



СОГЛАСОВАНО  
Руководитель ГЦИ СИ  
Нижегородский ЦСМ»

Решетник И.И.  
19 марта 2007 г.

Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии «АПЗ»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>34244-04</u>
--	--

Изготовлена по технической документации ЗАО «Мобильные решения» и Нижегородского филиала ОАО «Нижноватомэнергосбыт», г. Н. Новгород. Заводской номер 001АПЗ.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии «АПЗ» (в дальнейшем АИИС КУЭ), предназначена для измерения и учета 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 «Арзамасский приборостроительный завод» г. Арзамас, Нижегородской области.

### 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: ТПОЛ 10 (Госреестр № 1261-02), Т-0,66 (Госреестр № 26820-05); трансформаторы напряжения класса точности 0,5 по ГОСТ 1983: НТМИ-10-66 (Госреестр № 831-69), НАМИ-10-95 (Госреестр № 20186-05),

прямое подключение счетчика к цепям напряжения; счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03 (Госреестр № 27524-04) класса точности 0,5S по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (8 точек измерения).

- 2-й уровень – устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000М (Госреестр № 17049-04), GSM терминал SIEMENS TC 35 – основной канал передачи данных, модем Zyxel U-336E Plus - резервный канал передачи данных;

- 3-й уровень (ИБК) – информационно-вычислительный комплекс (ИБК), включающий в себя GSM терминал SIEMENS TC 35 - основной канал передачи данных; модем Zyxel U-336E Plus - резервный канал передачи данных; сервер Fujitsu-Siemens Primergy TX200 S2, осуществляющий сбор данных с УСПД, обработку и архивирование в базе данных (установлен в Нижегородском филиале ОАО «Нижноватомэнергосбыт»); автоматизированные рабочие места (АРМ) с установленным программным модулем преобразования и вычисления АРМ «Control Age», обеспечивающим выполнение расчетных функций, визуальное отображение измеряемых параметров и обеспечение доступа к ним пользователей (установлен в ОАО «Арзамасский приборостроительный завод»).

Комплекс программного обеспечения включает модули: «Сервер опроса», АРМ «Control Age», «Консоль администратора ПТК ЭКОМ», «AdmTool», «Конфигуратор 3000», «Конфигуратор АСКП», «Просмотр данных в УСПД» и обеспечивает визуализацию измеренных счетчиками электрической энергии параметров и состояний компонентов системы, задание режимов автоматического опроса счётчиков, конфигурирование и настройку установок отдельных счетчиков по точкам учёта, формирование групп учёта, ведение протоколов и архивирование данных, экспорт информации в базы данных, а также считывание и вывод (в табличном или графическом виде) на устройство печати отчётов с коммерческой информацией по расходу электрической энергии.

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 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 GSM терминал SIEMENS TC 35 - основной канал передачи данных или модем Zyxel U-336E Plus- резервный канал передачи данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации - участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по сети Internet или сотовой связи.

Измерение времени в системе выполняется с помощью устройства сбора и передачи данных УСПД «ЭКОМ-3000М». Синхронизация времени УСПД с астрономическим временем осуществляется автоматически с помощью GPS – приёмника, встроенного в УСПД. УСПД в свою очередь осуществляет коррекцию времени во всех счетчиках системы. В качестве стан-

дартного программного обеспечения используются операционные системы WINDOWS-XP, WINDOWS-2000 Server и SQL Server.

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): 8

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 «Арзамас-Берёзовская» 110кВ ПС «Арзамас110» - ПС «Берёзовская», отпайка на ПС «Заводская» Т 1, ввод 1СШ	ТПОЛ 10 1500/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 9626 Зав.№9628	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 8370	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 0111050063		Активная	± 1,2	Таблица 2
ВЛ «Арзамас-Панфилово» 110кВ ПС «Арзамас110» - ПС «Панфилово» отпайка на ПС «Заводская» Т 2 ввод 2СШ	ТПОЛ 10 1500/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 9627 Зав.№9633	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1435	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 0111050090		Реактивная	± 1,6	
ВЛ «Арзамас-Берёзовская» 110кВ ПС «Арзамас110» - ПС «Берёзовская» отпайка на ПС «Заводская» ТСН 1	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 66372 Зав.№ 36994 Зав.№ 66209	-	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 12040012	ЭКОМ-3000М Зав.№ 12051143	Активная	± 1,1	Таблица 3
					Реактивная	± 1,4	

