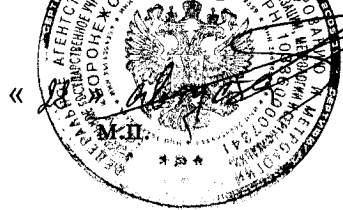


СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГИИ СИ

ФГУ «Воронежский ЦСМ»,

заместитель директора по метрологии



В.Т. Лепехин

2009 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Стройматериалы»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>42985-09</u>
---	---

Изготовлена ООО «Энергобаланс-Центр» филиал в Белгородской области по проектной документации ООО «Энергобаланс-Центр» филиал в Белгородской области
Заводской номер 01

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Стройматериалы» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для эффективного автоматизированного коммерческого учета электроэнергии (мощности) в ОАО «Стройматериалы», а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), ОАО «АТС», «СО-ЦДУ «ЕЭС» и др. (далее – внешние пользователи).

ОПИСАНИЕ

Функции АИИС КУЭ. АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- 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);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Метод измерения электроэнергии (мощности). Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня,

которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. 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. (Умножение на коэффициенты трансформации осуществляется в сервере).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по интерфейсу RS 485 на ПС 110 кВ «Белгород 1» и по GSM-каналу с РУ-0.4 кВ ЩС, ТП-6кВ №9, ТП-6кВ №504, РУ-0.4 кВ «База отдыха», ПС-110 кВ «Восточная» и ПС-110 кВ «Донец» поступает на вход УСПД, где осуществляется автоматизированный сбор, контроль и учет показателей и режимов потребления электроэнергии, передача накопленных данных по каналам передачи данных при помощи соединения с применением транспортного протокола TCP/IP. ИВК предназначен для обеспечения выполнения задач автоматического сбора, диагностики, обработки и хранения информации об измеренной электроэнергии, а также обеспечения интерфейсов доступа к информации. Учетная информация, передаваемая внешним пользователям через Internet (основной канал связи) и GSM- модем (резервный канал связи), отражает 30-минутные результаты измерения потребления электроэнергии по точке учета. Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макетов 51070 и 80020 в формате XML. В качестве

Состав АИИС состоит из 3 уровней

1-й уровень – уровень 9 измерительно-информационных точек учета (ИИК ТУ) содержит в своем составе:

- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 типа НАМИ 10-95, НТМИ-6-66, НОМ-6 класса точности (КТ) 0,5;
- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 типа ТПОЛ-10, ТПЛ-10, ТПЛМ-10, ТОЛ-10, ТОЛ СЭЦ-10, Т-0,66 класс точности 0,5;
- вторичные измерительные цепи тока и напряжения;
- многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии с цифровыми выходными интерфейсами RS485 (счетчики) для измерения активной и реактивной энергии типы ПСЧ-4ТМ.05М и ПСЧ-3ТМ.05 по ГОСТ Р 52323-2005 (активная энергия) и ГОСТ Р 52425-2005 (реактивная энергия).

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) содержит в своем составе:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-325-E1-512-M4-B4-G - проектно-компонованный, модульный, IBM PC-совместимый промышленный компьютер.
- коммуникационное и модемное оборудование (преобразователь интерфейса RS-485/RS-232; линии связи с использованием терминалов сотовой связи GSM-модемы);
- устройство синхронизации системного времени (УССВ), подключенное к УСПД по интерфейсу RS232, выполненное на основе GPS приемника 35HVS;
- цепи и устройства питания для УСПД и терминала сотовой связи;

3-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) содержит в своем составе:

- компьютер в серверном исполнении (SR 1500ALR\E5205\3*250GB RE\2G\DVDRW\BASICRAIL);
- технические средства для организации локальной вычислительной сети разграничения прав доступа к информации ОАО «Стройматериалы»;
- автоматизированное рабочее место (АРМ);
- цепи и устройства питания сервера (источник бесперебойного питания 600VA);
- коммуникационное оборудование для обмена данными со счетчиками (интерфейс RS-485/RS-232, GSM-модем);
- канал связи с провайдером;

- программные средства:
 - ОС Windows Server 2003
 - СУБД Oracle разработки Oracle Corporation
 - ПО «Альфа Центр»
 - ПО счетчика электрической энергии разработки ФГУП «Нижегородский завод им. М.В. Фрунзе» г. Нижний Новгород

Система обеспечения единого времени (СОЕВ). В АИИС КУЭ синхронизация времени производится от эталона, в качестве которого выступает GPS. В качестве приемника сигналов используется GPS35-HVS. .

