

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУ «Белгородский ЦСМ»,

Заместитель директора по метрологии



В.Т. Лепехин

2009 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Эфко»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 42692-09
---	--

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 «Эфко» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для эффективного автоматизированного коммерческого учета электроэнергии (мощности) в ОАО «Эфко», 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 и по GSM-каналу 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.

Состав. АИИС состоит из 3 уровней

1-й уровень – уровень 6 измерительно-информационных точек учета (ИИК ТУ) содержит в своем составе:

- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 типа НАМИ-10, НТМИ-10, НАМИ-35, ЗНОЛ-35, НОЛ-СЭЦ-10-У2 класса точности (КТ) 0,5;
- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 типа ТПОЛ-10У3, ТОЛ-СЭЦ-10-У3, ТОЛ-35 КТ 0,5 и 05S;
- 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 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-M3-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\E52053*250GB RE\2G\DVDRW\BASICRAIL);
- технические средства для организации локальной вычислительной сети разграничения прав доступа к информации ОАО «Эфко»;
- автоматизированное рабочее место (АРМ);
- цепи и устройства питания сервера (источник бесперебойного питания);
- 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 2 и 3, которые содержат перечень измерительных каналов АИИС КУЭ указанием наименования присоединений, измерительных компонентов и их метрологических характеристик.

В таблице 4 приведены метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ. В качестве относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Таблица 1 – Перечень ИК АИИС и их состав

Канал измерений		Средство измерений				Ктт/ 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				
	АИИС КУЭ ОАО «ЭФКО»			Система, автоматизированная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «ЭФКО»		001		Энергия активная, WP Энергия реактивная WQ Календарное время				
1	ОРУ-35 кВ ПС «Алексеевка-районная» 110 ВЛ – 35 кВ. ЭФКО-1	37288-08		УСПД RTU-325		004743	7000	Ток первичный I1 Напряжение первичное U1 Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ Календарное время				
		ТТ	Кт=0,5S Ктт= 100/5 № 21256-07	A	ТОЛ-35	5860						
				B	ТОЛ-35	6277						
				C	ТОЛ-35	3055						
		ТН	Кт=0,5 Ктн=35000/100 № 10068-06	A	ЗНОЛ-35	953865						
				B	ЗНОЛ-35	953840						
				C	ЗНОЛ-35	956949						
		Счетчик	Кт=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		612080490						
		2	ОРУ-35 кВ ПС «Алексеевка-районная» 110 ВЛ – 35 кВ. ЭФКО-2	37288-08		УСПД RTU-325			004743	7000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ Календарное время Ток первичный I1 Напряжение первичное U1 Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ Календарное время	
				ТТ	Кт=0,5S Ктт= 100/5 № 21256-07	A			ТОЛ-35			3411
B	ТОЛ-35					3555						
C	ТОЛ-35					1011						
ТН	Кт=0,5 Ктн=35000/100 № 19813-05			A	НАМИ-35	280						
				B	НАМИ-35	280						
				C	НАМИ-35	280						
Счетчик	Кт=0,5S Ксч=7000 № 36355-07			ПСЧ-4ТМ.05М		612080398						
3	ЗРУ-10 кВ ПС «Алексеевка-районная» 110 КЛ-10 кВ № 10			37288-08		УСПД RTU-325		004743	8000			Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ Календарное время Ток первичный I1 Напряжение первичное U1 Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ Календарное время
				ТТ	Кт=0,5S Ктт= 400/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10-У3	12266-09				
		B	ТОЛ-СЭЩ-10-У3			12267-09						
		C	ТОЛ-СЭЩ-10-У3			12265-09						
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 № 35955-07	A	НОЛ-СЭЩ-10-У2	00830-09						
				B	НОЛ-СЭЩ-10-У2	00831-09						
				C	НОЛ-СЭЩ-10-У2	00832-09						
		Счетчик	Кт=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		612080371						
		4	ЗРУ-10 кВ ПС «Алексеевка-районная» 110 КЛ-10 кВ № 15	37288-08		УСПД RTU-325		004743		8000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ Календарное время Ток первичный I1 Напряжение первичное U1 Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ Календарное время	
				ТТ	Кт=0,5S Ктт= 400/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10-У3	11957-09				
B	ТОЛ-СЭЩ-10-У3					11957-09						
C	ТОЛ-СЭЩ-10-У3					11957-09						
ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 № 35955-07			A	НОЛ-СЭЩ-10-У2	00713-09						
				B	НОЛ-СЭЩ-10-У2	00712-09						
				C	НОЛ-СЭЩ-10-У2	00714-09						

1	2	3	4	5	6	7
		Счетчик Кт=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М	612080468		Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ Календарное время
5		37288-08	УСПД RTU-325	004743		Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ Календарное время
	ЗРУ 10 кВ ЦРП-1 10 кВ КЛ 10 кВ № 4	ТТ Кт=0,5 Ктт= 300/5 № 1261-08	А	ТПОЛ-10	6000	Ток первичный I1
			В	-		
			С	ТПОЛ-10		
		ТН Ктн=10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10		Напряжение первичное U1
			В	НАМИ-10		
			С	НАМИ-10		
		Счетчик Кт=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М	612080517		
6		37288-08	УСПД RTU-325	004743		Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ Календарное время
	ЗРУ 10 кВ ЦРП-1 10 кВ КЛ 10 кВ № 11	ТТ Кт=0,5 Ктт= 300/5 № 1261-08	А	ТПОЛ-10	6000	Ток первичный I1
			В	-		
			С	ТПОЛ-10		
		ТН Ктн=10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10		Напряжение первичное U1
			В	НАМИ-10		
			С	НАМИ-10		
		Счетчик Кт=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М	612080433		

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.	6	-
Номинальное напряжение на вводах системы, В	35000/100 10000/100	ИК 1,2 ИК 3, 4, 5, 6
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	400/5 300/5 100/5	ИК 3, 4 ИК 5, 6 ИК 1, 2
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos\varphi_2=0,8$ инд), В·А	30 10	ИК 1, 2 ИК 3-6
Мощность нагрузки ТН (при $\cos\varphi_2=0,8$ инд), В·А	150 200	ИК 1- 4 ИК 5, 6

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

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

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 по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ Р 52425-2005 и ЭД.
- УСПД RTU-325 по ДЯИМ.466215.001РЭ

Таблица 4 - 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)	$0,5_{\text{мин}} - 1,0 - 0,8_{\text{макс}}$	$0,8_{\text{мин}} - 1,0$	$0,8_{\text{макс}} - 1,0$	-
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 cosφ ₂ = 0,8 _{макс})	-	$0,25 S_{2 \text{ ном}} - 1,0 S_{2 \text{ ном}}$	-	-
Мощность нагрузки ТН (при cosφ ₂ = 0,8 _{макс})	-	-	$0,25 S_{\text{ном}} - 1,0 S_{\text{ном}}$	-

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.05М,	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

Трансформаторы напряжения, тока;	Срок службы, лет:
Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05М	30
УСПД RTU-325	30
Устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS	30
Коммуникационное и модемное оборудование	24
	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:

- электросчетчика;
- 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.425210.012П2)

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 «Эфко». 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. Миллитесламетр	МПМ-2	ПГ 7,5 %	Измерение напряженности магнитного поля
5. Измеритель показателей качества электрической энергии	Ресурс-UF2M	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 минус 180 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
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 по методике поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1.

Средства поверки УСПД RTU-325 по методике поверки 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 «Эфко» шифр ЭБЦ.425210.012 П2

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип Системы автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Эфко», 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

м.п.

А.В. Репников