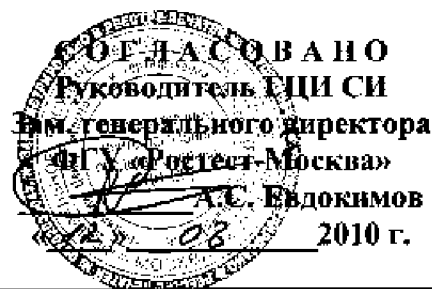


ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мценский литейный завод»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 44872-10
---	--

Изготовлена по проектной документации ООО «ПКФ «Тенинтер» г. Москва. Заводской номер № 008.

НАЗНАЧЕНИЕ

Система автоматизирующая информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мценский литейный завод» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации в ОАО «АТС», Филиал ОАО «СО ЕЭС» Орловское РДУ, ООО «ГАРАНТ ЭНЕРГО».

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

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-ый уровень – измерительные каналы (ИК), включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер баз данных (СБД), автоматизированное рабочее место (АРМ ИВК), устройство синхронизации системного времени (УССВ), включающее в себя приемник GPS-сигналов подключенный к СБД, а так же совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение., а так же совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АРМ представляет собой компьютер типа IBM PC настольного исполнения с операционной системой Windows XP Pro SP2 и с установленным прикладным программным обеспечением (ПО) реализующим всю необходимую функциональность ИВК.

В качестве СБД используется сервер выполненный на основе IBM x Series 3650 компьютера с установленным ПО.

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 в течение 3,5 лет, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- обеспечение ежедневного резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- подготовку данных в XML формате (Приложение 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка) для их передачи по электронной почте в ОАО «АТС», Филиал ОАО «СО ЕЭС» Орловское РДУ, ООО «ГАРАНТ ЭНЕРГО».
- 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;

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.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений.

С ИВК данные передаются по выделенному каналу сети «Интернет»: в ОАО «АТС», Филиал ОАО «СО ЕЭС» Орловское РДУ, ООО «ГАРАНТ ЭНЕРГО».

В качестве резервного канала передачи данных используется телефонная сеть связи общего пользования (ТфСОП) с отдельным телефонным номером, организованная от ИВК.

В состав ПО АИИС КУЭ входит: Windows XP Pro SP2 (АРМ ИВК), системное ПО - операционная система Microsoft SQL Server 2005, Standard Edition, прикладное ПО – ПО КТС "Энергия+" (версия 6) сервер, ПО КТС "Энергия+" (версия 6) клиент, программа "Клиент ОКУ - XML" реализующее всю необходимую функциональность ИВК, система управления базой данных (СУБД MS SQL).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени.

Устройством приема сигналов точного времени служит приемник GPS-сигналов подключенный к СБД.

Программное обеспечение устанавливает на СБД полученное от приемника GPS точное время. Установка полученного через последовательный интерфейс RS-232 точного времени на СБД происходит каждую секунду.

Коррекция времени сервера происходит при расхождении времени СБД с временем эталона на величину более ± 1 с.

Контроль времени в счетчиках происходит от СБД при каждом сеансе связи. Программное обеспечение СБД 1 раз в сутки (после опроса) устанавливает на счетчике время СБД. Причем ПО сервера устанавливает на счетчике время с учетом задержки в канале связи (GSM-связь).