УСПД, с периодом в 1 ч, выполняет коррекцию своих внутренних часов таким образом, чтобы расхождение с часами УССВ было не более ± 1 с.

От УСПД синхронизируются внутренние часы счетчиков 1 раз в 30 мин. при опросе по интерфейсу RS485 и 1 раз в сутки при опросе по GSM-модемам. В случае, если расхождение времени счетчиков и УСПД составляет более ± 1 с, производится коррекция времени счетчиков.

Системное время ИВК синхронизируется со временем УСПД при его опросе 1 раз в 30 мин. Допустимое рассогласование времени составляет ± 1 с, при превышении которого производится коррекция времени.

В системе автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах с точностью не хуже ± 5 с.

Организация защиты от несанкционированного доступа. В АИИС КУЭ предусмотрена многоуровневая защита от несанкционированного доступа: система паролей в ПО, пломбирование счетчиков, информационных цепей.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 1 и 2, которые содержат перечень измерительных каналов АИИС КУЭ указанием наименования присоединений, измерительных компонентов и их метрологических характеристик.

В таблице 3 приведены метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ. В качестве относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Таблица 1 – Перечень ИК АИИС КУЭ и их состав

Канал измерений		Средство измерений			Ктт · Ктн · Ксч	Наименование, измеряемой величины		
№ ИК, код НП АТС	Наименование объекта учета диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип				Заводской номер	
1	2	3	4		5	6	7	
	ОАО «Стройматериалы»		Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Стройматериалы»		01		Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время	
1	РУ 6 кВ ПС 110 кВ "Донец" Кл 6 кВ яч. 16"БКСМ"	ТТ	КТтт = 0,5 Ктт = 800/5 № 32139-06	А	ТОЛ СЭЩ-10	10182	9600	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время Ток первичный, I_1
				В	ТОЛ СЭЩ-10	10386		
				С	ТОЛ СЭЩ-10	10392		
		ТН	КТтн = 0,5 Ктн = 6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	876	876	Напряжение первичное, U_1
				В	НАМИ-10-95 УХЛ2	876		
		37288-08	УСПД RTU-325		004875		Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время	

1	2	3		4		5	6	7
		Счетчик	КТсч = 0,5S/1,0 Ксч = 1 №36355-07 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	С	НАМИ-10-95 УХЛ2	876		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				ПСЧ-4ТМ.05М		0603090148		
2	РУ 6 кВ ПС 110 кВ "Донец" КЛ 6 кВ яч. 5 " БКСМ-резерв "	ТТ	КТтг = 0,5 Ктг = 800/5 № 32139-06	А	ТОЛ СЭЩ-10	10404	9600	Ток первичный, I ₁
				В	ТОЛ СЭЩ-10	10406		
				С	ТОЛ СЭЩ-10	10246		
		ТН	КТтн = 0,5 Ктн = 6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	926		Напряжение первичное, U ₁
				В	НАМИ-10-95 УХЛ2	926		
				С	НАМИ-10-95 УХЛ2	926		
		Счетчик	КТсч = 0,5S/1,0 Ксч = 1 №36355-07 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	ПСЧ-4ТМ.05М		0603090065		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
3	КЛ 6 кВ ТП №9 яч. 9 (ООО Автоинвест)	ТТ	КТтг = 0,5 Ктг = 50/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	6664	600	Ток первичный, I ₁
				В	-	-		
				С	ТПЛ-10	5690		
		ТН	КТтн = 0,5 Ктн = 6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6- 66УЗ	УСПИ		Напряжение первичное, U ₁
				В	НТМИ-6- 66УЗ	УСПИ		
				С	НТМИ-6- 66УЗ	УСПИ		
		Счетчик	КТсч = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	ПСЧ-4ТМ.05М		0608080331		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
4	РУ 6 кВ ПС 110 кВ «Белгород-1» КЛ 6 кВ яч. 122 «КСМ-2»	ТТ	КТтг = 0,5 Ктг = 300/5 № 7069-02	А	ТОЛ-10	39992	3600	Ток первичный, I ₁
				В	-	-		
				С	ТОЛ-10	3736		
		ТН	КТтн = 0,5 Ктн = 6000/100 №159-49	А	НОМ-6	3199		Напряжение первичное, U ₁
				В	НОМ-6	3170		
				С	НОМ-6	3203		
		Счетчик	КТсч = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	ПСЧ-4ТМ.05М		0607089023		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
5	РУ 6 кВ ПС 110 кВ «Белгород-1» КЛ 6 кВ яч. 31 «КСМ-1»	ТТ	КТтг = 0,5 Ктг = 300/5 № 2363-68	А	ТПЛМ 10	24084	3600	Ток первичный, I ₁
				В	-	-		
				С	ТПЛМ 10	30031		
		ТН	КТтн = 0,5 Ктн = 6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6- 66УЗ	2720		Напряжение первичное, U ₁
				В	НТМИ-6- 66УЗ-6	2720		
				С	НТМИ-6- 66УЗ-6	2720		
		Счетчик	КТсч = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	ПСЧ-4ТМ.05М		0612080454		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время

