



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.059.A № 48662

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО "ОГК-3" "Харанорская
ГРЭС" (АИИС КУЭ Харанорской ГРЭС)**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 0785

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО НТП "Энергоконтроль", г. Заречный, Пензенская обл.

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51684-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

НЕКМ.421451.143 МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **08 ноября 2012 г. № 982**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 007306

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ОГК-3» «Харанорская ГРЭС» (АИИС КУЭ Харанорской ГРЭС)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ОГК-3» «Харанорская ГРЭС» (АИИС КУЭ Харанорской ГРЭС) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами филиала ОАО «ОГК-3» «Харанорская ГРЭС», сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

Конструкция АИИС КУЭ Харанорской ГРЭС представляет двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности и включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,2, 0,2S и 0,5 по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983 и счётчики активной и реактивной электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323 для активной электроэнергии и 0,5 по описанию типа на счётчики СЭТ-4ТМ.03М для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 3.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя технические средства организации каналов связи (каналообразующую аппаратуру), основной и резервный сервер ИВК и программное обеспечение (ПО).

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) формируется на всех уровнях АИИС КУЭ Харанорской ГРЭС и выполняет законченную функцию измерений времени и интервалов времени.

Измерительные каналы (далее ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Принцип действия АИИС КУЭ Харанорской ГРЭС заключается в следующем.

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. Счетчики электрической энергии являются измерительными приборами, построенными на принципе цифровой обработки входных аналоговых сигналов. Управление процессом измерения в счетчиках электрической энергии осуществляется микроконтроллером, который реализует алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжений и токов производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока, активной и полной мощности в каждой фазе сети, производит их коррекцию по амплитуде, фазе и температуре.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации – активная и реактивная электрическая энергия (в импульсах телеметрии), как интеграл по времени от средней за период сети активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.

Измерительная информация со счетчиков электрической энергии по цифровым интерфейсам при помощи каналообразующей аппаратуры и каналов связи поступает на основной и резервный сервер ИВК.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов

трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, выдача результатов измерений электрической энергии и мощности в виде таблиц, ведомостей, графиков на монитор. Данные, хранимые в ИВК, могут быть переданы другим пользователям по локальной вычислительной сети, выделенным или коммутируемым линиям связи, телефонной или сотовой связи, через интернет-провайдера.

Конструкция СОЕВ включает в себя приемник-синхронизатор по сигналам ГЛОНАСС/GPS (приемник-синхронизатор), устройство сервисное, основной и резервный сервер ИВК и счетчики электрической энергии ИИК. Приемник -синхронизатор принимает сигналы точного времени от спутников Глобальной Навигационной Спутниковой Системы (ГЛОНАСС) и Глобальной Системы Позиционирования (GPS), преобразует их в сигналы проверки времени (СВП) («шесть точек»), которые поступают на устройства сервисные. По началу шестого сигнала устройства сервисные производят синхронизацию встроенного в устройство сервисное корректора времени, представляющего собой таймер, ведущий часы, минуты, секунды, миллисекунды. Основной и резервный сервер ИВК по интерфейсу RS-232C каждую секунду обращается к своему устройству сервисному, считывает с корректора время и сравнивает с показаниями внутренних часов сервера. При расхождении более чем на 60 мс, показания часов сервера корректируются по времени корректора. Основной сервер ИВК осуществляет коррекцию показаний часов в счетчиках. Сличение показаний часов счетчиков с показаниями часов основного сервера ИВК производится каждые 30 мин, коррекция производится при расхождении более ± 2 с. Журналы событий счетчика электрической энергии и ИВК отражают время (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции указанных устройств.

Программное обеспечение

Структура программного обеспечения ИВК:

– общесистемное программное обеспечение включает в себя:

- а) операционную систему Windows XP Professional;
- б) WEB-сервер для публикации WEB-документов;
- в) WEB-браузер для просмотра WEB-документов – Microsoft Internet Explorer.

– специальное программное обеспечение включает в себя:

- а) базовое программное обеспечение КТС «Энергия+»;
- б) дополнительное программное обеспечение КТС «Энергия+»;
- в) систему управления базами данных Microsoft SQL Server 2005;
- г) программное обеспечение для нанесения электронной цифровой подписи.