ВЛ «Арзамас-Панфилово» 110кВ ПС «Арзамас110» - ПС «Панфилово» отпайка на ПС «Заводская» ТСН 2	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 80770 Зав.№ 66208 Зав.№ 66219	-	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 12040024			
КЛ 10кВ ПС «Арзамас110» ф.1004 - ПС «Заводская»	ТПОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 9638 Зав.№9639	НАМИ-10-95 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1282	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 0111050084			
КЛ 10кВ ПС «Арзамас110» ф.1006 - ПС «Заводская»	ТПОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 9636 Зав.№9637	НАМИ-10-95 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1259	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 0109057126	Активная	± 1,2	Таблица 2
КЛ 10кВ ПС «Арзамас110» ф.1012 - ПС «Заводская»	ТПОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 9640 Зав.№9641	НАМИ-10-95 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1261	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 0111050140	Реактивная	± 1,6	
КЛ 10кВ ПС «Арзамас110» ф.1013 - ПС «Заводская»	ТПОЛ 10 400/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 9004 Зав.№9005	НАМИ-10-95 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1258	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 0111050070			

## 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) Ином; 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) Ином; cosφ = 0,5 (емк.)- 1,0 – 0,5 (инд.);

sinφ = 0,5 (емк.)- 1,0 – 0,5 (инд.); изменение частоты сети в пределах ± 1 %.

- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70 °С, для счетчиков от 10 до 40 °С; для сервера 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 «Нижевоатомэнергообл» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности измерительным каналом системы, включающим трансформаторы тока (класс точности 0,5S), трансформаторы напряжения (класс точности 0,5), счетчик электрической энергии (класс точности: по активной энергии 0,5S, по реактивной энергии 1) в рабочих условиях эксплуатации в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2

Вид электро-энергии	Значения $I/I_{ном}$ и $\cos\varphi, \sin\varphi$	Погрешность в рабочих условиях, %
Активная	$0,2 < I/I_{ном} \leq 1,2$ и $0,8 < \cos\varphi \leq 1$	$\pm 1,6$ %
	$0,2 < I/I_{ном} \leq 1,2$ и $0,5 < \cos\varphi \leq 0,8$	$\pm 2,5$ %
	$0,05 < I/I_{ном} \leq 0,2$ и $0,8 < \cos\varphi \leq 1$	$\pm 2,0$ %
	$0,05 < I/I_{ном} \leq 0,2$ и $0,5 < \cos\varphi \leq 0,8$	$\pm 3,2$ %
	$0,02 < I/I_{ном} \leq 0,05$ и $0,8 < \cos\varphi \leq 1$	$\pm 3,1$ %
	$0,02 < I/I_{ном} \leq 0,05$ и $0,5 < \cos\varphi \leq 0,8$	$\pm 5,6$ %
Реактивная	$0,2 < I/I_{ном} \leq 1,2$ и $0,8 < \sin\varphi \leq 1$	$\pm 1,9$ %
	$0,2 < I/I_{ном} \leq 1,2$ и $0,5 < \sin\varphi \leq 0,8$	$\pm 2,7$ %
	$0,05 < I/I_{ном} \leq 0,2$ и $0,8 < \sin\varphi \leq 1$	$\pm 2,6$ %
	$0,05 < I/I_{ном} \leq 0,2$ и $0,5 < \sin\varphi \leq 0,8$	$\pm 3,9$ %
	$0,02 < I/I_{ном} \leq 0,05$ и $0,8 < \sin\varphi \leq 1$	$\pm 5,9$ %
	$0,02 < I/I_{ном} \leq 0,05$ и $0,5 < \sin\varphi \leq 0,8$	$\pm 9,2$ %

(где  $I/I_{ном}$  - отношение измеряемого значения тока к его номинальному значению,  $\cos\varphi, \sin\varphi$  - коэффициент мощности)

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности измерительным каналом системы, включающим трансформаторы тока (класс точности 0,5S), счетчик электрической энергии (класс точности: по активной энергии 0,5S, по реактивной энергии 1) в рабочих условиях эксплуатации в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3