1	2	3		4		5	6	7			
6	РУ 0,4 кВ ШС КЛ 0,4 кВ ГСК №70	ТТ	-	A	-	-	1	Ток первичный, I ₁			
				B	-	-					
				C	-	-					
		ТН	-	A	-	-		Напряжение первичное, U ₁			
				B	-	-					
				C	-	-					
Счетчик	КТсч = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 30784-05 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	ПСЧ-ЗТМ.05		0512080340	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время						
7	РУ 6 кВ ПС 110кВ «Восточная» ВЛ 6 кВ яч. 38 «Пескарьер»	ТТ	КТтг = 0,5 Ктг = 200/5 № 1261-02	A	ТПОЛ-10	51503	2400	Ток первичный, I ₁			
				B	-	-					
				C	ТПОЛ-10	48422					
		ТН	КТтн = 0,5 Ктн = 6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66УЗ	387		Напряжение первичное, U ₁			
				B	НТМИ-6-66УЗ-6	387					
				C	НТМИ-6-66УЗ-6	387					
		Счетчик	КТсч = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	ПСЧ-4ТМ.05М		0612080503		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время			
		8	ТП №504 6кВ КЛ 0,4кВ РУ (Водстройкомплект)	ТТ	КТтг = 0,5 Ктг = 1000/5 № 21573-01	A		Т-0,66УЗ	22144-	200	Ток первичный, I ₁
						B		Т-0,66УЗ	21377		
C	Т-0,66УЗ					21925					
ТН	-			A	-	-	Напряжение первичное, U ₁				
				B	-	-					
				C	-	-					
Счетчик	КТсч = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч			ПСЧ-4ТМ.05.04		0604091169	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время				
9	ТП №8 6кВ КЛ 0,4кВ РУ (здание База отдыха) ИФНС РФ по г. Белгороду			ТТ	-	A	-	-	1		Ток первичный, I ₁
						B	-	-			
		C	-			-					
		ТН	-	A	-	-	Напряжение первичное, U ₁				
				B	-	-					
				C	-	-					
		Счетчик	КТсч = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 30784-05 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	ПСЧ-ЗТМ.05		0512080222	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время				

Примечание - Допускается замена счетчиков, ТТ, ТН, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом в установленном на предприятии порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть

Таблица 2- Технические характеристики АИИС

Наименование характеристики	Значение характеристики	Примечания
1	2	3
Количество ИК коммерческого учета.	9	-
Номинальное напряжение на вводах системы, В	6000/100	ИК 1- 5, 7
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	1000/5 800/5 300/5 200/5 50/5	ИК 8 ИК 1,2 ИК 4, 5 ИК 7 ИК 3
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos\varphi_2=0,8$ инд), В·А	10 5	ИК 1-5, 7 ИК 8
Мощность нагрузки ТН (при $\cos\varphi_2=0,8$ инд), В·А	200 75 50	ИК 1, 2 ИК 3, 5, 7 ИК 4

