

СОГЛАСОВАНО
Руководитель ГЦИ СИ
ФГУ «Воронежский ЦСМ»,
заместитель директора по



В.Т. Лепехин

200_г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Белгородский комбинат хлебопродуктов»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>42515-09</u>
--	---

Изготовлена ООО «Энергобаланс Центр» филиал в Белгородской области по проектной документации ООО «Энергобаланс-Центр» филиала в Белгородской области.
Заводской номер 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система, автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Белгородский комбинат хлебопродуктов» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для эффективного автоматизированного коммерческого учета электроэнергии (мощности) в ОАО «Белгородский комбинат хлебопродуктов», 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/реактивной 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 – участники оптового рынка электроэнергии 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 функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- Конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- Ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Методы измерения электроэнергии (мощности)

Измерения электроэнергии выполняется путем интегрирования по времени мощности контролируемого присоединения (объекта учета) при помощи многофункциональных микропроцессорных счетчиков электроэнергии. Измерения активной/реактивной мощности (P)/(Q) счетчиком выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i), интегрирования полученных значений мгновенной мощности (p)/(q) по периоду основной частоты сигналов.

Счетчик производит измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I), рассчитывает полную мощность $S = U \cdot I$. Средние значения активной/реактивной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Информационные каналы АИИС КУЭ организованы на базе измерительно-вычислительного комплекса (ИВК) Альфа Центр. Результаты измерений электроэнергии (мощности) передаются по каналам связи в цифровом коде по интерфейсам на УСПД. Перевод измеренных значений в именованные физические величины осуществляется в (ИВК) Альфа Центр. Альфа Центр отображает данные учета. Коммерческая информация, передаваемая пользователям, отражает 30-минутные результаты измерения потребления электроэнергии по точкам учета.

Состав.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – уровень 2 измерительно-информационных точек (ИИК ТУ) содержит в своем составе:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 типа ТПОЛ-10 КТ 0,5;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 типа НТМИ-6 КТ 0,5.
- многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии (счетчики) с цифровыми выходными интерфейсами RS485 для измерения активной и реактивной энергии типа ЕвроАльфа EA02RAL-P4B-4-W КТ 0,2S по ГОСТ 30206-94, ГОСТ 26035-83 и ЭД.
- Вторичные измерительные цепи.

2-й уровень – уровень измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) системы представляет собой совокупность функционально объединенных программных и технических средств и предназначенный для решения задач сбора информации о результатах измерений и состоянии средств измерений со всех ИИК первого уровня системы, хранения, предварительной обработки собранной информации, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации. ИВКЭ также осуществляет измерение времени и производит синхронизацию времени счетчиков.

В состав ИВКЭ входят:

- устройство сбора и передачи данных на базе УСПД RTU-325-E1-512-M4-B4-G, выполняющее функцию сбора, хранения и передачи данных с приборов учета на верхний уровень в совокупности с устройством связи с ИИК;
- 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 RS-232, выполненного на основе GPS приемника 35-HVS – для обеспечения функции единого системного времени;
- каналы связи между УСПД и счетчиками;
- цепи и устройства питания для УСПД и терминала сотовой связи (источник бесперебойного питания APC SC Smart Power-URS 1000VA).

3-й уровень – уровень измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) системы представляет собой совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств и предназначенной для решения задач диагностики состояний средств измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от уровня ИВКЭ, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

В состав ИВК входят:

- сервер АИИС КУЭ, устанавливаемый в офисном помещении ООО «Первая сбытовая компания» с установленным системным и прикладным программным обеспечением;
- система организации питания сервера АИИС КУЭ;
- канал связи между сервером и УСПД;
- канал связи с провайдером;
- локальная вычислительная сеть ОАО «Белгородский комбинат хлебопродуктов»;
- персональные компьютеры с установленными рабочими местами (АРМ);
- GSM-модем Siemens MC35i;

Технические средства передачи данных в составе:

- интерфейс RS-485/232 встроенный GSM модем используется – для организации обмена данными со счетчиками;
- основной канал связи с ИВК – сотовая связь;

Состав программных средств:

- Операционная система Window Server 2003;
- СУБД ORACLE;
- ПО «Альфа ЦЕНТР РЕ»;
- ПО автоматизированное рабочее место (АРМ):

На сервисном компьютере типа Notebook устанавливается следующее программное обеспечение:

- ПО «Альфа ЦЕНТР Laptop» (модуль «AC_L Laptop»);
- Конфигуратор счетчиков ЕвроАльфа EA02 (ПО «AlpaPlus W1.8»).

