

СОГЛАСОВАНО

Зам. директора ФБУ «Воронежский ЦСМ»
по метрологическим и техническим вопросам,
руководитель ГЦИ СИ

« 25 » 2008 г. В.Т. Лепехин

М.П.

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии филиала ООО «Бунге СНГ» в Колодезном	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер 39881-08
---	---

Изготовлена ООО «Энергоучет», г. Воронеж для коммерческого учета электроэнергии филиала ООО «Бунге СНГ» в Колодезном по проектной документации ООО «Энергоучет», заводской номер 01.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии филиала ООО «Бунге СНГ» в Колодезном (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

ОПИСАНИЕ

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и 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);
- автоматизированный учет потерь в соответствии с алгоритмом расчета потерь;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных (глубина хранения не менее 3,5 лет), 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 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).

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.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по выделенной линии связи поступает на вход сервера опроса и сервера баз данных (IBM PC совместимый компьютер), где осуществляется автоматизированный сбор, обработка (вычисление электроэнергии и мощности), накопление, формирование и хранение, оформление справочных и отчетных документов, отображение результатов измерений и передача накопленных данных по каналам связи (основной – Internet; резервный – ГТС коммутируемый) вышестоящим и внешним пользователям (Сбытовая компания – поставщик электроэнергии; ИАСУ КУ НП «Совет рынка»; ОАО «Воронежэнерго»; «СО-ЦДУ ЕЭС» Воронежское РДУ; ОАО «Воронежская энергосбытовая компания»). Коммерческая информация, передаваемая внешним пользователям, отражает 30-минутные результаты измерения потребления электроэнергии по точке учета. Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макета 80020 в формате XML.

Умножение на коэффициенты трансформации – в сервере

Состав измерительных каналов. АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

АИИС состоит из 2 уровней.

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

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) типа ТФЗМ 110Б-IV по ГОСТ 7746-2001 класса точности (КТ) 0,5;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) типа НКФ-110 по ГОСТ 1983-2001 КТ 0,5;
- многофункциональный микропроцессорный счетчики с цифровым выходным интерфейсом RS-485 по ГОСТ 30206-94 (активная энергия) и ГОСТ 26035-83 (реактивная энергия) типа ПСЧ-4ТМ.05.12; КТ 0,5S/1,0;
- вторичные цепи;
- преобразователь-коммутатор ПР 4-4 для интерфейсов RS-232, RS-485;
- систему обеспечения единого времени (СОЕВ) - блок синхронизации часов реального времени (БСЧРВ-011) в комплекте с GPS приемником BR-355;
- технические средства передачи данных на 2 уровень - выделенная линии связи (интерфейс RS-485).

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

- сервер, реализованный на основе промышленного компьютера с IBM PC - совместимой платформой в серверном исполнении (COMPAQ Presario SR 1807CL, CPU AMD Sempron, DDR 512 Mb, Radeon Xpress 200, HDD 80Gb, CD-RW, DVD-ROM);
- источник бесперебойного питания (Smart-UPS RT, 1000VA);
- технические средства приёма-передачи данных - модемы, локальная вычислительная сеть (ЛВС), Internet (модемы ZyXEL U-336S, GSM модем SIEMENS MC 35i). Основной канал - выделенный канал связи до сети провайдера Интернет и резервный - телефонная сеть общего пользования;
- технические средства для организации ЛВС и разграничения прав доступа;
- АРМы (организованы на основе существующих рабочих мест в Филиале ООО «Бунге СНГ» в Колодезном). Количество АРМ - 1 шт.

Программные средства:

- ОС Microsoft Windows XP;
- специализированное программное обеспечение (ПО) «Энфорс АСКУЭ», содержащее программные модули: администратор; администратор отчетов; ручная обработка данных; диспетчерский контроль информации; контроль коррекции времени; ручное редактирование данных; формирование отчетных документов и информационного обмена с субъектами ОРЭ;
- ПО счетчика «Конфигуратор СЭТ-4ТМ».

Организация системного времени. СОЕВ состоит из блока коррекции времени счетчиков БСЧРВ-011 в комплекте с GPS приемником BR-355, установленном на энергообъекте. GPS приемник BR-355 располагается на ПС 110/10 кВ Заводская (на улице), с внешней стороны ОПУ. Блок БСЧРВ-011 обеспечивает коррекцию времени в счетчиках один раз в сутки от GPS приемника. Условием корректировки времени в счетчиках служит прием блоком БСЧРВ-011 сигналов точного времени со спутниковой антенны GPS и отсутствие признака корректировки времени в счетчиках в течение текущих суток от счетчика Коррекция времени в ИВК с функциями ИВКЭ осуществляется от счетчика каждые 30 минут.

