



СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ

«Нижегородский ЦСМ»

Решетник И.И.

августа 2006 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии «БСЗ»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>32421-06</u>
---	---

Изготовлена по технической документации ООО «Экситон», и Нижегородского филиала ОАО «Нижноватомэнергосбыт», г. Н. Новгород. Заводской номер 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно - измерительная для коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «БСЗ» предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, а также автоматического сбора, накопления, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Область применения – коммерческий учёт электрической энергии и мощности, поставленной ОАО «Нижноватомэнергосбыт» с оптового рынка электроэнергии на ОАО «Борский стекольный завод», г.Бор, Нижегородской обл.

ОПИСАНИЕ

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);
- 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 и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

- 1-й уровень:

трансформаторы тока класса точности 0,5S по ГОСТ 7746: ТПЛ-10-М (Госреестр № 22192-03) или ТЛШ-10 (Госреестр № 11077-03) или Т-0,66 (Госреестр № 26820-05); трансформаторы напряжения класса точности 0,5 по ГОСТ 1983: ЗНОЛ.06 (Госреестр № 3344-04) или прямое подключение счетчика к цепям напряжения; счетчики электроэнергии многофункциональные ЕвроАЛЬФА, мод. ЕА05 (Госреестр № 16666-97) класса точности 0,5S по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии и 0,5 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (9 точек измерений).

- 2-й уровень – устройство сбора и передачи данных RTU-327 (Госреестр № 19495-03) с установленным комплексом программного обеспечения (ПО) «АльфаЦЕНТР», обеспечивающим визуализацию измеренных счетчиками электроэнергии параметров, состояний компонентов системы, ведение протоколов и архивирования данных, конфигурирование и настройку программной части системы, а также считывание и вывод твердых копий отчетов с коммерческой информацией по расходу электроэнергии;

- 3-й уровень (ИБК) – информационно-вычислительный комплекс (ИБК), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-327, модем Zyxel U-336E Plus - основной канал передачи данных; GSM терминал SIEMENS TC 35 - резервный канал передачи данных; автоматизированные рабочие места (АРМ), осуществляющие сбор данных с УСПД и отображение полученной информации (установлены в Нижегородском филиале ОАО «Нижноватомэnergосбыт» и ОАО «Борский стекольный завод»).

УСПД RTU-327 объединяет второй и третий уровни в один уровень.

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 реактивной 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 обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных через модем Zyxel U-336E Plus - основной канал передачи данных или GSM терминал - резервный канал передачи данных на АРМ, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. УСПД, реализующий также третий уровень системы, осуществляет формирование справочных и отчетных документов. Передача информации в организации - участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от УСПД по сети Internet или сотовой связи.

Измерение времени в системе выполняется с помощью УСПД. Синхронизация времени УСПД с астрономическим временем осуществляется автоматически с помощью GPS – приёмника, подключенного к УСПД. УСПД в свою очередь осуществляет коррекцию времени во всех счетчиках системы.

В качестве стандартного программного обеспечения автоматизированной рабочей станции используются операционная система WINDOWS.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах

корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Количество измерительных каналов системы (по точкам учета): 9

