

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭСКМО» для электроснабжения ОАО «НПО ЭНЕРГОМАШ» и ООО «НПФ АКАР»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № <u>36786-08</u>
--	---

Изготовлена ООО «Телекор-Т» для коммерческого учета электроэнергии на ОАО «НПО ЭНЕРГОМАШ» и ООО «НПФ АКАР» по проектной документации ООО «Телекор-Т», г. Москва, согласованной с НП «АТС», заводской номер 1207013.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭСКМО» для электроснабжения ОАО «НПО ЭНЕРГОМАШ» и ООО «НПФ АКАР» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии выработанной и потребленной за установленные интервалы времени, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Областью применения данной АИИС КУЭ является коммерческий учёт электроэнергии на ОАО «НПО ЭНЕРГОМАШ» и ООО «НПФ АКАР», г. Химки по утвержденной методике выполнения измерений количества электроэнергии.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений, которая состоит из 6 измерительных каналов (далее - ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее - ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса АИИС КУЭ (далее - ИВК).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);

- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации – участники оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций - участников оптового рынка электроэнергии;
- 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).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные каналы (ИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03. класса точности 0,5S по ГОСТ 30206 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ 26035 (в части реактивной электроэнергии), установленных на п/ст № 455 «Лобаново» и п/ст № 629 «Бурцево», указанные в таблице 1 (6 точек измерений).

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-325, каналы сбора данных со счетчиков, коммуникационную аппаратуру, технические средства СОЕВ.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ. Уровень ИВК условно разбит на два независимых подуровня (ИВК-1 и ИВК-2), которые обеспечивают выполнение всего функционала ИВК для ОАО «НПО ЭНЕРГОМАШ» и ООО «НПФ АКАР» соответственно.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и

полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале усреднения 30 мин.

Передача данных со счетчиков СЭТ-4ТМ.03. в УСПД осуществляется в цифровом виде по интерфейсу RS-485 с последующей конвертацией в RS-232 и передачей по сотовым каналам связи. В целях повышения надежности функционирования ИК счетчики подключаются к источнику резервного питания.

На УСПД (уровень ИВКЭ) осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача данных по внутренним основному и/или резервному каналам связи на верхний уровень системы (ИВК). В качестве основного канала передачи данных между ИВКЭ – ИВК-1 используется локальная вычислительная сеть (LAN), с интерфейсом Ethernet, а в качестве резервного - интерфейс RS-232. В качестве основного канала передачи данных между ИВКЭ – ИВК-2 используется локальная вычислительная сеть (LAN), с интерфейсом Ethernet, а в качестве резервного - канал на базе GSM-модема Siemens MC (TC)-35.

Опрос УСПД происходит с периодом 30 минут и/или по запросу с уровня ИВК.

В состав ИВКЭ входят:

- контроллер RTU325-E1-512-M11-G;
- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- технические средства СОЕВ;
- технические средства организации локальной вычислительной сети.

На уровне ИВК системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Для организации основного канала передачи данных между ИВК-1 и смежными субъектами используется выделенный Интернет-канал. Для организации резервного канала связи между ИВК-1 и смежными субъектами используется коммутируемый канал телефонной сети (ТФОП).

Для организации основного канала передачи данных между ИВК-2 и смежными субъектами используется выделенный Интернет-канал. Для организации резервного канала связи между ИВК-2 и смежными субъектами используется коммутируемый канал телефонной сети (ТФОП).

Подуровень ИВК-1 находится в ведении административно-технического персонала ОАО «НПО ЭНЕРГОМАШ». В состав ИВК-1 входят:

- сервер АИИС КУЭ ОАО «НПО Энергомаш»;

- технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации;
- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей.

Подуровень ИВК-2 находится в ведении административно-технического персонала ООО «НПФ АКАР». В состав ИВК-2 входят:

- сервер АИИС КУЭ ООО «НПФ АКАР»
- технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации;
- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, созданной на базе устройства синхронизации системного времени типа УССВ-35HVS включающего приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Время УСПД синхронизировано со временем GPS-приемника. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера. Сличение времени сервера со временем УСПД, выполняется при каждом сеансе связи сервера АИИС КУЭ с УСПД, и корректировка времени осуществляется УСПД автоматически при обнаружении рассогласования времени УСПД и сервера АИИС КУЭ более чем на ± 2 с. (программируемый параметр).

