

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО
Руководитель ЦИСИ
Зам. генерального директора
ФГУ «Ростест-Москва»
А.С. Евдокимов
2010 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волгодонский комбинат древесных плит»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 44382-10
--	--

Изготовлена по проектной документации ООО «ЭнергоСнабСтройСервис–Холдинг» г. Москва. Заводской номер № 140.

НАЗНАЧЕНИЕ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волгодонский комбинат древесных плит» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности в ОАО «Волгодонский комбинат древесных плит» по всем расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ, филиал ОАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго», ОАО «Энергосбыт Ростовэнерго» в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ конструктивно выполненная на основе ИИС «Пирамида» (Госреестр № 21906-01) представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-ый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ). На этом уровне, при помощи устройства сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 Госреестр № 28822-05, происходит прием, обработка, хранение, отображение информации, полученной от счетчиков электроэнергии, а также осуществляется автоматическая передача данных на верхний уровень АИИС КУЭ с использованием линии связи.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер сбора и баз данных (БД), автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-1 Госреестр № 28716-05, а так же совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

В качестве сервера используется сервер HP Proliant ML 150 с установленным программным обеспечением (ПО «Пирамида-2000») и каналобразующей аппаратурой. Сервер установлен в ЦСОИ сбытовой компании.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- 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);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений в организации – участники 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);

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS – 485 поступает в УСПД СИКОН С70, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор, хранение и передача результатов измерений на верхний уровень АИИС КУЭ.

Сервер установленный в ЦСОИ сбытовой компании, при помощи программного обеспечения (ПО), один раз в сутки, по GSM- каналу опрашивает УСПД СИКОН С70 и считывает с него 30 минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server). Сервер производит вычисление получасовых значений электроэнергии на основании считанного профиля мощности. В автоматическом режиме раз в сутки считывает из базы данных получасовые значения электроэнергии, формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML в ПАК ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ, филиал ОАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго», ОАО «Энергосбыт Ростовэнерго» и другие заинтересованные организации.

Описание программного обеспечения

В состав ПО АИИС КУЭ входит: встроенное ПО счетчиков электроэнергии, ПО УСПД и ПО АРМ, ПО Сервера. Программные средства АРМ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО «Пирамида 2000».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят все средства измерений времени (таймеры счетчиков, УСПД, сервера).

В качестве базового прибора СОЕВ используется УССВ УСВ-1 (Госреестр № 28716-05). Измерение времени в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ-1. Коррекция времени в УСВ-1 происходит от GPS-приемника. Корректировка времени сервера происходит при расхождении с временем УСВ-1 на величину более ± 1 с.

Сличение времени УСПД со временем сервера происходит при каждом обращении к УСПД, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени осуществляется при расхождении времени УСПД с временем сервера на величину более ± 2 с.

Сличение времени счетчиков с временем УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже 1 раза в 30 минут. Корректировка времени осуществляется при расхождении времени счетчиков с временем УСПД на величину более ± 1 с.

Предел допустимой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ± 5 с/сутки.

МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1

№ ИИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС «Приморская», ВЛ-110 кВ «Добровольская» код точки 612070003107101	ТФЗМ-110Б Кл. т. 0,5 1000/5 Зав.№ 2532 Зав.№ 2486 Зав.№ 2539 Госреестр № 24811-03	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000/100 Зав.№ 18319 Зав.№ 19229 Зав.№ 19767 Госреестр № 26452-06	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав.№ 04030024 Госреестр № 20175-01	СИМОН С70 Зав. № 05221 Госреестр № 23822 05	Активная Реактивная
2	ПС «Приморская» ВЛ-110 кВ «ВдТЭЦ-1» код точки 612070003107202	ТФЗМ-110Б Кл. т. 0,5 1000/5 Зав.№ 2513 Зав.№ 2480 Зав.№ 2474 Госреестр № 24811-03	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000/100 Зав.№ 19861 Зав.№ 19756 Зав.№ 18407 Госреестр № 26452-06	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав.№ 05030088 Госреестр № 20175-01		Активная Реактивная
3	ПС «Приморская» ЗРУ-10 кВ Яч. №51 код точки 612070003213201	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№ 32303 Зав.№ 32332 Госреестр № 38395-08	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав.№ 536 Госреестр №831-69	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав.№ 04030091 Госреестр № 20175-01		Активная Реактивная
4	ПС «Приморская», ОПУ, панель № 4С, ф. Q5 0,4 кВ «АЗС 777» код точки 612070003418101	Т-0,66У3 Кл. т. 0,5 100/5 Зав.№ 162376 Зав.№ 162377 Зав.№ 162380 Госреестр № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав.№ 12020102 Госреестр № 20175-01		Активная Реактивная
5	ПС «Приморская», ОПУ, панель № 5С, ф. Q11 0,4 кВ «Га- раж» код точки 612070003418102	Т-0,66У3 Кл. т. 0,5 100/5 Зав.№ 095102 Зав.№ 095127 Зав.№ 095129 Госреестр № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав.№ 11020083 Госреестр № 20175-01		Активная Реактивная
6	ТП-14, РУ-0,4 кВ Ф.№4 ООО «Лабрадор» код точки 612140002218101	Т-0,66У3 Кл. т. 0,5 100/5 Зав.№ 086255 Зав.№ 164219 Зав.№ 095095 Госреестр № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав.№ 07030001 Госреестр № 20175-01		Активная Реактивная
7	ТП-4, РУ-0,4 кВ Ф.№7 ПЧ-17 код точки 612140001218102	Т-0,66У3 Кл. т. 0,5 600/5 Зав.№ 122122 Зав.№ 122157 Зав.№ 03717 Госреестр № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав.№ 07030026 Госреестр № 20175-01		Активная Реактивная

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2.
Таблица 2

Границы допустимой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
I-3 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-0,5S	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,9
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,1
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7
4-7 ТТ-0,5; Сч-0,5S	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,7
	0,7	-	±3,7	±2,3	±1,9
	0,5	-	±5,6	±3,1	±2,4
Границы допустимой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
I-3 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-0,5	0,9	-	±7,6	±4,2	±3,2
	0,8	-	±5,0	±2,9	±2,4
	0,7	-	±4,2	±2,6	±2,2
	0,5	-	±3,3	±2,2	±2,0
4-7 ТТ-0,5; Сч-0,5	0,9	-	±7,0	±3,5	±2,4
	0,8	-	±4,4	±2,3	±1,6
	0,7	-	±3,6	±1,9	±1,4
	0,5	-	±2,6	±1,5	±1,2

Примечания:

1. Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_{1\%}$ а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение питающей сети: напряжение $(0,98...1,02) \cdot U_{ном}$, ток $(1 \div 1,2) \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
 - температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение питающей сети $(0,9...1,1) \cdot U_{ном}$, ток $(0,05...1,2) \cdot I_{ном}$;
 - температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
 - УСПД СИКОН.С70 от плюс 5 до плюс 35 °С;
 - трансформаторы тока по ГОСТ 7746;
 - трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983.
6. 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.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.02.2 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.02.2 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД СИКОН С70 - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - 45 суток; при отключении питания – 3 года;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

МЕСТО И СПОСОБ НАНЕСЕНИЯ ЗНАКА УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ ПОСТАВКИ

Комплектность АИИС КУЭ 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 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волгодонский комбинат древесных плит». Методика поверки». МП-683/446-2010 утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в январе 2010 г.

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;
- СЭТ-4ТМ.02.2 - по методике поверки ИЛГШ.411152.087 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ» в июне 2000 г.;
- УСПД СИКОН С70 – по методике поверки ВЛСТ 220.00.000 И1 утверждённой ГЦИ СИ ВНИИМС в январе 2005 г.;
- УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки 221 00.000МП» утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений – 40...+50°С, цена деления 1°С.

Межповерочный интервал – 4 года.

СВЕДЕНИЯ О МЕТОДИКАХ (МЕТОДАХ) ИЗМЕРЕНИЙ

Измерения производятся в соответствии с документом «Методика (методы) выполнения измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волгодонский комбинат древесных плит». МВИ 605/446-2010.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

1 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

2 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

- 4 ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
5 ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
6 ГОСТ 30206–94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S).
7 ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО «ЭнергоСнабСтройСервис–Холдинг»
121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д. 4А, офис 204
Тел: (495) 756-14-73

Генеральный директор

О.В. Лебедев



Энерго
Снаб
Строй
Сервис-
Холдинг

ИНН 50-08-00178
ОГРН 1055000000000
48488566
77255500318
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ЭНЕРГО СНАБ СТРОЙ СЕРВИС-ХОЛДИНГ»