и мощности активной, реактивной, календарное время
9	Ф-400 п/ст «Советское»	ТТ	ТОЛ-10 Кл.т. 0,2S K _{ТТ} =15/5 зав.№ 19139-10; 19138-10; 19137-10 Госреестр № 7069-07	Первичный ток
		ТН	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 K _{ТН} =10000/100 зав.№ 3378; 3482; 3381 Госреестр № 3344-08	Первичное напряжение
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 зав.№ 0805100896 Госреестра № 36697-08	Приращение энергии и мощности активной, реактивной, календарное время
10	Ф-102 п/ст «Бабугент»	ТТ	ТОЛ-10 Кл.т. 0,2S K _{ТТ} =15/5 зав.№ 19142-10; 19141-10; 19140-10 Госреестр № 7069-07	Первичный ток
		ТН	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 K _{ТН} =10000/100 зав.№ 3487; 3455; 3456 Госреестр № 3344-08	Первичное напряжение
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 зав.№ 0805101793 Госреестра № 36697-08	Приращение энергии и мощности активной, реактивной, календарное время

Таблица 4

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС»	Номер в Госреестре средств измерений
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746 ТПОЛ-10; ТРГ-110 II*; ТЛО-10; ТОЛ-10	Согласно схеме объекта учета	№ 1261-02; № 26813-06; № 25433-08; № 7069-07
Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983 ЗНОЛ.06; НАМИ-110УХЛ1	Согласно схеме объекта учета	№ 3344-04; № 3344-08; № 24218-03
Электронный счётчик производства СЭТ-4ТМ.03М	По количеству точек учета	№ 36697-08
Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70	Один. Зав.№ 5364	№ 28822-05
Устройство синхронизации времени УСВ-2	Один. Зав.№ 2022	№ 41681-09

Таблица 5

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации.	Необходимое количество для АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС»
Сервер HP ProLiant D160 G6	1 шт.
Модем сотовый стандарта GSM Fargo Maestro 100	3 шт.
Коммутатор Ethernet AT-GS900 Allied Telesyn	1 шт.
Источник бесперебойного питания APC SMART-UPS 19"	1 шт.
Автоматизированное рабочее место (АРМ)	1 шт.
Инженерный пульт Ноутбук HP	1 шт.
Программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»	1 шт.
ПО «Пирамида 2000. Сервер»	1 шт.
ПО «Пирамида 2000. АРМ: ОГЭ»	1 шт.
ПО «Пирамида 2000. Модуль Субъекта ОРЭ»	1 шт.
ПО «Пирамида 2000. Мобильный АРМ»	1 шт.
ОС Windows Srv2008 Rus	1 шт.
ОС Windows 7 (XP Pro)	2 шт.
Формуляр на систему	Один экземпляр
Методика поверки	Один экземпляр
Руководство по эксплуатации	Один экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 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.03М в соответствии с методикой поверки утвержденной в 2007г.;

- средства поверки контроллеров сетевых промышленных СИКОН С70 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИМС в 2005 г.;

- Радиочасы МИР РЧ-01.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ГОСТ Р 52323-2005 «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 «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».

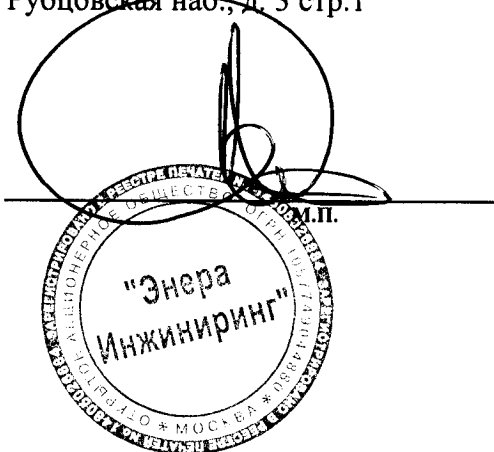
ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ОАО «Энера Инжиниринг».

Адрес: 105082, г. Москва, Рубцовская наб., д. 3 стр. 1

Генеральный директор
ОАО «Энера Инжиниринг»



А.А. Самсонов