УСПД также осуществляет коррекцию времени счетчика.* Сличение времени счетчиков с временем УСПД выполняется при каждом сеансе связи УСПД со счетчиком, и корректировка времени осуществляется УСПД автоматически при обнаружении рассогласования времени УСПД и счетчика более чем на ± 2 с. (программируемый параметр). Погрешность системного времени не превышает предел допускаемой абсолютной погрешности измерения текущего времени, равный 5 с/сут.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Для защиты измерительной системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (пломбирование, физическая защита оборудования АИИС КУЭ (установка в специализированные запирающиеся шкафы), электронные ключи, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и базы данных).

* Счетчик СЭТ-4ТМ.03. позволяет выполнять коррекцию времени хода встроенных часов один раз в сутки.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Таблица 1 - Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала					Метрологические характеристики							
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	Кгг · Кгн · Ксч	Наименование измеряемой величины	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества учтенной активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности P=0,95:	Основная погрешность ИК, ± %			Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации , ± %			
								cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
		АИИС КУЭ	№	АИИС КУЭ ОАО «ЭСКМО» для электрообеспечения ОАО «НПО ЭНЕРГОМАШ» и ООО «НПФ АКАР»	№ 1207013		Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время							
	ИВК	Сервер	№ 20481-00	Альфа-Центр	-									
	ИВКЭ	УСПД	№ 19495-03	RTU325-E1-512- M11-G	№ 002555									

Продолжение таблицы 1

1	2	3			4	5	6	7	8						9	10	11	12	13	14
1 502070109214101	п/ст № 455 «Лобаново» Ввод Т1 1 секция 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =1000/5 № 30709-05	А	ТЛП-10	№ 16951	12000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время												
				В	ТЛП-10	№ 16950														
				С	ТЛП-10	№ 16952														
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =6000/100 № 380-49	А	НТМИ-6	№ 3221														
В																				
С																				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108071126																
2 502070109214201	п/ст № 455 «Лобаново» Ввод Т1 2 секция 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =1000/5 № 30709-05	А	ТЛП-10	№ 16956	12000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время	- в диапазоне тока $0,01I_{Н1} \leq I_1 < 0,02I_{Н1}$	2,1	-	-	2,5	-	-					
				В	ТЛП-10	№ 16960				-	-	-	-	-						
				С	ТЛП-10	№ 16961				1,9	2,7	4,9	2,3	3,1	5,2					
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =6000/100 № 380-49	А	НТМИ-6	№ 2500				-	4,9	3,2	-	6,5	4,7					
				В						- в диапазоне тока $0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	1,2	1,7	3,1	1,8	2,3					3,6
				С						- в диапазоне тока $0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	-	3,0	2,1	-	3,9					3,0
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 108070174	- в диапазоне тока $0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,0	1,3	2,3	1,7	2,0	2,9									
					-	2,1	1,6	-	2,7	2,2										
					- в диапазоне тока $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,0	1,3	2,3	1,7	2,0	2,9									
-	2,1	1,5	-	2,6	2,2															
3 502070109214301	п/ст № 455 «Лобаново» Ввод Т1 3 секция 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =1000/5 № 30709-05	А	ТЛП-10	№ 16949	12000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время												
				В	ТЛП-10	№ 16957														
				С	ТЛП-10	№ 16952														
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =6000/100 № 380-49	А	НТМИ-6	№ 2191														
В																				
С																				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 108071080																

Продолжение таблицы 1

1	2	3			4	5	6	7	8						9	10	11	12	13	14
4	502070109214401 п/ст № 455 «Лобаново» Ввод Т1 4 секция 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S Ктт=1000/5 № 30709-05	А	ТЛП-10	№ 16963	12000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время												
				В	ТЛП-10	№ 16954														
				С	ТЛП-10	№ 16953														
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 380-49	А	НТМИ-6	№ 3251														
В																				
С																				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 107078069																
5	502070110314101 п/ст № 629 «Бурцево» 1 секция 6 кВ яч. 30	ТТ	КТ=0,5S Ктт=1000/5 № 30709-05	А	ТЛП-10	№ 16955	12000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	- в диапазоне тока $0,01I_{н1} \leq I_1 < 0,02I_{н1}$	- в диапазоне тока $0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	- в диапазоне тока $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	- в диапазоне тока $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	- в диапазоне тока $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,1	-	-	2,5	-	-	
				В	-	-								-	-	-	-			
				С	ТЛП-10	№ 16964								1,9	2,7	4,9	2,3	3,1	5,2	
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66	№ ООКАТ								-	4,9	3,2	-	6,5	4,7	
				В										1,2	1,7	3,1	1,8	2,3	3,6	
				С										-	3,0	2,1	-	3,9	3,0	
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 107078111								1,0	1,3	2,3	1,7	2,0	2,9	
														-	2,1	1,6	-	2,7	2,2	
1,0	1,3						2,3	1,7	2,0	2,9										
-	2,1	1,5	-	2,6	2,2															
6	502070110314401 п/ст № 629 «Бурцево» 4 секция 6 кВ яч. 11	ТТ	КТ=0,5S Ктт=1000/5 № 30709-05	А	ТЛП-10	№ 16958	12000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время												
				В	-	-														
				С	ТЛП-10	№ 16959														
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66У3	№ 9807														
				В																
				С																
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 108071047																