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

Таблица 1 - Метрологические характеристики ИК

Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
ВЛ-151 110кВ ПС «Моховые горы» - ГПП «Стеклозавод» с отп. на ГПП «Теплоход» Т1 1СШ	ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 1134 Зав.№ 1133 Зав.№ 1135	ЗНОЛ.06 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 5938 Зав.№ 5426 Зав.№ 5478	ЕА05RL-B-4 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав.№ 1059167		Активная	± 1,2	± 3,1
					Реактивная	± 2,3	± 4,8
ВЛ-151 110кВ ПС «Моховые горы» - ГПП «Стеклозавод» с отп. на ГПП «Теплоход» Т1 2СШ	ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 1139 Зав.№ 1145 Зав.№ 1138	ЗНОЛ.06 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 5875 Зав.№ 6309 Зав.№ 5885	ЕА05RL-B-4 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав.№ 1059164		Активная	± 1,2	± 3,1
					Реактивная	± 2,3	± 4,8
ВЛ-151 110кВ ПС «Моховые горы» - ГПП «Стеклозавод» с отп. на ГПП «Теплоход» Т1 5СШ	ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 1109 Зав.№ 1127 Зав.№ 1126	ЗНОЛ.06 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 5449 Зав.№ 5486 Зав.№ 5483	ЕА05RL-B-4 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав.№ 1059168		Активная	± 1,2	± 3,1
					Реактивная	± 2,3	± 4,8
ВЛ-151 110кВ ПС «Моховые горы» - ГПП «Стеклозавод» с отп. на ГПП «Теплоход» ТСН 1,2	ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 1136 Зав.№ 1124 Зав.№ 1125	ЗНОЛ.06 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 5935 Зав.№ 5500 Зав.№ 5455	ЕА05RL-B-4 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав.№ 1059163	RTU-327 Зав.№ 001568	Активная	± 1,2	± 3,1
					Реактивная	± 2,3	± 4,8
ВЛ «Стекло-заводская» 110кВ ПС «Борская» - ГПП «Стеклозавод» ТЗ ЗСШ	ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 1118 Зав.№ 1137 Зав.№ 1111	ЗНОЛ.06 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 6150 Зав.№ 5873 Зав.№ 5881	ЕА05RL-B-4 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав.№ 1059165		Активная	± 1,2	± 3,1
					Реактивная	± 2,3	± 4,8

ВЛ «Стекло- заводская» 110кВ ПС «Борская» - ГПП «Стекло- заводская» ТЗ 4СШ	ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 1110 Зав.№ 1108 Зав.№ 1117	ЗНОЛ.06 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 5469 Зав.№ 5942 Зав.№ 5482	EA05RL-B-4 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав.№ 1059166	Активная	± 1,2	± 3,1
ВЛ «Стекло- заводская» 110кВ ПС «Борская» - ГПП «Стеклозавод» ТЗ 6СШ	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 017835 Зав.№ 017825 Зав.№ 017866	Прямое включение счетчика	EA05RL-B-4 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав.№ 1093360	Активная	± 1,1	± 3,0
ЛЭП-603 6кВ ГПП «Стеклозавод» 1СШ яч.5 – РП 19 НКС ОАО «ННЭ»	ТПЛ-10-М 400/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 421 Зав.№ 422	ЗНОЛ.06 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 5938 Зав.№ 5426 Зав.№ 5478	EA05RL-B-3 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав.№ 1133979	Активная	± 1,2	± 3,1
ЛЭП-622 6кВ ГПП «Стеклозавод» 3СШ яч.45 – РП 19 НКС ОАО «ННЭ»	ТПЛ-10-М 400/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 420 Зав.№ 423	ЗНОЛ.06 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 5449 Зав.№ 5486 Зав.№ 5483	EA05RL-B-3 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав.№ 1133980	Активная	± 1,2	± 3,1
				Реактивная	± 2,3	± 4,8
				Активная	± 1,1	± 3,0
				Реактивная	± 1,9	± 4,6
				Активная	± 1,2	± 3,1
				Реактивная	± 2,3	± 4,8

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).

2. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Iном, cosφ = 0,9 инд.;

- температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 ÷ 1,1) Уном; ток (0,02 ÷ 1,2) Iном; cosφ = 0,8 инд.;

- допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70 °С, для счетчиков от 10 до 40 °С; для АРМ от 10 до 30 °С; для УСПД от минус 10 до плюс 50 °С.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 5 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Нижевоатомэнергобыт» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения времени УСПД ± 3 секунды в сутки.

Максимальное время рассогласования между счетчиками из состава системы и УСПД в пределах ± 5 секунд в сутки.

Питание АРМ, устройства сбора и передачи данных, модема Zyxel U-336E Plus GSM терминала SIEMENS TC 35, осуществляется от сети переменного тока напряжением 220^{+10%}_{-15%} В, частотой (50±1) Гц.