Программное обеспечение реализовано на технологии «клиент-сервер». Серверная часть содержит программы приема и обработки данных, а также SQL-сервер и WEB-сервер. Серверная часть обеспечивает основные функции – прием, обработку, хранение и публикацию данных.

Идентификационные данные метрологически значимых частей программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные

Наименование программы	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Расчетное ядро	Ядро: Энергия + (файл kernel6.exe)	v.6.4	35BFFAA209E2515137 73DFC0C7EFA720	MD5
Запись в базу	Запись в БД: Энергия +(файл Writer.exe)	v.6.4	87AF3E265C87891D3 B6E2CAD3CF556FB	MD5
Сервер устройств	Сервер устройств: Энергия + (файл IcServ.exe)	v.6.4	9F1FA0529A198BF951 B9063ED427EFE2	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Номинальная функция преобразования для измерения:
– электроэнергии

$$W_p (W_Q) = \frac{N}{2 \times A} \times K_{ТН} \times K_{ТТ}$$

– мощности

$$P (Q) = \frac{N}{2 \times A} \times \frac{60}{T_{ср}} \times K_{ТН} \times K_{ТТ}$$

где:

N – число импульсов в регистре профиля мощности нагрузки электросчетчика, имп;

A – постоянная электросчетчика, имп/кВт·ч (имп/квар·ч);

K_{ТН} – коэффициент трансформации ТН;

K_{ТТ} – коэффициент трансформации ТТ;

T_{ср} – время интегрирования, мин.

Границы допускаемой относительной погрешности каждого ИК АИИС КУЭ Харанорской ГРЭС приведены в таблице 2.

Предел допускаемого значения поправки часов ИК АИИС КУЭ Харанорской ГРЭС составляет ± 5 с.

Таблица 2 – Доверительные границы относительной погрешности ИК

Номер ИК	Значение	Границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95							
		в нормальных условиях, %				в рабочих условиях, %			
	cos φ	при измерении активной электроэнергии и мощности в диапазоне тока							
		0,02·I _{1н} ≤ I ₁ < 0,05·I _{1н}	0,05·I _{1н} ≤ I ₁ < 0,2·I _{1н}	0,2·I _{1н} ≤ I ₁ < 1,0·I _{1н}	1,0·I _{1н} ≤ I ₁ ≤ 1,2·I _{1н}	0,02·I _{1н} ≤ I ₁ < 0,05·I _{1н}	0,05·I _{1н} ≤ I ₁ < 0,2·I _{1н}	0,2·I _{1н} ≤ I ₁ < 1,0·I _{1н}	1,0·I _{1н} ≤ I ₁ ≤ 1,2·I _{1н}
1, 11, 12	1,0	Не норм.	± 1,1	± 0,9	± 0,8	Не норм.	± 1,4	± 1,1	± 1,1
	0,87	Не норм.	± 1,3	± 1,0	± 0,9	Не норм.	± 1,5	± 1,2	± 1,2
	0,8	Не норм.	± 1,5	± 1,1	± 1,0	Не норм.	± 1,7	± 1,3	± 1,2
	0,71	Не норм.	± 1,7	± 1,2	± 1,1	Не норм.	± 1,8	± 1,4	± 1,3
	0,6	Не норм.	± 2,0	± 1,4	± 1,3	Не норм.	± 2,1	± 1,6	± 1,5
	0,5	Не норм.	± 2,4	± 1,7	± 1,5	Не норм.	± 2,5	± 1,9	± 1,7
2 – 7, 9, 10	1,0	Не норм.	± 1,9	± 1,1	± 1,0	Не норм.	± 2,0	± 1,4	± 1,2
	0,87	Не норм.	± 2,5	± 1,5	± 1,2	Не норм.	± 2,6	± 1,6	± 1,4
	0,8	Не норм.	± 2,9	± 1,7	± 1,3	Не норм.	± 3,0	± 1,8	± 1,5
	0,71	Не норм.	± 3,5	± 2,0	± 1,5	Не норм.	± 3,6	± 2,1	± 1,7
	0,6	Не норм.	± 4,4	± 2,4	± 1,8	Не норм.	± 4,5	± 2,5	± 2,0
	0,5	Не норм.	± 5,5	± 3,0	± 2,3	Не норм.	± 5,5	± 3,1	± 2,4