Примечания:

1. В Таблице 1 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в реальных условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
2. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры питающей сети: напряжение - $(220 \pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети для ИК: диапазон напряжения - $(0,99 \div 1,01)U_n$; диапазон силы тока - $(0,01 \div 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков) - не более 0,05 мТл;
 - температура окружающего воздуха: ТН и ТТ - от -40°C до $+50^\circ\text{C}$; счетчиков - от $+18^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$; УСПД и ИВК - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.
4. Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети для ИК: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 \div 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от -35°C до $+40^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.
 - Для электросчетчиков:
 - параметры сети для ИК: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,01 \div 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,8 \div 1,0(0,6)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл;
 - температура окружающего воздуха - от 0°C до $+25^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.
 - Для аппаратуры передачи и обработки данных:
 - параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
 - температура окружающего воздуха - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.
5. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электрической энергии;
6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п.1 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- В качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983 и ГОСТ 7746, определены средний срок службы и средняя наработка до отказа;
- Электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T=90000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_v=7$ суток;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T=40000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_v=24$ часов;
- сервер БД - среднее время наработки на отказ не менее $T=50000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_v= 1$ ч..

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью резервного источника питания ~220В;
- резервирование электрического питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование электрического питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал событий УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации(возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭСКМО» для электроснабжения ОАО «НПО ЭНЕРГОМАШ» и ООО «НПФ АКАР».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТЛП-10	16 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НТМИ-6	4 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НТМИ-6-66	2 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03.	6 шт.
Сервер HP Compaq dx2300	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных RTU 325-E1-512-M11-G	1 шт.
Источник бесперебойного питания ИБП PowerWare 5115 600 VA	1 шт.
Источник бесперебойного питания ИБП Smart UPS 1000VA/800W	2 шт.
Устройство синхронизации единого времени УССВ-35HVS	1 шт.
GSM модем Siemens TC-35	3 шт.
Специализированное программное обеспечение «Альфа Центр»	2 комплект
Инженерный пульт на базе портативного компьютера, оптический преобразователь «УСО-2» для работы со счетчиками, ПО АС_L с функцией экспорта данных, конфигуратор счетчика СЭТ	1 комплект
Руководство пользователя	1 экземпляр
Инструкция по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭСКО» для электроснабжения ОАО «НПО ЭНЕРГОМАШ» и ООО «НПФ АКАР». Методика поверки, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС».

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 счетчиков электрической энергии типа «СЭТ-4ТМ.03» в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- средства поверки УСПД в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 году;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от -40...+50°С, цена деления 1 °С. Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92) «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

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

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

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭСКО» для электроснабжения ОАО «НПО ЭНЕРГОМАШ» и ООО «НПФ АКАР».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

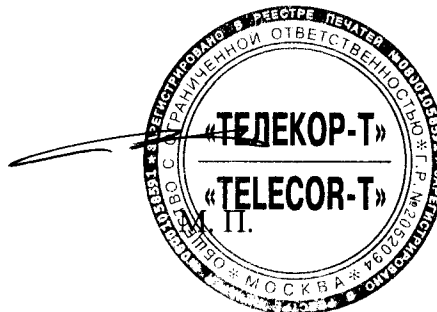
Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭСКМО» для электроснабжения ОАО «НПО ЭНЕРГОМАШ» и ООО «НПФ АКАР» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель: ООО «Телекор-Т»

Юр. адрес: 109004, г. Москва,
Радищевская ниж. ул, д.5, стр. 1.

Почт. адрес: 123610, г. Москва,
ул. Новозаводская., д.18/1.
тел. (495) 795-09-30

Генеральный директор ООО «Телекор-Т»



А.Г. Комаров