ПО АИИС КУЭ позволяет решать прикладные задачи:

сбор информации; графическое представление информации; расход и потребление количества электроэнергии; формирование линий и объектов учета; ведение сводного архива; измерение потребления электроэнергии и мощности за 30-ти минутные интервалы

времени; ведение журнала опроса счетчиков; проведение расчета стоимости потребленной электроэнергии с использованием многоставочного тарифа; хранение данных в памяти; поддержка заданного протокола обмена; поддержка аппаратного интерфейса и т.п.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ). В АИИС синхронизация системного времени производится от эталона, в качестве которого выступает GPS (Система глобального позиционирования). 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 не превышало ± 1 с.

От УСПД синхронизируются внутренние часы счетчиков 1 раз в сутки при опросе по интерфейсу RS-485. В случае расхождения времени счетчиков и УСПД более чем ± 1 с, производится коррекция времени счетчиков.

Системное время ИВК синхронизируется со временем УСПД при его опросе 1 раз в 30 мин. Допустимое рассогласование 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 Альфа Центр, пломбирование счетчиков, информационных цепей и т.д.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

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

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

Таблица 1 – Перечень ИК коммерческого учета АИИС КУЭ, 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 ООО «ПСК» ОАО «БКХП»		Система, автоматизированная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «БКХП»	001		Энергия активная, WP Энергия реактивная WQ Календарное время		
1	РУ 6 кВ ПС-330 кВ «Белгород» КЛ 6 кВ яч. № 10 «БКХП-1»	37288-08		УСПД RTU-325	000768	7200 Ток первичный I1 Напряжение первичное U1 Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ Календарное время		
ТТ		КТ=0,5 Ктт= 600/5 № 1261-02	A	ТПОЛ-10	72998			
			B	-				
			C	ТПОЛ-10	72885			
ТН		КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6	20018			
			B	НТМИ-6	20018			
			C	НТМИ-6	20018			
Счетчик		КТ=0,2S Ксч=1 № 16666-97 Передаточное число 5000 имп./кВт. ч	EA02RAL-P4-B-4W		01090144			
2		РУ 6 кВ ПС-330 кВ «Белгород» КЛ 6 кВ яч. № 28 «БКХП-2»	37288-08		УСПД RTU-325		000768	7200 Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ Календарное время Ток первичный I1 Напряжение первичное U1 Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ Календарное время
ТТ			КТ=0,5 Ктт= 600/5 № 1261-02	A	ТПОЛ-10		70012	
	B			-				
	C			ТПОЛ-10	70045			
ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70		A	НТМИ-6	15419			
			B	НТМИ-6	15419			
			C	НТМИ-6	15419			
Счетчик	КТ=0,2S Ксч=1 № 16666-97 Передаточное число 5000 имп./кВт. ч		EA02RAL-P4-B-4W		01090175			

Примечание - Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, 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 АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 2 Технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение характеристики	Примечания
1	2	3
Количество ИК коммерческого учета.	2	
Номинальное напряжение на вводах системы, В	6000/100	ИК 1; 2
Номинальные значения первичных и вторичных токов ТТ измерительных каналов, А	600/5	ИК 1; 2
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos \varphi_2 = 0,8_{\text{инд}}$), ВА	10	ИК 1; 2
Мощность вторичной нагрузки ТН (при $\cos \varphi_2 = 0,8_{\text{инд}}$), ВА	75	ИК 1; 2

Таблица 3 – Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной электроэнергии (мощности) для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

$\delta_{\text{ур}}, \%$							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{Сч}	Значение $\cos \varphi$	для диапазона	для диапазона	для диапазона
					5% ≤ I/I _н < 20%	20% ≤ I/I _н < 100%	100% ≤ I/I _н < 120%
1-2	0,5	0,5	0,2s	1,0	±2,0	±1,2	±1,0
				0,8	±2,9	±1,7	±1,4
				0,5	±5,5	±3,1	±2,4
$\delta_{\text{во}}, \%$							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{Сч}	Значение $\cos \varphi$ (sin φ)	для диапазона	для диапазона	для диапазона
					5% ≤ I/I _н < 20%	20% ≤ I/I _н < 100%	100% ≤ I/I _н < 120%
1-2	0,5	0,5	0,5	0,8(0,6)	±4,7	±2,6	±2,0
				0,5(0,87)	±2,9	±1,8	±1,6

Обозначения: КТ_{ТТ}, КТ_{ТН}, КТ_{Сч} – класс точности трансформаторов тока, напряжения, счетчика электроэнергии.