Таблица 3- Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной (реактивной) ($\delta_{WP} / \delta_{WQ}$) электроэнергии (мощности) для реальных условий эксплуатации АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	$\delta_{WP}, \%$			
				Значение $\cos \varphi$	для диапазона $5\% \leq I/In < 20\%$ $W_{P5\%} \leq W_P < W_{P20\%}$	для диапазона $20\% \leq I/In < 100\%$ $W_{P20\%} \leq W_P < W_{P100\%}$	для диапазона $100\% \leq I/In < 120\%$ $W_{P100\%} \leq W_P \leq W_{P120\%}$
1- 5, 7	0,5	0,5	0,5s	1,0	+2,2	+1,7	+1,6
				0,8	+3,3	+2,3	+2,0
				0,5	+5,8	+3,6	+3,0
8	0,5	-	0,5s	1,0	+2,1	+1,6	+1,4
				0,8	+3,2	+2,1	+1,9
				0,5	+5,5	+3,4	+2,7
6, 9	-	-	0,5s	1,0	+1,3	+1,3	+1,3
				0,8	+1,6	+1,6	+1,6
				0,5	+2,1	+2,1	+2,1
$\delta_{WQ}, \%$							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	Значение $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)	для диапазонов $5\% \leq I/In < 20\%$ $W_{Q5\%} \leq W_Q < W_{Q20\%}$	для диапазонов $20\% \leq I/In < 100\%$ $W_{Q20\%} \leq W_Q < W_{Q100\%}$	для диапазонов $100\% \leq I/In < 120\%$ $W_{Q100\%} \leq W_Q \leq W_{Q120\%}$
1- 5, 7	0,5	0,5	1,0	0,8(0,6)	+5,7	+3,4	+2,9
				0,5(0,87)	+4,1	+2,7	+2,5
8	0,5	-	1,0	0,8(0,6)	+5,6	+3,2	+2,7
				0,5(0,87)	+4,0	+2,6	+2,4
6, 9	-	-	1,0	0,8(0,6)	+3,7	+2,4	+2,3
				0,5(0,87)	+3,2	+2,3	+2,3

I/In – значение первичного тока в сети в % от номинального

$W_{P5\%}(W_{Q5\%}) - W_{P120\%}(W_{Q120\%})$ - значения электроэнергии при $I/In = 5 - 120\%$

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов в сутки, с/сут

± 5

Условия эксплуатации измерительных компонентов ИК АИИС соответствуют требованиям, распространяющихся на них НД:

- трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001 и ЭД;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 и ЭД;
- счётчики электроэнергии для измерения активной энергии ПСЧ-4ТМ.05М и ПСЧ-3ТМ.05М по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ Р 52425-2005 и ЭД.
- УСПД RTU-325 по ДЯИМ.466215.001РЭ

Таблица 5 - Условия эксплуатации АИИС

Наименование параметров контролируемых присоединений и влияющих величин	Допускаемые границы параметров контролируемых присоединений и рабочих условий применения СИ для состава измерительного канала			
	Счетчики	ТТ	ТН	УСПД
Компоненты ИК АИИС				
Сила переменного тока, А	$I_{2 \text{ мин}} - I_{2 \text{ макс}}$	$I_{1 \text{ мин}} - 1,2 I_{1 \text{ ном}}$	-	-
Напряжение переменного тока, В	$0,9 U_{2 \text{ ном}} - 1,1 U_{2 \text{ ном}}$	-	$0,9 U_{1 \text{ ном}} - 1,1 U_{1 \text{ ном}}$	85 - 264
Коэффициент мощности (cos φ)	$0,5_{\text{инд}} - 1,0 - 0,8_{\text{акт}}$	$0,8_{\text{инд}} - 1,0$	$0,8_{\text{инд}} - 1,0$	-
Частота, Гц	47,5 - 52,5	47,5 - 52,5	47,5 - 52,5	-
Температура окружающего воздуха, °С				
- По ЭД	От минус 40 до плюс 70	От минус 50 до плюс 45	От минус 50 до плюс 45	От 0 до плюс 70
- Реальные	От 7 до 33	От 7 до 33	От 7 до 33	От 7 до 33
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	Не более 0,5	-	-	-
Мощность вторичной нагрузки ТТ при $\cos\varphi_2 = 0,8_{\text{инд}}$	-	$0,25 S_{2 \text{ ном}} - 1,0 S_{2 \text{ ном}}$	-	-
Мощность нагрузки ТН (при $\cos\varphi_2 = 0,8_{\text{инд}}$)	-	-	$0,25 S_{\text{ ном}} - 1,0 S_{\text{ ном}}$	-

Надежность применяемых в АИИС компонентов

Параметры надежности средств измерений АИИС: трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и УСПД

