

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО АЭС (ЗАО «Петрозаводскмаш»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО АЭС (ЗАО «Петрозаводскмаш») (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с ОРЭМ по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ПАК ОАО «АТС», ЦСИ филиала ОАО «СО ЕЭС» Карельское РДУ, ОАО «Карельская сбытовая компания» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ выполненная на основе ИВК «АльфаЦентр» (Госреестр № 44595-10), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) 1-9 АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер ЗАО «Петрозаводскмаш», сервер ОАО «АЭС», автоматизированное рабочее место (АРМ), а так же совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) 10-15 АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU 325 Госреестр № 37288-08, устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер ЗАО «Петрозаводскмаш», сервер ОАО «АЭС», автоматизированное рабочее место (АРМ), а так же совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений ПАК ОАО «АТС», ЦСИ филиала ОАО «СО ЕЭС» Карельское РДУ, ОАО «Карельская сбытовая компания» в рамках согласованного регламента;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Для ИИК 1-9 цифровой сигнал с выходов счетчиков, посредством линий связи RS – 485 поступает в УСПД. УСПД производит вычисление получасовых значений электроэнергии на основании считанного профиля мощности с учётом коэффициентов трансформации (которые в счётчиках для обеспечения возможности быстрой замены установлены равными 1).

Сервер ЗАО «Петроавтоматизация» под управлением ПО «Альфа Центр» с периодичностью 1 раз в 30 минут опрашивает УСПД по выделенной линии (основной канал) или по GSM-каналу (резервный канал) и считывает 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Переход с основного канала связи на резервный производится автоматически. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД Oracle).

Для ИИК 10-15 цифровой сигнал с выходов счетчиков по GSM-каналу поступает на сервер ЗАО «Петроавтоматизация».

Сервер ЗАО «Петроавтоматизация» производит вычисление получасовых значений электроэнергии на основании считанного профиля мощности, в автоматическом режиме раз в сутки считывает из базы данных получасовые значения электроэнергии и журналы событий, формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML (макет электронного документа 80020, 80030) по электронной почте в адрес ОАО «АЭС».

Сервер ОАО «АЭС» под управлением ПО «Энергосфера» с периодичностью раз в сутки получает от сервера ЗАО «Петрозаводскмаш» данные коммерческого учета для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Импортированные значения записываются в базу данных, расположенную на сервере БД ОАО «АЭС» (под управлением СУБД MS SQL Server).

Сервер ОАО «АЭС» хранит базу данных АИИС, в автоматическом режиме (или оператор с АРМ в ручном) один раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML всем заинтересованным субъектам (ПАК ОАО «АТС», ЦСИ филиала ОАО «СО ЕЭС» Карельское РДУ, ОАО «Карельская сбытовая компания»).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ).

Измерение времени в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем по сигналам навигационной системы GPS.

В качестве базового прибора СОЕВ используется НКУ МС-225. Синхронизация времени УСПД осуществляется следующим образом: сличение времени происходит 1 раз в час, коррекция – при расхождении времени УСПД с текущими значениями времени и даты на ± 2 с.

Сличение времени сервера ЗАО «Петрозаводскмаш» со временем УСПД происходит 1 раз в час, коррекция – при расхождении времени на ± 2 с.

Сличение времени счетчиков на ПС-18 со временем УСПД происходит при каждом обращении к счетчику – 1 раз в 30 минут. Коррекция времени осуществляется при расхождении счетчиков со временем УСПД на ± 1 с

Сличение времени остальных счетчиков со временем сервера ЗАО «Петрозаводскмаш» происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже 1 раза в сутки. Коррекция времени осуществляется при расхождении счетчиков с временем сервера на ± 1 с.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ± 5 с/сутки.

Программное обеспечение

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии и ПО СБД АИИС КУЭ. Программные средства СБД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО ИВК «АльфаЦЕНТР», ПО СОЕВ.

