

СОГЛАСОВАНО



Зам. директора
ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

« 3 » августа 2010 г.

<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Энергия-Тензор»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>44248-10</u></p>
---	---

Изготовлена ЗАО «Завод Электронных Счетчиков «Энергомера», г. Москва Зеленоград, для коммерческого учета электроэнергии на объектах ОАО «Энергия-Тензор» по проектной документации ЗАО «Завод Электронных Счетчиков «Энергомера», г. Москва Зеленоград, заводской номер ИНЕС.411711.038.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Энергия-Тензор» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «Энергия-Тензор»; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ ОАО «Энергия-Тензор» решает следующие задачи:

- автоматическое выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, мощности на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным 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 пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, напряжения (ТН) класса точности 0,5 и по ГОСТ 1983 и счётчики активной и реактивной электроэнергии ЦЭ6850М классов точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (4 точки измерений).

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе «УСПД 164-01 К».

3-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют 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.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на третий уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройства синхронизации времени УСВ-1, таймеры УСПД, сервера БД и счетчиков. Время сервера БД синхронизировано с временем УСВ-1, погрешность синхронизации не более ± 10 мс. Сличение времени сервера БД с временем УСПД 164-01 К осуществляется один раз в 4 часа, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД ± 2 с. Сличение времени счетчиков ЦЭ6850М с временем УСПД 164-01 К осуществляется один раз в 0,5 часа, корректировка времени счетчиков происходит не чаще, чем раз в сутки при расхождении со временем УСПД 164-01 К ± 2 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические характеристики ИК

Наименование объекта и номер точки измерений		Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	РП-2, Ввод 1, яч.6; 1 с.ш.	ТОЛ-10-1-2-У2 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 6442 Зав. № 4624	ЗНОЛ.06 10 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 10451 Зав. № 8076 Зав. № 8985	ЦЭ6850М Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 007257017 000062	УСПД 164-01 К Зав. № 870989	Активная Реактивная	± 1,4 ± 2,1	± 3,3 ± 5,5
	РП-2, Резерв, яч.9; 1 с.ш.	ТОЛ-10-1-2-У2 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 6441 Зав. № 6437		ЦЭ6850М Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 007257017 000044				
3	РП-2, Ввод 2, яч.21; 2 с.ш.	ТОЛ-10-1-2-У2 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 4628 Зав. № 6440	ЗНОЛ.06 10 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 7465 Зав. № 408 Зав. № 7563	ЦЭ6850М Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 007257017 000034				
	РП-2, Резерв, яч.16; 2 с.ш.	ТОЛ-10-1-2-У2 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 7187 Зав. № 7189		ЦЭ6850М Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 007257017 000042				

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение $(0,98 \div 1,02) U_{\text{НОМ}}$; ток $(1 \div 1,2) I_{\text{НОМ}}$, $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.
4. Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение $(0,9 \div 1,1) U_{\text{НОМ}}$; ток $(0,05 \div 1,2) I_{\text{НОМ}}$; $\cos\varphi$ от 0,5 инд до 0,8 емк ;
 - допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70 $^\circ\text{C}$, для счетчиков от минус 40 до + 60 $^\circ\text{C}$; для УСПД от минус 10 до + 50 $^\circ\text{C}$ и сервера от + 15 до + 35 $^\circ\text{C}$;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд; температура окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от + 10 до + 35 $^\circ\text{C}$;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик ЦЭ6850М – параметры надежности: среднее время наработки на отказ $T = 160000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД 164-01 К – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер – параметры надежности: коэффициент готовности $K_r = 0,99$, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 30$ мин;
- устройство синхронизации времени УСВ-1 – параметры надежности: среднее время наработки на отказ $T = 35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии организацию с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - выключение и включение УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика,
 - УСПД,
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик ЦЭ6850М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 128 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;

- УСПД 164-01 К – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 90 сут (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- Сервер БД – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Энергия-Тензор».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Энергия-Тензор» определяется проектной документацией на систему.

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

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «Энергия-Тензор». Методика поверки. ИНЕС.411711.038.МП», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в августе 2010 г. Межповерочный интервал – 4 года.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения – по МИ 2925-2005;
- счетчики ЦЭ6850М – по методике поверки «Счетчики электрической энергии ЦЭ6850. Методика поверки ИНЕС.411152.034 Д1»;
- УСПД УСПД 164-01 К – по методике поверки «Комплекс технических средств КТС «ЭНЕРГОМЕРА» Методика поверки ИНЕС.411734.003 ПМ»;
- устройство синхронизации времени УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП».

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ Р 52323-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

- ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
- ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
- ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
- ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
- МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Энергия-Тензор» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации в соответствии с государственными поверочными схемами.

Изготовитель: ЗАО «Завод Электронных Счетчиков «Энергомера»
124460, г. Москва Зеленоград, проезд 4922, стр.3
Тел/факс. (499) 720-81-32

С документом ознакомлен
Директор ЗАО «Завод Электронных
Счетчиков «Энергомера»



А.А. Чернушкин