

СОГЛАСОВАНО:



Руководитель
ИП «РОСИСПЫТАНИЯ»

В.И. Белоцерковский

«25» _____ 2009 г.

<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижнетагильский котельно- радиаторный завод»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № <u>40561-09</u> Взамен № _____</p>
---	--

Изготовлена по проектной документации ООО Фирма «Альбион», г. Челябинск, заводской номер № 009

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Нижнетагильский котельно-радиаторный завод» (далее - АИИС КУЭ ОАО «НТКРЗ»), г. Нижний Тагил, предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Областью применения данной АИИС КУЭ является коммерческий учёт электрической энергии в ОАО «НТКРЗ» по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии (МВИ КУЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, которая состоит из 6 измерительных каналов (далее - ИК), информационно-вычислительного комплекса АИИС КУЭ (далее - ИВК).

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 (ОРЭ) результатов измерений;

– предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны 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 – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии типа ХИТОН, а также вторичные цепи.

Состав и метрологические характеристики ИИК приведены в таблице 1.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя РС-совместимый компьютер в серверном исполнении с установленным специализированным программным обеспечением «Windows 2000 Server, Office 2000 или XP», систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ), аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированное рабочее место оператора (далее - АРМ) и специализированное программное обеспечение.

Принцип действия:

На уровне ИИК 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.

Счетчик преобразует аналоговые сигналы пропорциональные значениям активной, реактивной мощностей и фазного напряжения в цифровой код с последующей линейризацией характеристики с помощью калибровочных коэффициентов. Далее счетчик вычисляет значения других параметров электроэнергии (значений накопленной активной и реактивной энергии нарастающим итогом с момента включения, полного тока в каждой фазе, линейных напряжений, $\cos \varphi$ ($\operatorname{tg} \varphi$)) в точке учета. Значения измеренных и вычисленных параметров поступают в соответствующую зону буфера памяти с присвоением номера соответствующего завершенного интервала времени измерения (нумерация сквозная в течение года), кроме того, для каждого измерения регистрируется время записи в буфер памяти.

Данные со счетчиков по каналам связи с использованием интерфейса RS-485 поступают на уровень ИВК, который реализован на базе двух (основного и резервного) серверов АИИС и включает в свой состав:

- ЭВМ серверов;
- необходимое количество АРМ-ов;

- источник бесперебойного питания (UPS);
- информационные кабели;
- кабель подключения к питающей сети;
- каналообразующую и приемо-передающую аппаратуру;
- устройство GPS (измерения точного астрономического времени);

Основой сервера ИВК является ЭВМ-сервер (Процессор Intel Xeon Quad-Core E5405A 2.0GHz/1333/2X6Mb Box, память DDR-II 1Gb FB ECC REG Kingston (KVR667D2D8F5/1G), дисковод внешний 1,44Mb/3,5" NEC <USB >, привод DVD+/-RW NEC (Optiarc) AD5200A-0B <IDE>, накопитель Seagate 320Gb SATA-II-7200-16M <ST3320620AS> SATA, корпус Intel SC5299BRP 650W (1+0) PSU, rackable) работающий под операционной системой Windows 2000 Server и выполняющая весь набор программ сбора и представления данных (СПД).

На крыше здания энергоцеха ОАО «НТКРЗ» установлена антенна GPS-приемника СОЕВ. Карта сопряжения GPS-приемника с ЭВМ установлена в ЭВМ сервера АИИС.

Поддержание единого системного времени осуществляется посредством приемника сигналов точного времени GPS-приёмника, подключенного к серверу, 1 раз в секунду. Взаимодействие между сервером и устройством синхронизации времени организуется по цифровому интерфейсу RS-232.

При опросе счётчика ему передаётся текущее время сервера. Сравнение времени сервера и астрономического времени производится 1 раз в секунду и при расхождении на 0.01 секунды, время сервера синхронизируется с астрономическим.

Данные со счётчиков снимаются кратно одной минуте. Есть возможность просматривать 30-и минутные данные как по местному, так и по Московскому времени.

Для защиты измерительной системы от несанкционированных изменений (корректировок) возможна организация многоступенчатого доступа к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и базы данных).

Структурная схема АИИС КУЭ представлена на рис.1.