Периодичность и алгоритм коррекции выбраны таким образом, чтобы не вносить дополнительных неучтенных погрешностей в первичные измерения и обеспечить при этом погрешность измерения времени в электросчетчиках не более ± 5 с.

В АИИС КУЭ предусмотрена многоуровневая защита от несанкционированного доступа: механическая и программная защита – установка паролей на счетчики, сервер.

Все кабели, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика. Все электронные компоненты сервера установлены в пломбируемом отсеке. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 1 и 2, которые содержат перечень измерительных каналов 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 и их состав

Канал измерений		Средство измерений				Ктт Ктн Ксч	Наименование измеряемой величины	
№ ИК, код ОАО 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	
	Филиал ООО «Бунге СНГ» в Колодезном	№ _____	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учёта электроэнергии Филиала ООО «Бунге СНГ» в Колодезном		№ 01		Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
1 362070018214101	ПС 110/10 кВ Заводская Ввод Т-1	ТТ	КТ=0,5 Ктт=200/5 № 26422-04	A	ТФЗМ 110Б-IV	10929	44000	Ток первичный, I ₁
				B	ТФЗМ 110Б-IV	10663		
				C	ТФЗМ 110Б-IV	10723		
		ТН	КТ=0,5 Ктн= 110000/100 № 26452-04	A	НКФ-110	41881	44000	Напряжение первичное, U ₁
				B	НКФ-110	41868		
				C	НКФ-110	41525		
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 № 27779-04 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ-4ТМ.05.12		304080088	44000	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
2 362070018214101	ПС 110/10 кВ Заводская Ввод Т-2	ТТ	КТ=0,5 Ктт=200/5 № 26422-04	A	ТФЗМ 110Б-IV	10685	44000	Ток первичный, I ₁
				B	ТФЗМ 110Б-IV	10998		
				C	ТФЗМ 110Б-IV	11001		
		ТН	КТ=0,5 Ктн= 110000/100 № 26452-04	A	НКФ-110	41865	44000	Напряжение первичное, U ₁
				B	НКФ-110	41870		
				C	НКФ-110	41527		
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 № 27779-04 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ-4ТМ.05.12		304082828	44000	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время

Примечание - Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков 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- Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение характеристики	Примечания
1	2	3
Количество ИК коммерческого учета.	1	-
Номинальное напряжение на вводах системы, В	110000	ИК № 1, 2
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	200	ИК № 1, 2
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos\varphi_2=0,8_{\text{инд}}$), В·А	30	ИК № 1, 2
Мощность нагрузки ТН (при $\cos\varphi_2=0,8_{\text{инд}}$), В·А	400	ИК № 1, 2

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной (реактивной) электроэнергии (мощности) для реальных условий эксплуатации ИК № 1 АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

δ _{WP} , %							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	Значение cos φ	для диапазонов 5 %≤I/In<20% W _{P 5 %} ≤ W _P <W _{P 20 %}	для диапазонов 20%≤I/In<100% W _{P 20 %} ≤W _P <W _{P 100 %}	для диапазонов 100%≤ I/In<120% W _{P 100 %} ≤W _P ≤ W _{P 120 %}
1, 2	0,5	0,5	0,5s	1,0	±2,3	±1,5	±1,3
				0,8	±3,2	±2,0	±1,7
				0,5	±5,7	±3,3	±2,7
δ _{WQ} , %							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	Значение cos φ (sin φ)	для диапазонов 5%≤I/In<20% W _{Q 5 %} ≤ W _Q < W _{Q 20 %}	для диапазонов 20%≤I/In<100% W _{Q 20 %} ≤W _Q <W _{Q 100 %}	для диапазонов 100%≤ I/In<120% W _{Q 100 %} ≤W _Q ≤ W _{Q 120 %}
1, 2	0,5	0,5	1,0	0,8(0,6)	±5,3	±3,1	±2,5
				0,5(0,87)	±3,6	±2,3	±2,1
				0,5(0,87)	±5,4	±3,1	±2,5

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

Обозначения: I/I_n – значение первичного тока в сети в % от номинального

$W_{P5\%}(W_{Q5\%})$, $W_{P20\%}(W_{Q20\%})$, $W_{P100\%}(W_{Q100\%})$, $W_{P120\%}(W_{Q120\%})$ - значения электроэнергии при $I/I_n = 5\%, 20\%, 100\%, 120\%$

