

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ СНИИМ –
зам. директора ФГУП «СНИИМ»
В. И. Евграфов


« 2 » 12 2009 г.

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЭСК «ЭНЕРГОСЕРВИС» Сибирский регион

Внесена в Государственный реестр средств измерений.
Регистрационный № 45253-10

Изготовлена ООО «ПО Энергоресурс», г. Санкт-Петербург, зав. №2

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЭСК «ЭНЕРГОСЕРВИС» Сибирский регион, зав. №2 (далее АИИС) предназначена для измерения количества активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности, измерения времени в шкале времени UTC.

Область применения – коммерческий учет электрической энергии, потребляемой ООО «Шахта им. Дзержинского», ООО «Шахта «Красногорская», ООО «Шахта Зиминка», ООО «Шахта им. Ворошилова» на оптовом рынке электрической энергии.

ОПИСАНИЕ

АИИС представляет собой многофункциональную двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС решает следующие задачи:

- измерение приращений активной и реактивной электрической энергии за 30-минутные интервалы;
- измерение времени в шкале UTC;
- периодический (1 раз в сутки) и по запросу автоматический сбор привязанных к шкале времени UTC результатов измерений приращений электрической энергии за интервал времени 30 минут;
- хранение результатов измерений в базах данных, отвечающих требованию повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений заинтересованным организациям – субъектам оптового рынка электрической энергии;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений и данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны серверов заинтересованных организаций – субъектов оптового рынка электрической энергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС.

Первый уровень – информационно-измерительный комплекс точек измерений (ИИК ТИ), состоит из трансформаторов тока (ТТ) класса точности 0,5 и 0,5S, трансформаторов напряжения (ТН) класса точности 0,5, их вторичных цепей и счётчиков активной и реактивной электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,2S для активной электроэнергии и 0,5 для реактивной электроэнергии.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) выполнен на базе аппаратно-программного комплекса (АПК) «ES-Энергия» и устройства сбора и передачи данных (УСПД) «ES-Энергия», входящих в систему учета и контроля электроэнергии автоматизированную «ES-Энергия» (Госреестр СИ № 22466-08). В состав ИВК также входит сервер АИИС, модуль коррекции времени и автоматизированные рабочие места (АРМ). Перечень технических компонентов ИВК представлен в таблице 1, перечень программных компонентов ИВК представлен в таблице 2, перечень связующих компонентов приведен в таблице 3.

Параметры контролируемого присоединения (ток и напряжение) преобразуются электромагнитными трансформаторами тока (ТТ) и трансформаторами напряжения (ТН) в сигналы соответствующие нормам на входные сигналы счетчиков электрической энергии. Счетчик измеряет мгновенные значения тока и напряжения, вычисляет на их основе активную мощность и среднеквадратичные значения тока и напряжения, и, затем, полную мощность на интервале одного периода сети (0,02 с). Счетчик вычисляет реактивную мощность из значений полной и активной мощности.

Значения активной и реактивной мощности преобразуются в частоту следования внутренних импульсов, счет которых осуществляется на интервале 30 минут. Накопленное количество импульсов характеризует приращение электрической энергии на интервале 30 минут. Результатам измерения присваивается метка времени в шкале UTC и они сохраняются в энергонезависимой памяти.

На каждой подстанции установлен шкаф устройств связи (ШУС), в котором установлено устройство сбора данных (УСД) типа ЭНКС-2.11.8, модуль коррекции времени типа ЭНКС-2.01.0 и GSM-модем Maestro 100.

Результаты измерений передаются по проводным линиям интерфейса RS-485 до УСД, которое преобразует сигналы интерфейса RS-485 в пакеты сети Ethernet. С помощью GSM-модемов по протоколу GPRS УСД передает измерительную информацию в УСПД. УСПД осуществляет хранение измерительной информации, ее накопление и передачу по сети Ethernet в сервер АИИС. По тем же каналам связи передается служебная информация – журналы событий счетчика. В сервере АИИС выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, передача информации заинтересованным организациям – субъектам оптового рынка электрической энергии.