Компоненты АИИС:	Среднее время наработки на отказ, ч, не менее:
Трансформаторы тока	219000
Трансформаторы напряжения	219000
Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05, ПСЧ-3ТМ.05	90000
УСПД RTU-325	100000
ИБП APC SC Smart Power-URS 1000 VA	35000
Модем GSM Siemens TC-35i и коммуникационное и модемное оборудование	50000
Устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS	50000
Сервер	20000
	Срок службы, лет:
Трансформаторы напряжения, тока;	30
Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05, ПСЧ-3ТМ.05	30
УСПД RTU-325	30
Устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS	24
Коммуникационное и модемное оборудование	10

Среднее время восстановления АИИС при отказе не более 4 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД;
- резервирование каналов связи: на уровне ИИК-ИВК, ИВКЭ-ИВК; информация о результатах измерений может передаваться внешним пользователям по электронной почте;
- мониторинг состояния АИИС;
- удаленный доступ;
- возможность съема информации со счетчика автономным способом
- визуальный контроль информации на счетчике

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике (сервере)
- в журнале УСПД;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- УСПД;
- сервера;

Защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД
- установка пароля на сервере.

Глубина хранения информации

Глубина хранения информации в счетчиках и УСПД не менее 45 суток, на сервере не менее 3,5 лет.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

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

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему (шифр ЭБЦ.425210.013П2)

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, методика поверки.

ПОВЕРКА

Поверку производят в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Стройматериалы». Методика поверки». Методика разработана и утверждена ГЦИ СИ ФГУ «Воронежский ЦСМ» в 2009 г., входит в комплект документации на систему.

Таблица 5-Основные и вспомогательные СИ, применяемые при поверке АИИС

Наименование эталонов, вспомогательных СИ	Тип	Основные требования к метрологическим характеристикам (МХ)	Цель использования
1	2	3	4
1.Термометр	ТП 22	ЦД 1 °С в диапазоне от минус 30 до плюс 50 °С	Контроль температуры окружающей среды
2. Барометр-анероид	БАММ 1	Атм. давление 80-106 кПа Отн. погрешность ± 5%	Контроль атмосферного давления
3. Психрометр	М-4М	КТ 2,0	Контроль относительной влажности
4 Миллitesламетр	МПМ-2	ПГ 7,5 %	Измерение напряженности магнитного поля
5.Измеритель показателей качества электрической энергии	Ресурс-UF2М	КТ 0,2 (напряжение гармоник)	Измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97
6.Вольтамперфазометр	ПАРМА ВАФ-Т	КТ 0,5 Напряжение 0-460 В Ток 0-6 А Частота 45-65 Гц Фазовый угол от минус180 до 180 град.	Измерение напряжения, тока, частоты, угла сдвига фаз между напряжением и током
7. Прибор сравнения	КНТ-03	1,999 В·А; ПГ±0,003 В·А 19,99 В·А; ПГ ±0,03 В·А 199,9 В·А ПГ ±0,3 В·А	Измерение полной мощности вторичной нагрузки ТТ
8. Радиочасы	МИР РЧ-01		Использование сигнала точного времени

1	2	3	4
9. Секундомер	СОСпр-1	0-30 мин., ЦД 0,1 с	При определении погрешности хода системных часов
10. Переносной компьютер ПК			Для непосредственного считывания информации со счетчиков
11. Оптический преобразователь	АЕ1		Преобразователь сигналов для считывания информации со счетчиков через оптический порт
12 ПО Альфа Центр			Тестовые файлы, пусконаладочные, настроечные для диагностических работ по проверке функционирования счетчиков, УСПД, АИИС в целом.

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ

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 ПСЧ-4ТМ.05М ПСЧ-3ТМ.05 по методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1, ИЛГШ.411152.137РЭ1.

Средства поверки УСПД RTU-325 по методике поверке ДЯИМ.466453.005 МП

Межповерочный интервал 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

ГОСТ Р52323-2005. Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2 S и 0,5 S)

ГОСТ Р52425-2005. Статические счетчики ватт-часов реактивной энергии переменного тока

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

ГОСТ Р 8.596-2002 "Метрологическое обеспечение измерительных систем".

МИ 2439-97.ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура.

Принципы регламентации, определения и контроля.

Рабочий проект «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Стройматериалы» шифр ЭБЦ.425210.013 П2

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип Системы автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Стройматериалы», заводской номер 01, утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО «Энергобаланс-Центр»

Филиал в Белгородской области

308001, г. Белгород, 1-й Первомайский переулок, д. 1-А

Тел/факс 8(4722) 24-55-59, факс 24-55-75

Директор ООО «Энергобаланс-Центр»

Филиала в Белгородской области



А.В. Репников