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

W_{P5%} (W_{Q5%}) – значение электроэнергии при I/I_н = 5%,

W_{P20%} (W_{Q20%}) – значение электроэнергии при I/I_н = 20%,

W_{P100%} (W_{Q100%}) – значение электроэнергии при I/I_н = 100%,

W_{P120%} (W_{Q120%}) – значение электроэнергии при I/I_н = 120%

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов в сутки, с/сут ±5

Условия эксплуатации измерительных компонентов ИК АИИС:

Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001 и эксплуатационной документации

Трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 и ЭД

Счётчики электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ 26035-83 и ЭД

УСПД RTU-325 по ДЯИМ.466215.001РЭ

Таблица 4-Условия эксплуатации

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
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	$0,8 U_{2 \text{ ном}} - 1,15 U_{2 \text{ ном}}$	-	$0,9 U_{1 \text{ ном}} - 1,1 U_{1 \text{ ном}}$	85-264
Коэффициент мощности (cos φ)	$0,5_{\text{инд}} - 1,0 - 0,8_{\text{смк}}$	$0,8_{\text{инд}} - 1,0$	$0,8_{\text{инд}} - 1,0$	-
Частота, Гц	47,5 – 52,5	47,5 – 52,5	47,5 – 52,5	-
Температура окружающего воздуха, °С - По ЭД - Реальные	От минус 40 до плюс 55 От минус 15 до плюс	От минус 40 до плюс 55 От минус 15 до плюс	От минус 40 до плюс 55 От минус 15 до	От 0 до плюс 70 От 7 до 33

	25	25	плюс 25	
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	Не более 0,5	–	–	–
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos\varphi_2=0,8$ ннд)	–	$0,25S_{2ном} - 1,0S_{2ном}$	–	–
Мощность нагрузки ТН (при $\cos\varphi_2=0,8$ ннд)	–	–	$0,25S_{ном} - 1,0S_{ном}$	–

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов

Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ: трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и УСПД соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ.

Компоненты АИИС КУЭ:

Трансформаторы тока	219000
Трансформаторы напряжения	219000
Электросчетчики EA02RAL	80000 в соответствии с ТУ
УСПД RTU-325	100000
ИБП APC SC Smart Power-URS 1000 VA	35000
Модем GSM Siemens TC-35i и коммуникационное оборудование	50000
Устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS	50000
Сервер	20000

Среднее время наработки на отказ, ч, не менее:

Трансформаторы напряжения, тока;	30
Электросчетчики EA02RAL;	30
УСПД RTU-325	30
Устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS	24
Коммуникационное и модемное оборудование	10

Срок службы, лет:

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 в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте;
 - мониторинг состояния АИИС КУЭ;
 - 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 ПСК.417112.002).

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 электрической энергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Белгородский комбинат хлебопродуктов». Методика поверки». Методика разработана и утверждена ГЦИ СИ ФГУ «Воронежский ЦСМ» в 2009 г., входит в комплект документации на систему.

Таблица 4 Основные и вспомогательные СИ, применяемые при поверке АИИС КУЭ

Наименование эталонов, вспомогательных СИ	ТИП	Основные требования к метрологическим характеристикам	Цель использования
1	2	3	4
1. Термометр	ТП 22	Цена деления 1 °С в диапазоне от минус 30 до + 50 °С	Контроль температуры окружающей среды
2. Барометр-анероид	БАММ 1	Атмосферное давление 80...106 кПа Относительная 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-А	КТ 0,5 Напряжение 0-460 В Ток 0-6А Частота 45-65 Гц Фазовый угол 180-0-180 град.	Измерение напряжения, тока, частоты, угла сдвига фаз между напряжением и током
7. Частотомер электронно-счетный	Ф5041	Диапазон измерений 0,1Гц...10 мГц Основ. погрешность $1,5 \cdot 10^{-7}$ Гц	Контроль частоты напряжения питания
8. Радиоприемник, принимающий	МИР-1		Использование сигнала точного времени

1	2	3	4
радиостанцию «МИР»			
9. Секундомер	СОСпр-1	0..30 мин., Ц.Д. 0,1 с	При определении погрешности хода системных часов
10. Переносной компьютер ПК (ноутбук) с оптическим портом	АЕ-1		Предназначен для обеспечения доступа к счетчикам и съема показаний с экспортом данных в базу данных
11. ПО Альфа Центр			Тестовые файлы

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 EA02RAL-P4B-4-W производится в соответствии с Методикой поверки ДЯИМ.411152.018МП.

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

Межповерочный интервал 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

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

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 электрической энергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Белгородский комбинат хлебопродуктов» шифр ПСК.417112.002

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Белгородский комбинат хлебопродуктов», 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»
Филиал в Белгородской области

А.В. Репников