В состав АИИС входит система обеспечения единого времени (СОЕВ). Часы УСПД и часы счетчиков синхронизируются со шкалой времени UTC модулями коррекции времени ЭНКС-2.01.0 (Госреестр № 37328-08). Синхронизация часов счетчиков осуществляется один раз в сутки при условии, что поправка часов счетчиков относительно часов модуля коррекции времени не менее ± 2 с не более ± 119 с. Синхронизация часов УСПД происходит после того как поправка часов УСПД относительно часов модуля коррекции времени превысит ± 1 с.

Журналы событий счетчика и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и поправку часов в момент, непосредственно предшествующий коррекции.

<i>Наименование</i>	<i>Тип</i>	<i>Назначение</i>
УСПД	ES-Энергия	Сбор информации от счётчиков; обработка принятой информации в соответствии с установленными параметрами; передача измерительной и служебной информации в ИВК и смежным объектам рынка
GPS-модуль коррекции времени	ЭНКС-2.01.0	Синхронизация шкалы времени УСПД
Сервер АИИС	DepoStorm3200C3	Сбор измерительной и служебной информации; хранение результатов измерений, и журналов событий средств измерений; организация и ведение баз данных ИВК

Таблица 2 – Перечень и назначение программных средств ИВК

<i>Наименование компонента</i>	<i>Назначение</i>	<i>Техническое средство, на котором установлено ПО</i>
Microsoft® Windows™ 2003 Server 2003	Операционная система	Сервер АИИС
Microsoft® Windows™ XP	Операционная система	УСПД, АРМ
«ES-АСД»	Сбор данных с интервалом опроса 30 мин, конфигурирование каналов связи и объектов учета, формирование отчетов о сеансах связи	УСПД
«ES-Администратор»	Управление объектами базы данных, определение взаимосвязей между объектами и информационными каналами, назначение уникальных идентификаторов объектам и каналам, формирование справочников (таблиц) по каналам и объектам учета, формирование справочников иерархий системы учета	Сервер АИИС
«ES-Учет»	Отображение и вывод на печать результатов измерений. Перемножение результатов измерений на коэффициенты ТТ и ТН.	УСПД, Сервер АИИС
«ES-Дозор»	Контроль над сбоями в работе программных модулей программного комплекса и в случае необходимости производит перезагрузку программ.	Сервер АИИС

Таблица 3 – Перечень и назначение связующих компонентов

<i>Наименование</i>	<i>Тип</i>	<i>Назначение компонента</i>	<i>Назначение канала связи</i>
УСД	ЭНКС-2.11.8	Сбор данных со счетчиков	Передача результатов измерений и информации о состоянии счетчиков электрической энергии в УСПД
GSM-модем	GSM-GPRS Maestro100	Передача данных между УСД и УСПД	
Модем	Zyxel Prestige 700 series	Обеспечение информационного обмена ИВК с внешними системами	Канал доступа к ИВК со стороны внешних систем, в том числе ОАО «АТС»
Коммуникатор сети	Switch D-Link DES-1016D	Обеспечение информационного обмена по сети Ethernet ИВК и АРМ	Канал доступа к базе данных результатов измерений и безе данных о состоянии компонентов ИК

Доступ к результатам измерений осуществляется с автоматизированных рабочих мест (АРМ), соединенных с сервером посредством сети Ethernet.

Доступ к АИИС со стороны внешних систем осуществляется по коммутируемой телефонной линии посредством модема, подключенного к серверу.

Результаты измерений автоматически передаются по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0 по программно-задаваемым адресам, в т.ч. в ОАО «АТС», ОАО «Кузбассэнерго».

Структура АИИС допускает изменение количества измерительных каналов с ИИК ТИ, аналогичными указанным в таблице 1, а также с ИИК ТИ отличными по составу от указанных в таблице 1, но совместимыми с измерительными каналами АИИС по электрическим, информационным и конструктивным параметрам.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Перечень измерительных каналов и их состав приведен в таблице 4

Границы допустимой относительной погрешности измерительных каналов АИИС при доверительной вероятности $P=0,95$ при измерении активной и реактивной электрической энергии и активной и реактивной средней мощности в рабочих условиях применения приведены в таблице 5.

