

СОГЛАСОВАНО

Зам. директора ФГУ «Воронежский ЦСМ»  
по метрологии и техническим вопросам,  
руководитель ГЦИ СИ

« 25 » 12 2008 г.

М.П.

В.Т. Лепехин

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии ОАО «Воронежатомэнергосбыт» для энергоснабжения ООО «Аква-Холод»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер <u>40034-08</u>
--	---

Изготовлена ООО «Энергоучет», г. Воронеж для коммерческого учета электроэнергии на объекте ООО «Аква-Холод» по проектной документации ООО «Энергоучет», заводской номер 01.

#### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии ОАО «Воронежатомэнергосбыт» для энергоснабжения ООО «Аква-Холод» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени технологическими объектами ООО «Аква-Холод», 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.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по ГТС 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 (НП «Совет рынка», СО-СДУ ЕЭС, РДУ, ФСК). 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 одной измерительно-информационной точки учета (ИИК ТУ) ООО «Аква-Холод» содержит в своем составе:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) типа ТПЛМ-10 (2 шт.) по ГОСТ 7746-2001 класса точности (КТ) 0,5;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) типа НТМИ-6-66 (1 шт.) по ГОСТ 1983-2001 КТ 0,5;
- многофункциональный микропроцессорный счетчик электроэнергии (счетчики) с цифровым выходным интерфейсом (счетчики) 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 счетчика БСЧРВ-011М в комплекте с GPS приемником BR-355;
- технические средства приёма-передачи данных на 2 уровень: коммутируемый канал связи ГТС (модем ZyXEL OMNI);

- автоматизированное рабочее место (АРМ).

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

- сервер, реализованный на основе промышленного компьютера с IBM PC - совместимой платформой в серверном исполнении на основе аппаратных средств – сервер HEWLETT PACKARD Proliant VL 570 2x3.OCPU/2GbRAM/8Power Supplies;
- СОЕВ: GPS приемник Garmin 35-HVS;
- источник бесперебойного питания Smart UPS RT 3000 VA;
- технические средства приёма-передачи данных (модемы ZyXEL U-336R, ZyXEL OMNI, GSM модем SIEMENS MC 35i) внешним пользователям (субъектам ОРЭ, НП «Совет рынка», СО-ЦДУ «ЕЭС»): основной канал - выделенный канал связи до сети провайдера Интернет и резервный - телефонная сеть общего пользования;
- АРМы диспетчера, пользователей (3 шт.);
- технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа.

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, НП «Совет рынка», СО-ЦДУ «ЕЭС»;
- ПО «Альфа-Центр» (программа «Сервер опроса» для опроса счетчика);
- ПО счетчика «Конфигуратор СЭТ-4ТМ».

Организация системного времени. СОЕВ реализована в виде блока синхронизации часов реального времени счетчика БСЧРВ-011М и спутникового приемника, предназначена для преобразования протокола сигнала, поступающего со спутникового приемника в протокол широковещательного запроса на синхронизацию времени счетчиков. Корректирует время в счетчиках 1 раз в сутки. Синхронизация ИВК с функциями ИВКЭ осуществляется от GPS приемника каждые полчаса. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с/сут.

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

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 НП «Совет рынка»	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	
	ООО «Аква-Холод»	№ _____	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учёта электроэнергии ОАО "Воронежэтомэнергосбыт" для энергоснабжения ООО «Аква-Холод»	№ 01		Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время	
1 362070018214101	Ввод 6 кВ ООО «Аква-Холод»	ТТ	КТ=0,5 Ктт=400/5 № 2363-68	А	ТПЛМ-10	90585	Ток первичный, $I_1$
			С	ТПЛМ-10	90589		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66	4672	Напряжение первичное, $U_1$
				В С			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 № 27779-04 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ 4ТМ.05.12		0309072461	4800	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	6000	ИК № 1
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	400	ИК № 1
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos\varphi_2=0,8_{инд}$ ), В·А	10	ИК № 1
Мощность нагрузки ТН (при $\cos\varphi_2=0,8_{инд}$ ), В·А	75	ИК № 1

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

$\delta_{WP}, \%$							
№ ИК	Ктт	Ктн	Ктсч	Значение $\cos \varphi$	для диапазонов $5\% \leq I/In < 20\%$ $W_{P5\%} \leq W_P < W_{P20\%}$	для диапазонов $20\% \leq I/In < 100\%$ $W_{P20\%} \leq W_P < W_{P100\%}$	для диапазонов $100\% \leq I/In < 120\%$ $W_{P100\%} \leq W_P \leq W_{P120\%}$
1	0,5	0,5	0,5s	1,0	$\pm 2,3$	$\pm 1,5$	$\pm 1,3$
				0,8	$\pm 3,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$
				0,5	$\pm 5,7$	$\pm 3,3$	$\pm 2,7$
$\delta_{WQ}, \%$							
№ ИК	Ктт	Ктн	Ктсч	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	0,5	0,5	1,0	0,8(0,6)	$\pm 5,3$	$\pm 3,1$	$\pm 2,5$
				0,5(0,87)	$\pm 3,6$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$
				0,5(0,87)	$\pm 5,4$	$\pm 3,1$	$\pm 2,5$

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 φ)	$0,5_{\text{инд}} - 1,0 - 0,8_{\text{емк}}$	$0,8_{\text{инд}} - 1,0$	$0,8_{\text{инд}} - 1,0$
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 5 до плюс 35	От минус 40 до плюс 60 От минус 5 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 440000 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-011М):

- 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 ОАО «Воронежатомэнергосбыт» для энергоснабжения ООО «Аква-Холод».

#### 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 ОАО «Воронежатомэнергосбыт» для энергоснабжения ООО «Аква-Холод». Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Воронежский ЦСМ» в 2008 г.

Таблица 5 - Перечень эталонов и вспомогательных средств, применяемых при проверке 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	А. м. давление 80-106 кПа Отн. погрешность ± 5%	Контроль атмосферного давления
3. Психрометр	М-4М	КТ 2,0	Контроль относительной влажности
4 Миллитесламетр	МПП-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 ВА; 19,99 ВА; 199,9 ВА	Измерение полной мощности вторичной нагрузки ТТ
8. Радиоприемник	Любой тип	ПГ ±0,003 ВА ПГ ±0,03 ВА ПГ ±0,3 ВА	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 поверки 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 ОАО «Воронежатомэнергосбыт» для энергоснабжения ООО «Аква-Холод» НСЛГ.466645.015 РП

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии ОАО «Воронежатомэнергосбыт» для энергоснабжения ООО «Аква-Холод», 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.