Окончание таблицы 2

Номер ИК	Значение	Границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95							
		в нормальных условиях, %				в рабочих условиях, %			
	cos φ	при измерении активной электроэнергии и мощности в диапазоне тока							
$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$		$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$	$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$	
8	1,0	1,0	±0,7	±0,6	±0,6	±1,3	±1,0	±1,0	±1,0
	0,87	1,1	±0,8	±0,7	±0,7	±1,4	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	1,2	±0,9	±0,7	±0,7	±1,5	±1,2	±1,0	±1,1
	0,71	1,4	±1,0	±0,8	±0,8	±1,6	±1,2	±1,1	±1,1
	0,6	1,6	±1,1	±0,9	±0,9	±1,8	±1,4	±1,2	±1,2
	0,5	1,9	±1,3	±1,0	±1,0	±2,1	±1,6	±1,3	±1,3
Номер ИК	sin φ	при измерении реактивной электроэнергии и мощности в диапазоне тока							
		$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$	$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$
1, 11, 12	1,0	Не норм.	±1,3	±1,0	±1,0	Не норм.	±1,7	±1,6	±1,5
	0,87	Не норм.	±1,5	±1,1	±1,1	Не норм.	±1,9	±1,7	±1,6
	0,8	Не норм.	±1,6	±1,2	±1,1	Не норм.	±2,1	±1,7	±1,7
	0,71	Не норм.	±1,8	±1,3	±1,2	Не норм.	±2,2	±1,8	±1,8
	0,6	Не норм.	±2,2	±1,5	±1,4	Не норм.	±2,5	±2,0	±1,9
	0,5	Не норм.	±2,6	±1,8	±1,6	Не норм.	±2,9	±2,2	±2,1
2 – 7, 9, 10	1,0	Не норм.	±1,9	±1,3	±1,1	Не норм.	±2,3	±1,7	±1,6
	0,87	Не норм.	±2,6	±1,6	±1,3	Не норм.	±2,9	±2,0	±1,8
	0,8	Не норм.	±3,0	±1,8	±1,4	Не норм.	±3,2	±2,2	±1,9
	0,71	Не норм.	±3,6	±2,0	±1,6	Не норм.	±3,8	±2,4	±2,1
	0,6	Не норм.	±4,5	±2,5	±1,9	Не норм.	±4,7	±2,8	±2,3
	0,5	Не норм.	±5,6	±3,0	±2,3	Не норм.	±5,7	±3,3	±2,7
8	1,0	±1,4	±0,9	±0,8	±0,8	±1,9	±1,5	±1,5	±1,5
	0,87	±1,5	±1,0	±0,9	±0,9	±2,0	±1,6	±1,5	±1,5
	0,8	±1,6	±1,1	±0,9	±0,9	±2,0	±1,7	±1,6	±1,6
	0,71	±1,7	±1,3	±1,0	±1,0	±2,1	±1,8	±1,6	±1,6
	0,6	±1,9	±1,4	±1,1	±1,1	±2,3	±2,0	±1,7	±1,7
	0,5	±2,1	±1,7	±1,2	±1,2	±2,5	±2,1	±1,8	±1,8
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовая).</p> <p>2 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.</p>									

Нормальные условия применения:

- температура окружающего воздуха от 15 до 25 °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа;
- напряжение питающей сети переменного тока от 215,6 до 224,4 В;

- частота питающей сети переменного тока (50,00 ± 0,15) Гц;
- коэффициент искажения синусоидальной кривой напряжения и тока не более 2 %;
- индукция внешнего магнитного поля не более 0,05 мТл.

Рабочие условия применения:

- температура окружающего воздуха: для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 50 °С; счетчиков электрической энергии от 10 до 35 °С;
- относительная влажность воздуха до 90 % при температуре окружающего воздуха 30 °С;
- атмосферное давление от 70 до 106,7 кПа;
- параметры сети: напряжение (0,80 – 1,15)·Uном; ток (0,1 – 6,0) А; частота (50,0 ± 0,2) Гц; cosφ ≥ 0,5; для счетчиков электрической энергии коэффициент третьей гармонической составляющей тока не более 10 %;
- индукция внешнего магнитного поля (для счетчиков) от 0 до 0,5 мТл.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится с помощью принтера на титульные листы (место нанесения – сверху, справа) эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ОГК-3» «Харанорская ГРЭС».

Комплектность средства измерений

В комплект АИИС КУЭ Харанорской ГРЭС входят средства измерений в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3 – Состав ИИК АИИС КУЭ Харанорской ГРЭС.