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА АИИС ОАО «НТКРЗ»

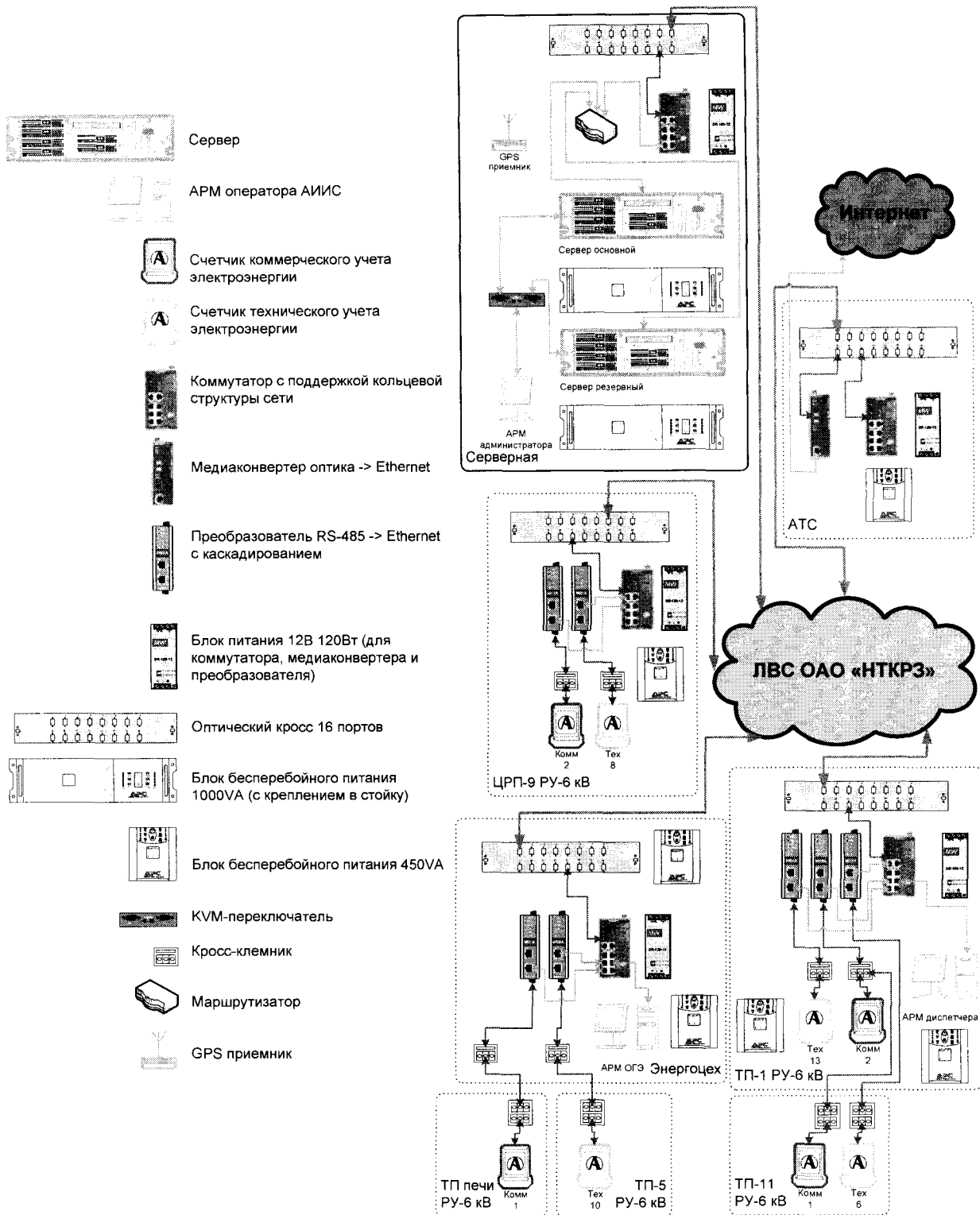


Рисунок 1 - Структурная схема АИИС ОАО «НТКРЗ»