Мощность, потребляемая компонентами системы, при номинальном напряжении питания от сети переменного тока, не более:

- GSM терминал SIEMENS TC 35

2 ВА;

- модем Zyxel U-336E Plus 15 ВА;
- устройства сбора и передачи данных УСПД RTU-327 80 ВА;
- АРМ 500 ВА.

Габаритные размеры компонентов системы, не более:

- счетчики электроэнергии многофункциональные ЕвроАЛЬФА, мод. EA05 300x170x80 мм;
- модем Zyxel U-336E Plus 263x210x50 мм;
- GSM терминал SIEMENS TC 35 73x68x33 мм;
- устройства сбора и передачи данных УСПД RTU-327 260x230x330 мм;
- АРМ 800x600x600 мм.

Масса компонентов системы, не более:

- счетчики электроэнергии многофункциональные ЕвроАЛЬФА, мод. EA05 2 кг.;
- модем Zyxel U-336E Plus 1 кг.;
- GSM терминал SIEMENS TC 35 0,15 кг.;
- устройства сбора и передачи данных УСПД RTU-327 15 кг.;
- АРМ 30 кг.

Средняя наработка на отказ системы не менее 40000 часов.

Среднее время восстановления не более 24 часов.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее $T = 50000$ ч; среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 40000$ ч среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 0,5$ ч;

- АРМ - среднее время наработки на отказ не менее $T = 60000$ ч среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

Средняя наработка на отказ системы не менее 40000 часов.

Среднее время восстановления не более 24 часов.

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 по электронной почте;

Регистрация событий:

в журнале событий счётчика:

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

журнал УСПД:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекции времени в УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

электросчётчика;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки;

УСПД;

АРМ;

защита информации на программном уровне:

результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)

установка пароля на счетчик;

установка пароля на УСПД;

установка пароля на АРМ.

Глубина хранения информации:

электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 336 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
УСПД, ИВК - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу (функция автоматизирована) не менее 3,5 лет, а также сохранение информации при отключении питания не менее 10 лет;

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации в правом верхнем углу.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Трансформатор тока ТПЛ-10-М	4 шт.;
Трансформатор тока ТЛШ-10	18 шт.;
Трансформатор тока Т-0,66	3 шт.;
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06	24 шт.;
Счетчики электроэнергии многофункциональные ЕвроАЛЬФА, мод. ЕА05	9 шт.;
GSM терминал SIEMENS TC 35	2 шт.;
Модем Zyxel U-336E Plus	4 шт.;
Устройство сбора и передачи данных RTU-327	1 шт.;
Автоматизированное рабочее место	3 шт.;
Комплект эксплуатационной документации на УСПД RTU-327	1 шт.;
Руководство по эксплуатации АИИС КУЭ «БСЗ»	1 экз.;
Методика поверки	1 экз.

ПОВЕРКА

Поверка системы проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии «БСЗ». Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в августе 2006 г.

Перечень основного оборудования, необходимого для поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
 - трансформаторы напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
 - счетчики электроэнергии многофункциональные ЕвроАЛЬФА, мод. ЕА05 – по методике поверки «Многофункциональный микропроцессорный счётчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА)»;
 - УСПД RTU-327 – по методике поверки ДЯИМ.466453.005МП.
- Вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А».
Секундомер СДСпр-1 ТУ 25-1810.0021-90.
Радиоприемник, принимающий сигналы службы точного времени радиостанции "Маяк".
Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Техническая документация Нижегородского филиала ОАО «Нижноватомэнергосбыт», г. Н.Новгород.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

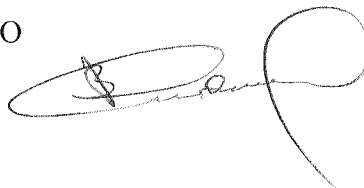
Тип «Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии «БСЗ»» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель:

Нижегородский филиал ОАО «Нижноватомэнергосбыт»

Адрес: г. Нижний Новгород, пр. Гагарина, 176а.

Директор Нижегородского филиала ОАО
«Нижноватомэнергосбыт»



В. Х. Ситдигов