Предельное значение поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC не более, с.....± 5.

Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут 30.

Таблица 4 – Перечень и состав измерительных каналов

№ ИК	Наименование ТИ	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики		Кл.т.	УСПД Тип
		Тип	Зав. номер	Козф. тр.	Кл. т.	Тип	Зав. номер	Козф. тр.	Кл.т.	Тип	Зав. номер		
45	п/ст "Юго-Западная" 35/6 РУ 6 кВ яч. 6-21	ТПОЛ-10	10091, 22193	600/5	0,5	НТМИ-6- 66У3	5223	6000/ 100	0,5	СЭТ- 4ТМ.03	0111080029	0,2S/0,5	
46	п/ст "Юго-Западная" 35/6 РУ 6 кВ яч. 6-3	ТПОЛ-10	42330, 41565	600/5	0,5	НТМИ-6- 66У3	55006	6000/ 100	0,5	СЭТ- 4ТМ.03	0111080448	0,2S/0,5	
47	п/ст "Юго-Западная" 35/6 РУ 6 кВ яч. 6-16	ТПЛ-10	28468, 76485	300/5	0,5	НТМИ-6- 66У3	5223	6000/ 100	0,5	СЭТ- 4ТМ.03	0111080434	0,2S/0,5	
48	п/ст "Юго-Западная" 35/6 РУ 6 кВ яч. 6-6	ТПЛ-10	14484, 52082	300/5	0,5	НТМИ-6- 66У3	55006	6000/ 100	0,5	СЭТ- 4ТМ.03	0112082770	0,2S/0,5	
49	п/ст "Юго-Западная" 35/6 РУ 6 кВ яч. 6-22	ТПЛ-10	91262, 91264	100/5	0,5	НТМИ-6- 66У3	5223	6000/ 100	0,5	СЭТ- 4ТМ.03	0112082736	0,2S/0,5	
50	п/ст "Красногорская-1" 35/6 РУ 6 кВ яч. 6-5	ТПЛ-10	69378, 3945	300/5	0,5	НТМИ-6	1245	6000/ 100	0,5	СЭТ- 4ТМ.03	0112082748	0,2S/0,5	
51	п/ст "Красногорская-1" 35/6 РУ 6 кВ яч. 6-15	ТПОЛ-10	7550, 8958	1000/5	0,5	НТМИ-6	1245	6000/ 100	0,5	СЭТ- 4ТМ.03	0112082769	0,2S/0,5	
52	п/ст "Красногорская-1" 35/6 РУ 6 кВ яч. 6-21	ТПЛ-10	3953, 4070	300/5	0,5	НТМИ-6	4310	6000/ 100	0,5	СЭТ- 4ТМ.03	0112082714	0,2S/0,5	
53	п/ст "Красногорская-1" 35/6 РУ 6 кВ яч. 6-19	ТПОЛ-10	72115, 3821	1000/5	0,5	НТМИ-6	4310	6000/ 100	0,5	СЭТ- 4ТМ.03	0112082799	0,2S/0,5	
54	п/ст "Зяминка 1/2" 35/6 РУ 6 кВ яч. 6-13	ТПОЛ-10	5658, 5804	200/5	0,5	НАМИТ- 10	0014	6000/ 100	0,5	СЭТ- 4ТМ.03	0111080425	0,2S/0,5	
55	п/ст "Зяминка 1/2" 35/6 РУ 6 кВ яч. 6-17	ТПОЛ-10	5976, 5975	200/5	0,5	НАМИТ- 10	0014	6000/ 100	0,5	СЭТ- 4ТМ.03	0111080398	0,2S/0,5	
56	п/ст "Зяминка 1/2" 35/6 РУ 6 кВ яч. 6-18	ТПОЛ-10	2675, 2676	200/5	0,5	НТМИ-6	10105	6000/ 100	0,5	СЭТ- 4ТМ.03	0112082825	0,2S/0,5	
57	п/ст "Зяминка 1/2" 35/6 РУ 6 кВ яч. 6-20	ТПОЛ-10	2620, 2679	200/5	0,5	НТМИ-6	10105	6000/ 100	0,5	СЭТ- 4ТМ.03	0112082693	0,2S/0,5	
58	п/ст "Зяминка 1/2" 35/6 РУ 6 кВ яч. 6-6	ТОЛ-10	4249, 4245	300/5	0,5	НАМИТ- 10	0014	6000/ 100	0,5	СЭТ- 4ТМ.03	0112082832	0,2S/0,5	
59	п/ст "Зяминка 1/2" 35/6 РУ 6 кВ яч. 6-21	ТОЛ-10	4246, 4272	300/5	0,5	НТМИ-6	10105	6000/ 100	0,5	СЭТ- 4ТМ.03	0112082686	0,2S/0,5	
60	п/ст "Прокопьевская районная ПС" 110/35/6 кВ яч. 6-17	ТОЛ-ЭС-10	03234, 03596	300/5	0,5S	НТМИ-6	1832	6000/ 100	0,5	СЭТ- 4ТМ.03М	0812082823	0,2S/0,5	
61	п/ст "Прокопьевская районная ПС" 110/35/6 кВ яч. 6-31	ТОЛ-ЭС-10	03239, 03237	300/5	0,5S	НТМИ-6	1832	6000/ 100	0,5	СЭТ- 4ТМ.03	0112082784	0,2S/0,5	