Вид электро-энергии	Значения $I/I_{ном}$ и $\cos\varphi, \sin\varphi$	Погрешность в рабочих условиях, %
Активная	$0,2 < I/I_{ном} \leq 1,2$ и $0,8 < \cos\varphi \leq 1$	$\pm 1,4$ %
	$0,2 < I/I_{ном} \leq 1,2$ и $0,5 < \cos\varphi \leq 0,8$	$\pm 2,2$ %
	$0,05 < I/I_{ном} \leq 0,2$ и $0,8 < \cos\varphi \leq 1$	$\pm 1,8$ %
	$0,05 < I/I_{ном} \leq 0,2$ и $0,5 < \cos\varphi \leq 0,8$	$\pm 3,0$ %
	$0,02 < I/I_{ном} \leq 0,05$ и $0,8 < \cos\varphi \leq 1$	$\pm 3,0$ %
	$0,02 < I/I_{ном} \leq 0,05$ и $0,5 < \cos\varphi \leq 0,8$	$\pm 5,4$ %
Реактивная	$0,2 < I/I_{ном} \leq 1,2$ и $0,8 < \sin\varphi \leq 1$	$\pm 1,8$ %
	$0,2 < I/I_{ном} \leq 1,2$ и $0,5 < \sin\varphi \leq 0,8$	$\pm 2,4$ %
	$0,05 < I/I_{ном} \leq 0,2$ и $0,8 < \sin\varphi \leq 1$	$\pm 2,5$ %
	$0,05 < I/I_{ном} \leq 0,2$ и $0,5 < \sin\varphi \leq 0,8$	$\pm 3,7$ %
	$0,02 < I/I_{ном} \leq 0,05$ и $0,8 < \sin\varphi \leq 1$	$\pm 5,8$ %
	$0,02 < I/I_{ном} \leq 0,05$ и $0,5 < \sin\varphi \leq 0,8$	$\pm 9,1$ %

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения времени УСПД  $\pm 3$  секунды в сутки.

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

Питание сервера, АРМ, устройства сбора и передачи данных, GSM терминала SIEMENS TC 35, осуществляется от сети переменного тока напряжением  $220^{+10\%}_{-15\%}$  В, частотой  $(50 \pm 1)$  Гц.

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

- GSM терминал SIEMENS TC 35 11 ВА;
- модем Zyxel U-336E Plus 15 ВА;

- устройство сбора и передачи данных УСПД ЭКОМ-3000М 40 ВА;
- сервер, АРМ 500 ВА.

Габаритные размеры компонентов системы, не более:

- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 330x170x80,2 мм;
- модем Zyxel U-336E Plus 263x210x50 мм;
- GSM терминал SIEMENS TC 35 73x68x33 мм;
- устройство сбора и передачи данных УСПД ЭКОМ-3000М 370x318x150 мм;
- сервер, АРМ 800x600x600 мм.

Масса компонентов системы, не более:

- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 1,75 кг.;
- модем Zyxel U-336E Plus 1 кг.;
- GSM терминал SIEMENS TC 35 0,15 кг.;
- устройство сбора и передачи данных УСПД ЭКОМ-3000М 15 кг.;
- сервер, 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  $T = 90000$  ч; среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 2$  ч;

- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 75000$  ч среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 0,5$  ч;

- сервер - 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 и устройства АВР;

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;
- сервера;

защита информации на программном уровне:

результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)

установка пароля на счетчик;

установка пароля на УСПД;

установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее

100 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;  
 УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - 100 суток (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3 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 в правом верхнем углу.

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Трансформатор тока ТПОЛ 10	12 шт.;
Трансформатор тока Т-0,66	6 шт.;
Трансформатор напряжения НТМИ-10-66	2 шт.;
Трансформатор напряжения НАМИ-10-95	4 шт.;
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03	8 шт.;
GSM терминал SIEMENS TC 35	3 шт.;
Устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000М	1 шт.;
Сервер Fujitsu-Siemens Primergy TX200 S2	1 шт.;
Автоматизированное рабочее место	2 шт.;
Комплект эксплуатационной документации на УСПД «ЭКОМ-3000М»	1 шт.;
Руководство по эксплуатации АИИС КУЭ «АПЗ»	1 экз.;
Методика поверки	1 экз.

### ПОВЕРКА

Поверка системы проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии «АПЗ». Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в феврале 2007 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;
- СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1;
- УСПД «ЭКОМ 3000М» – по методике поверки МП 26-262-99.

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 «Нижеватомэнергосбыт», ЗАО «Мобильные решения» г. Н.Новгород.

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

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

Изготовитель:

Нижегородский филиал ОАО «Нижноватомэнергосбыт»

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

Директор Нижегородского филиала ОАО  
«Нижноватомэнергосбыт»



Т. В. Титова