Номер ИК в АИИС КУЭ	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Средства измерений				
		Наименование СИ	Тип, метрологические характеристики	Класс точности	Номер в Государственном реестре СИ	Кол. шт.
1	ВЛ-110 кВ №64	Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-IV, 1000/1	0,2	26422-04	3
		Трансформатор напряжения	НКФ-110-83ХЛ1, 110000√3/100/√3	0,5	1188-84	3
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.16, 100 В; 1(2) А	0,2S/0,5	36697-08	1
2	ВЛ-110 кВ №65	Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-III, 1000/1	0,5	26421-04	3
		Трансформатор напряжения	НКФ-110-83ХЛ1, 110000√3/100/√3	0,5	1188-84	3
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.16, 100 В; 1(2) А	0,2S/0,5	36697-08	1
3	ОВ-110 кВ	Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-III, 1000/1	0,5	26421-04	3
		Трансформатор напряжения	НКФ-110-83ХЛ1, 110000√3/100/√3 (см. ИК № 2)	-	-	-
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.16, 100 В; 1(2) А	0,2S/0,5	36697-08	1

Продолжение таблицы 3

Номер ИК в АИИС КУЭ	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Средства измерений				
		Наименование СИ	Тип, метрологические характеристики	Класс точности	Номер в Государственном реестре СИ	Кол. шт.
4	ВЛ-220 кВ №229	Трансформатор тока	ТФЗМ-220Б-IV, 1000/1	0,5	26424-04	3
		Трансформатор напряжения	НКФ-220-58У1, 220000√3/100/√3	0,5	14626-95	3
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.16, 100 В; 1(2) А	0,2S/0,5	36697-08	1
5	ВЛ-220 кВ №230	Трансформатор тока	ТФЗМ-220Б-IV, 1000/1	0,5	26424-04	3
		Трансформатор напряжения	НКФ-220-58У1, 220000√3/100/√3	0,5	14626-95	3
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.16, 100 В; 1(2) А	0,2S/0,5	36697-08	1
6	ВЛ-220 кВ №231	Трансформатор тока	ТФЗМ-220Б-IV, 1000/1	0,5	26424-04	3
		Трансформатор напряжения	НКФ-220-58У1, 220000√3/100/√3	0,5	14626-95	3
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.16, 100 В; 1(2) А	0,2S/0,5	36697-08	1
7	ВЛ-220 кВ №232	Трансформатор тока	ТФЗМ-220Б-IV, 1000/1	0,5	26424-04	3
		Трансформатор напряжения	НКФ-220-58У1, 220000√3/100/√3	0,5	14626-95	3
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.16, 100 В; 1(2) А	0,2S/0,5	36697-08	1
8	ВЛ-220 кВ №233	Трансформатор тока	ТГФМ-220 П*, 600/1	0,2S	36671-08	3
		Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1, 220000√3/100/√3	0,2	20344-05	3
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.16, 100 В; 1(2) А	0,2S/0,5	36697-08	1
9	ОЩСВ-1-220 кВ	Трансформатор тока	ТФЗМ-220Б-IV, 1000/1	0,5	26424-04	3
		Трансформатор напряжения	НКФ-220-58У1, 220000√3/100/√3 (см. ИК № 7)	-	-	-
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.16, 100 В; 1(2) А	0,2S/0,5	36697-08	1
10	ОЩСВ-2-220 кВ	Трансформатор тока	ТФЗМ-220Б-IV, 1000/1	0,5	26424-04	3
		Трансформатор напряжения	НКФ-220-58У1, 220000√3/100/√3 (см. ИК № 5)	-	-	-
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.16, 100 В; 1(2) А	0,2S/0,5	36697-08	1

Окончание таблицы 3

Номер ИК в АИИС КУЭ	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Средства измерений				
		Наименование СИ	Тип, метрологические характеристики	Класс точности	Номер в Государственном реестре СИ	Кол. шт.
11	Генератор Г-1	Трансформатор тока	ТШ-20, 10000/5	0,2	8771-82	3
		Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63, 15750/√3/100/√3	0,5	1593-70	3
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, 100 В; 5(10) А	0,2S/0,5	36697-08	1
12	Генератор Г-2	Трансформатор тока	ТШ-20, 10000/5	0,2	8771-82	3
		Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.0 6, 15750/√3/100/√3	0,5	3344-72	2
			ЗНОМ-15-63, 15750/√3/100/√3	0,5	1593-70	1
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, 100 В; 5(10) А	0,2S/0,5	36697-08	1
Примечание - Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже указанных в настоящей таблице. Замена оформляется актом в установленном в филиале ОАО «ОГК-3» «Харанорская ГРЭС» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.						