Примечание: измерительные компоненты, перечисленные в таблице 4 могут быть заменены на измерительные компоненты того же типа и класса точности. Замена оформляется в соответствии с указаниями МИ2999

УСПД «ЭС-Энергия» № НМА0059319

- Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, часов 24.
 Формирование XML-файла для передачи внешним организациям автоматическое.
 Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных автоматическое.
 Период занесения результатов измерений в базу данных, часов 24.
 Глубина хранения результатов измерений в базе данных не менее, лет 3,5.
 Период резервирования базы данных, часов 24.
 Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ автоматическое.
 Рабочие условия применения ТТ, ТН и счетчиков электрической энергии:
 температура окружающего воздуха (кроме счетчиков), °С от минус 40 до плюс 40;
 температура окружающего воздуха (для счетчиков), °С от 0 до плюс 40;
 частота сети, Гц от 49,5 до 50,5;
 индукция внешнего магнитного поля, мТл не более 0,05.
 Рабочие условия применения технических средств ИВК:
 температура окружающего воздуха, °С от 0 до плюс 40;
 частота сети, Гц от 49,5 до 50,5;
 напряжение сети питания, В от 198 до 242.
 Допускаемые значения информативных параметров входного сигнала:
 ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 60, 61 от 2 до 120,
 для остальных ИК от 5 до 120;
 напряжение, % от $U_{ном}$ от 90 до 110;
 коэффициент мощности, $\cos \varphi$ (при измерении активной электрической энергии и мощности) 0,5 инд.-1,0-0,5 емк.;
 коэффициент реактивной мощности, $\sin \varphi$ (при измерении реактивной электрической энергии и мощности) 0,5 инд.-1,0-0,5 емк.
 Показатели надежности:
 Средняя наработка на отказ, часов не менее 1300;
 Коэффициент готовности не менее 0,98
 Средний срок службы, лет не менее 18.

Таблица 5. Границы допускаемой относительной погрешности измерений активной (δ^W_A) и реактивной (δ^W_P) энергии ИК АИИС для значений тока 2, 5, 20, 100÷120 % от номинального тока и значений коэффициента мощности 0,5, 0,8, 0,865 и 1.