Предел допускаемой 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	ССД	
1	2	3	4	5	6	7
1	ГПП-1 110/10 кВ ввод от ЛЭП-110 кВ "МЛЗ-1"	ТБМО 110 УХЛ-1 IV Кл.т. 0,2S K _{тн} = 150/1 №2997; №3546; №3548 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ-1 Кл.т. 0,2 K _{тн} = 110000/100 №918; №922; №923 Госреестр № 24256-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Зав.№ 0106061093 Госреестр № 27524-04	IBM PC Windows XP Pro SP2	Активная Реактивная
2	ГПП-1 110/10 кВ ввод от ЛЭП-110 кВ "МЛЗ-2"	ТБМО 110 УХЛ-1 IV Кл.т. 0,2S K _{тн} = 150/1 №3844; №3856; №3491 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ-1 Кл.т. 0,2 K _{тн} = 110000/100 №924; №934; №944 Госреестр № 24256-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Зав.№ 0106061019 Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная
3	РУ-10 кВ ТП 2КПФ 10/0,4 кВ яч. 23	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 K _{тн} = 200/5 №32141, №31449 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 K _{тн} = 10000/100 № 2356 Госреестр №831-69	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т.0,5S/1 Зав.№ 0604101393 Госреестр № 36355-07		Активная Реактивная
4	РУ-10 кВ ТП 2КПФ 10/0,4 кВ яч. 25	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 K _{тн} = 200/5 №31440, №32061 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 K _{тн} = 10000/100 № 2356 Госреестр №831-69	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т.0,5S/1 Зав.№ 0604101422 Госреестр № 36355-07		Активная Реактивная
5	РУ-10 кВ ТП 2КПФ 10/0,4 кВ яч. 27	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 K _{тн} = 200/5 №32195, №32122 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 K _{тн} = 10000/100 № 2356 Госреестр №831-69	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т.0,5S/1 Зав.№ 0604100213 Госреестр № 36355-07		Активная Реактивная
6	РУ-10 кВ ТП 2КПФ 10/0,4 кВ яч. 7	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 K _{тн} = 200/5 №2903, №3606 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 K _{тн} = 10000/100 № 2356 Госреестр №831-69	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т.0,5S/1 Зав.№ 0604101288 Госреестр № 36355-07		Активная Реактивная
7	РУ-10 кВ ТП 2КПФ 10/0,4 кВ яч. 9	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 K _{тн} = 200/5 №31633, №32089 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 K _{тн} = 10000/100 № 2356 Госреестр №831-69	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т.0,5S/1 Зав.№ 0604101295 Госреестр № 36355-07		Активная Реактивная
8	РУ-10 кВ ТП 2КПФ 10/0,4 кВ яч. 11	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 K _{тн} = 200/5 №21567, №31445 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 K _{тн} = 10000/100 № 2356 Госреестр №831-69	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т.0,5S/1 Зав.№ 0605100037 Госреестр № 36355-07		Активная Реактивная

Таблица 2

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

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ :
 - напряжение питающей сети: напряжение (0,98...1,02)·Uном, ток (1 ÷ 1,2)·Iном, cosφ=0,9 инд;
 - температура окружающей среды (20±5) °С.
4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ :
 - напряжение питающей сети (0,9...1,1)·Uном, ток (0,01...1,2)·Iном для ИИК № 1-2, ток (0,05...1,2)·Iном для ИИК № 3-8;
 - температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
 - трансформаторы тока по ГОСТ 7746;
 - трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983.
5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206, ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 20635, ГОСТ Р 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

б. 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:

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ГМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 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);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- 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 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 «Мценский литейный завод». Методика поверки». МП-782/446-2010 утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в августе 2010 г.

Средства поверки – по ИД 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.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в сентябре 2004 г.;
- Счетчики ПСЧ-4ТМ.05М – по методике поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 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°C, цена деления 1°C.

Межповерочный интервал – 4 года.

СВЕДЕНИЯ О МЕТОДИКАХ (МЕТОДАХ) ИЗМЕРЕНИЙ

Измерения производятся в соответствии с документом «Методика измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мценский литейный завод».

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.

8 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.

9 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

10. МИ 2999-2006 «Рекомендация. ГЦИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа».

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО «ПКФ «Тенинтер»

Адрес (юридический): 109202, г. Москва, ул. 3-я Карачаровская, д. 8, корп. 1

Адрес (почтовый): 109444, г. Москва, ул. Ферганская, д.6, стр. 2

Телефон: 8 (495) 788-48-25

Факс: 8 (495) 788-48-25

Генеральный директор



А.В. Суховьев