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	программа-планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	v.11.04.01	582b756b2098a6dabb e52eae57e3e239	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		b3bf6e3e5100c068b96 47d2f9bfde8dd	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe		764bbe1ed87851a015 4dba8844f3bb6b	
	драйвер работы с БД	cdbora2.dll		7dfc3b73d1d1f209cc4 727c965a92f3b	
	библиотека шифрования пароля счетчиков А1800	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba4 00eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e3444417 0eee9317d635cd	

ПО ИВК «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав измерительно-информационных комплексов				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД, сервер	
1	2	3	4	5	6	7
1	РП-1, РУ-6 кВ, яч. 1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 9678 Зав. № 4080 Госреестр № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2584 Госреестр № 380-49	Альфа А1805RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01225744 Госреестр № 31857-06	Сервер DEPO Storm 1250L2 Зав. № 285511-001	Активная Реактивная
2	РП-1, РУ-6 кВ, яч. 11	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 16962 Зав. № 13559 Госреестр № 1261-02	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2584 Госреестр № 380-49	Альфа А1805RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01225743 Госреестр № 31857-06		Активная Реактивная
3	РП-1, РУ-6 кВ, яч. 10	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 13738 Зав. № 15198 Госреестр № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 3681 Госреестр № 2611-70	Альфа А1805RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01225740 Госреестр № 31857-06		Активная Реактивная
4	РП-2, РУ-6 кВ, яч. 7	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 9606 Зав. № 9613 Госреестр № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 807 Госреестр № 380-49	Альфа А1805RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01225750 Госреестр № 31857-06		Активная Реактивная
5	РП-2, РУ-6 кВ, яч. 8	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 2006 Зав. № 1603 Госреестр № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 731 Госреестр № 380-49	Альфа А1805RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01225753 Госреестр № 31857-06		Активная Реактивная
6	РП-2А, РУ-6 кВ, яч. 3	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 11050 Зав. № 14124 Госреестр № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 3702 Госреестр № 2611-70	Альфа А1805RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01225745 Госреестр № 31857-06		Активная Реактивная
7	РП-2А, РУ-6 кВ, яч. 8	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 11085 Зав. № 11381 Госреестр № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9837 Госреестр № 2611-70	Альфа А1805RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01225742 Госреестр № 31857-06		Активная Реактивная

1	2	3	4	5	6	7
8	РП-3, РУ-6 кВ, яч. 9	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 16950 Зав. № 76243 Госреестр № 2363-68	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 5171 Госреестр № 380-49	Альфа А1805RL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01225747 Госреестр № 31857-06	Сервер DEPO Storm 1250L2 Зав. № 285511-001	Активная Реактивная
9	РП-3, РУ-6 кВ, яч. 5	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 18232 Зав. № 73297 Госреестр № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 6520 Госреестр № 2611-70	Альфа А1805RL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01225752 Госреестр № 31857-06		Активная Реактивная
10	ПС №18 Тяж- буммаш 220/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. 35	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 38277 Зав. № 39530 Госреестр № 15128-03	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 10076 Госреестр № 831-69	Альфа А1805RL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01225748 Госреестр № 31857-06	RTU-325 Зав. №30909 Госреестр №37288-08	Активная Реактивная
11	ПС №18 Тяж- буммаш 220/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. 40	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 36317 Зав. № 29834 Госреестр № 15128-03	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 1718 Госреестр № 831-69	Альфа А1805RL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01225754 Госреестр № 31857-06		Активная Реактивная
12	ПС №18 Тяж- буммаш 220/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. 3	ТШЛ-10 Кл. т. 0,5 2000/5 Зав. № 4994 Зав. № 557 Зав. № 247 Госреестр № 3972-03	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 24 Госреестр № 831-69	Альфа А1805RL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01225749 Госреестр № 31857-06		Активная Реактивная
13	ПС №18 Тяж- буммаш 220/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. 8	ТШЛ-10 Кл. т. 0,5 2000/5 Зав. № 5014 Зав. № 237 Зав. № 689 Госреестр № 3972-03	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 163 Госреестр № 831-69	Альфа А1805RL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01225751 Госреестр № 31857-06		Активная Реактивная
14	ПС №18 Тяж- буммаш 220/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. 39	ТШЛ-10 Кл. т. 0,5 2000/5 Зав. № 3012 Зав. № 253 Зав. № 2404 Госреестр № 3972-03	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 10076 Госреестр № 831-69	Альфа А1805RL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01225741 Госреестр № 31857-06		Активная Реактивная
15	ПС №18 Тяж- буммаш 220/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. 44	ТШЛ-10 Кл. т. 0,5 2000/5 Зав. № 4225 Зав. № 4415 Зав. № 3523 Госреестр № 11077-87	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 1718 Госреестр № 831-69	Альфа А1805RL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01225746 Госреестр № 31857-06		Активная Реактивная