В комплект АИИС КУЭ Харанорской ГРЭС входят технические средства и эксплуатационная документация в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4 – Технические средства и эксплуатационная документация

Наименование	Обозначение (тип)	Количество, шт.
Технические средства		
8-портовый асинхронный сервер	NPort 56501-8-DT с изоляцией 2 кВ	4
Медиаконвертер	Allied Telesyn AT-MC103XL	4
Источник бесперебойного питания	AVRX550U Tripp Lite	2
Шкаф учета 01 ШКН-800К	НЕКМ.656343.059	2
Специализированный вычислительный комплекс	НЕКМ.421451.035	1
IBM-совместимый промышленный сервер с мультипортовой платой PC1/8 x RS-232 C168H/PC1 MOXA	ADVANTECH IPC-610	2
Монитор	LCD 19"	1
8-портовый неуправляемый Ethernet коммутатор	EDS-208	1

Окончание таблицы 4

Наименование	Обозначение (тип)	Количество, шт.
Блок питания	DR-45-24	1
Переключатель консолей	ATEN CS62A	1
Модем ТЛФ	ZyXEL U-336E Plus	1
Приёмник меток времени GPS	НЕКМ.426479.011 ТУ	1
Устройство сервисное	НЕКМ.426479.008 ТУ	2
Плата контроля электропитания сервера	НЕКМ.426419.023 ТУ	2
Источник бесперебойного питания	Smart-UPS 1000VA (SUA 1000RMI2U)	2
Устройство сопряжения оптическое (USB 1.1/оптопорт)	УСО-2	2
Разветвитель интерфейса 2×RS485/2×RS485	НЕКМ.687281.043 ПС	18
Коробка испытательная переходная	ЛИМГ.301591.009	18
Эксплуатационная документация		
Ведомость эксплуатационных документов	НЕКМ.421451.143 ВЭ	1
Перечень входных данных	НЕКМ.421451.143 В6	5
Перечень выходных данных	НЕКМ.421451.143 В8	1
Технологическая инструкция	НЕКМ.421451.143 И2	1
Руководство пользователя	НЕКМ.421451.143 И3	1
Инструкция по формированию и ведению базы данных	НЕКМ.421451.143 И4	1
Инструкция по эксплуатации КТС	НЕКМ.421451.143 ИЭ	1
Формуляр-паспорт	НЕКМ.421451.143 ФО	1
Ведомость ЗИП	НЕКМ.421451.143 ЗИ	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ОГК-3» «Харанорская ГРЭС»(АИИС КУЭ Харанорской ГРЭС)». Методика поверки.	НЕКМ.421451.143 МП	1

Поверка

осуществляется по документу НЕКМ.421451.143 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ОГК-3» «Харанорская ГРЭС» (АИИС КУЭ Харанорской ГРЭС). Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» 19 сентября 2012 г.

Перечень основных средств поверки, применяемых при поверке:

- мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1$ °. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения: от 15 до 300 В $\pm 0,2$ %; от 15 до 150 мВ $\pm 2,0$ %. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока: от 0,05 до 0,25 А $\pm 1,0$ %; от 0,25 до 7,5 А $\pm 0,3$ %. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;
- радиочасы РЧ-011. Погрешность синхронизации шкалы времени $\pm 0,1$ с.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика выполнения измерений количества электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ Харанорской ГРЭС. НЕКМ.421451.139 МВИ изм. 1.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

2 ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. 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 сферах государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО НТП «Энергоконтроль»

Адрес: 442963, г. Заречный, Пензенской обл., ул. Ленина, 4а.

Тел. (8412) 61-39-82.

Тел./факс (8412) 61-39-83.

E-mail: kontrol@kontrol.e4u.ru

www.energocontrol.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Челябинский ЦСМ».

Регистрационный номер 30059-10

Адрес: 454048, Россия, г. Челябинск, ул. Энгельса, д.101.

Тел./факс: (351) 232-04-01

e-mail: stand@chel.surnet.ru

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___» _____ 2012 г.