I, % от $I_{ном}$	$\cos \varphi$	ИК №№ 45÷59		ИК № 61		ИК № 60	
		$\delta^W_{A, \pm\%}$	$\delta^W_{P, \pm\%}$	$\delta^W_{A, \pm\%}$	$\delta^W_{P, \pm\%}$	$\delta^W_{A, \pm\%}$	$\delta^W_{P, \pm\%}$
2	0,5	-	-	4,8	2,4	4,8	2,8
2	0,8	-	-	2,6	3,9	2,6	4,4
2	0,865	-	-	2,3	4,9	2,3	5,4
2	1	-	-	1,6	-	1,8	-
5	0,5	5,4	2,6	3	1,6	3	1,8
5	0,8	2,9	4,4	1,7	2,5	1,8	2,7
5	0,865	2,5	5,4	1,5	3	1,6	3,3
5	1	1,8	-	1,1	-	1,2	--
20	0,5	3	1,6	2,2	1,3	2,3	1,4
20	0,8	1,7	2,5	1,3	1,9	1,4	2
20	0,865	1,5	3	1,2	2,3	1,3	2,3
20	1	1,1	-	0,9	-	1	-
100-120	0,5	2,2	1,3	2,2	1,3	2,3	1,3
100-120	0,8	1,3	1,9	1,3	1,9	1,4	1,9
100-120	0,865	1,2	2,3	1,2	2,3	1,3	2,3
100-120	1	0,9	-	0,9	-	1	-

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЭСК «ЭНЕРГОСЕРВИС» Сибирский регион, Зав. №2. Формуляр».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект АИИС должны входить изделия и документация, указанные в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС

Технические средства ИИК ТИ
Технические средства ИИК ТИ в соответствии с таблицей 1
Технические средства ИВК
Технические средства ИВК – в соответствии с таблицей 2 с установленным программным обеспечением в соответствии с таблицей 3. Связующие компоненты в соответствии с таблицей 4
Документация
Рабочая документация 08-09/П-П1-00-АЭ Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЭСК «ЭНЕРГОСЕРВИС» Сибирский регион (модернизация).
Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЭСК «ЭНЕРГОСЕРВИС» Сибирский регион, зав. №2. Методика поверки 08-09/П-П1-00-Д1

ПОВЕРКА

Поверка измерительных каналов АИИС проводится в соответствии с методикой поверки «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЭСК «ЭНЕРГОСЕРВИС» Сибирский регион, зав. №2. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ СНИИМ в ноябре 2009 г.

Межповерочный интервал - 4 года.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный МПМ-2, мультиметр АРРА-109, вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А», измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел», часы «Электроника-5».

Поверка измерительных компонентов АИИС проводится в соответствии со следующими нормативными документами по поверке: измерительные трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217, измерительные трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216, счетчики электрической энергии СЭТ4-ТМ.03 - по ИЛГШ.411152.124 РЭ1, СЭТ4-ТМ.03М - по ИЛГШ.411152.145 РЭ1, УСПД «ES-Энергия»- по методике поверки МП 2203-0103-2008.

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

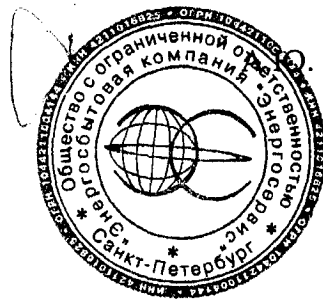
ГОСТ Р 8.596-2002	Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения
ГОСТ 30206-94	Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)
ГОСТ 26035-83	Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия
ГОСТ Р 52323-2005	Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S
ГОСТ Р 52425-2005	Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики реактивной энергии
ГОСТ 7746-2001	Трансформаторы тока. Общие технические условия
ГОСТ 1983-2001	Трансформаторы напряжения. Общие технические условия
0309-2008/ЭД-00	Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЭСК «ЭНЕРГОСЕРВИС» Сибирский регион. Технорабочий проект

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭСК «ЭНЕРГОСЕРВИС» Сибирский регион», зав. №2 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ: ООО «ПО Энергоресурс», 190005, г. Санкт-Петербург Троицкий пр., д.12 лит. А, пом. 4 «Н»

Генеральный директор ООО «ЭСК «ЭНЕРГОСЕРВИС»



О. Аблата