Таблица 3

Границы допустимой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-15 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-0,5S	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,9
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,1
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7
Границы допустимой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-15 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-1,0	0,9	-	±7,6	±4,2	±3,2
	0,8	-	±5,0	±2,9	±2,4
	0,7	-	±4,2	±2,6	±2,2
	0,5	-	±3,3	±2,2	±2,0

Примечания:

1. Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos j = 0,9$ инд;
 - температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
 - сила тока от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$;
 - температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120 000 часов.
- УСПД RTU 325L – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов;
- ИВК «АльфаЦентр» – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для УСПД $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии Альфа А1800 тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, журнал событий – не менее 35 суток;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4

№ п/п	Наименование	Тип	Кол.
1	2	3	4
1	Трансформатор тока	ТШЛ-10	9
2	Трансформатор тока	ТПШЛ-10	3
3	Трансформатор тока	ТПЛ-10	6
4	Трансформатор тока	ТПОЛ-10	8
5	Трансформатор тока	ТПЛМ-10	4
6	Трансформатор тока	ТОЛ-10	4
7	Трансформатор напряжения	НТМИ-6	4
8	Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	4
9	Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	4
10	Электросчетчик	Альфа А1800	15
11	УСПД	RTU-325	1
12	УССВ	МС-225	1
13	GSM-модем	Teleofis RX	6
14	GSM-модем	IRZ ES75iT	1
15	Сервер	DEPO Storm 1250L2	1
16	Сервер	HP Proliant DL 180	1
17	ИБП	Smart-UPS 1000 RM	1
18	ИБП	Smart-UPS 2000 RM	1
19	Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.186 ПФ	1
20	Методика поверки	МП 1125/446-2011	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1125/446-2011 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО АЭС (ЗАО «Петрозаводскмаш»). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в октябре 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Альфа А1800 – по документу МП-2203-0042-2006 "Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки", утвержденному с ГЦИ СИ "ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- ИВК «Альфа Центр» - по методике ДЯИМ.466453.007 МП, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2010 г.;
- RTU-325 – по методике поверки ДЯИМ.466.453.005МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус – 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО АЭС (ЗАО «Петроза-

водскмаш»). Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 938/446-01.00229-2011 от 31 октября 2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО АЭС (ЗАО «Петрозаводскмаш»)

1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

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

3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

4 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

5 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

6 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

7 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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «ЭнергоСнабСтройСервис-Холдинг»

Юридический адрес: 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д. 4А, офис 204

Почтовый адрес: 600021, г. Владимир, ул. Мира, д. 4а, офис №3

Тел. (4922) 42-46-09, 34-67-26

Заявитель

ООО «ЭнергоСнабСтройСервис-Холдинг»

Юридический адрес: 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д. 4А, офис 204

Почтовый адрес: 600021, г. Владимир, ул. Мира, д. 4а, офис №3

Тел. (4922) 42-46-09, 34-67-26

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел. (495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Факс (499) 124-99-96

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П. «___» _____ 2011г.