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
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	$0,9 U_{2\text{ ном}} - 1,1 U_{2\text{ ном}}$	–	$0,9 U_{1\text{ ном}} - 1,1 U_{1\text{ ном}}$
Коэффициент мощности ($\cos \varphi$)	$0,5_{\text{инд}} - 1,0 - 0,8_{\text{емк}}$	$0,8_{\text{инд}} - 1,0$	$0,8_{\text{инд}} - 1,0$
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 5 до плюс 35	От минус 40 до плюс 60 От минус 30 до плюс 35	От минус 40 до плюс 60 От минус 30 до плюс 35
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 системе компонентов.

Для трансформаторов тока:

- среднее время наработки на отказ не менее 400000 ч,
- срок службы, не менее 25 лет

Для трансформаторов напряжения:

- среднее время наработки на отказ не менее 40000 ч,
- срок службы, не менее 25 лет

Для счётчиков электроэнергии:

- среднее время наработки на отказ не менее 35000 ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более 24 ч;
- срок службы, не менее 30 лет

Для сервера:

- коэффициент готовности не менее 0,99,
- среднее время наработки на отказ не менее 40000 ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч.

Для СОЕВ:

- коэффициент готовности не менее 0,95,
- среднее время восстановления работоспособности не более 48 ч;
- блок синхронизации срок службы, не менее 25 лет

Для каналообразующей аппаратуры (модемы и т.п.):

- коэффициент готовности не менее 0,95,
- среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч.

Для каналов передачи данных:

- коэффициент готовности не менее 0,95,
- скорость передачи данных 9600 бит/с.

Для блока синхронизации часов реального времени (БСЧРВ-011):

- среднее время наработки на отказ не менее 100000 ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более 0,5 ч;
- срок службы, не менее 25 лет

Надежность системных решений:

- резервирование питания счетчика;
- наличие резервного сервера с резервной базой данных;
- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация события: в журнале событий счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике

Регистрация события: в журнале событий сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в сервере.

Контроль полноты и достоверности результатов и состояния средств измерений.

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выходных клемм трансформаторов тока и напряжения;
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- сервера

Защита информации на программном уровне:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер - суточные данные о 30-ти приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 3,5 года (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3,5 года;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную для коммерческого учета электроэнергии филиала ООО «Бунге СНГ» в Колодезном.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

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

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии филиала ООО «Бунге СНГ» в Колодезном. Методика поверки», утвержденным ФГУ «Воронежский ЦСМ» в 2008 г.

Таблица 5 - Перечень эталонов и вспомогательных средств, применяемых при проверке АИИС КУЭ

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 $\pm 5\%$		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 минус180 до 180 град.		Измерение напряжения, тока, частоты, угла сдвига фаз между напряжением и током
7. Прибор сравнения	КНТ-03	1,999 ВА; 19,99 ВА; 199,9 ВА	ПГ $\pm 0,003$ ВА ПГ $\pm 0,03$ ВА ПГ $\pm 0,3$ ВА	Измерение полной мощности вторичной нагрузки ТТ
8. Радиоприемник	Любой тип			Использование сигнала точного времени
9. Секундомер	СОСпр-1	0-30 мин., ЦД 0,1 с		При определении погрешности хода системных часов
10. Переносной компьютер (ноутбук)				Для непосредственного считывания информации со счетчиков
11. Устройство сопряжения оптическое	УСО-2			Преобразователь сигналов для считывания информации со счетчиков через оптический порт
12 . ПО: «Энфорс АСКУЭ», ПО «КонфигураторСЭТ-4ТМ»				Тестовые файлы, пусконаладочные, настроечные, диагностические работы по проверке функционирования счетчиков, УСПД, АИИС в целом.

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ.

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;
- Счетчики ПСЧ 4ТМ.05– по методике поверке ИЛГШ.411152.126 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»

Межповерочный интервал АИИС КУЭ - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ Р 8.596-002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Технорабочий проект Автоматизированная система коммерческого учета электрической энергии филиала ООО «Бунге СНГ» в Колодезном НСЛГ.466645.014 РП

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии филиала ООО «Бунге СНГ» в Колодезном, 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 «Энергоучет»

Юридический адрес: 394007, г. Воронеж, ул. Ленинградская, 26а, 84

Тел. (4732) 42-89-81

Директор ООО «Энергоучет»



С.В. Любкин

М.п.