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Канал измерений		Состав измерительного канала					№ Госреестра	Вид электроэнергии	Примечания
Точка измерения	Наименование объекта учета	фазы	тип средств измерения	коэффициент трансформации	класс точности	заводской номер			
1	ТП-1, РУ-6 кВ, ввод 1, яч.2	A	ТПОЛ-10-У3	600/5	0.5S	1388	1261-02	Активная Реактивная	
		B	ТПОЛ-10-У3			1391			
		C	ТПОЛ-10-У3			1406			
		A	НАМИТ-10-2УХЛ2	6000/100	0,5	2329	18178-99		
		B							
		C							
X1QU-3КМЕ-T2-00					0,2S	8201148	15697-03		
2	ТП-1, РУ-6 кВ, ввод 2, яч.17	A	ТПОЛ-10-У3	600/5	0.5S	1464	1261-02	Активная Реактивная	
		B	ТПОЛ-10-У3			1463			
		C	ТПОЛ-10-У3			1465			
		A	НАМИТ-10-2УХЛ2	6000/100	0,5	2406	18178-99		
		B							
		C							
X1QU-3КМЕ-T2-00					0,2S	7301347	15697-03		
3	ТП-9, РУ-6 кВ, ввод 1, яч.5	A	ТОЛ-10-1-2-У2	1000/5	0.5S	65452	15128-03	Активная Реактивная	
		B	ТОЛ-10-1-2-У2			65453			
		C	ТОЛ-10-1-2-У2			65454			
		A	НАМИТ-10-2УХЛ2	6000/100	0,5	2404	18178-99		
		B							
		C							
X2QU-3КМЕ-T2-00					0,5S	7111290	15697-03		
4	ТП-9, РУ-6 кВ, ввод 2, яч.10	A	ТОЛ-10-1-2-У2	1000/5	0.5S	65001	15128-03	Активная Реактивная	
		B	ТОЛ-10-1-2-У2			64991			
		C	ТОЛ-10-1-2-У2			64504			
		A	НАМИТ-10-2УХЛ2	6000/100	0,5	2405	18178-99		
		B							
		C							
X1QU-3КМЕ-T2-00					0,2S	7301342	15697-03		
5	ТП-11, РУ-6 кВ, ввод 2, яч.9	A	ТОЛ-10-1-2-У2	300/5	0.5S	65016	15128-03	Активная Реактивная	
		B	ТОЛ-10-1-2-У2			65013			
		C	ТОЛ-10-1-2-У2			65020			
		A	3xЗНОЛ.0,6-6У3	6000/100	0,5	517	3344-04		
		B							
		C							
X1QU-3КМЕ-T2-00					0,2S	8201363	15697-03		
6	ТП-«Печи», РУ-6 кВ, ввод, яч.3	A	ТПОЛ-10-У3	300/5	0,5	5818	1261-02	Активная Реактивная	
		B	-			-			
		C	ТПОЛ-10-У3			5824			
		A	НАМИ-10-95УХЛ2	6000/100	0,5	1232	20186-00		
		B							
		C							
X2QU-3КМЕ-T2-00					0,5S	7111292	15697-03		

Таблица 2-Метрологические характеристики ИК

Приписанные погрешности измерения активной электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ОАО «НТКРЗ»

Номера точек измерения	Значение $\cos\varphi$	$\delta_{5-20\%P}$, [%] для диапазона $W_{P1(2)\%} \leq W_{Ризм} < W_{P5\%}$	$\delta_{5-20\%P}$, [%] для диапазона $W_{P5\%} \leq W_{Ризм} < W_{P20\%}$	$\delta_{20-100\%P}$, [%] для диапазона $W_{P20\%} \leq W_{Ризм} < W_{P100\%}$	$\delta_{100-120\%P}$, [%] для диапазона $W_{P100\%} \leq W_{Ризм} < W_{P120\%}$
1	2	3	4	5	6
1,2, 4,5,	1	1,9	1,2	1,1	1,1
	0,8	2,9	1,7	1,4	1,4
	0,5	5,5	3,1	2,3	2,3
3	1	2,3	1,8	1,7	1,7
	0,8	3,4	2,3	2,0	2,0
	0,5	5,7	3,5	2,8	2,8
6*	1	-	2,3	1,8	1,7
	0,8	-	3,3	2,2	2,0
	0,5	-	5,7	3,4	2,8

Приписанные погрешности измерения реактивной электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ОАО «НТКРЗ»

Номера точек измерения	Значение $\sin\varphi$	$\delta_{5-20\%P}$, [%] для диапазона $W_{Q2\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q5\%}$	$\delta_{5-20\%P}$, [%] для диапазона $W_{Q5\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q20\%}$	$\delta_{20-100\%P}$, [%] для диапазона $W_{Q20\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q100\%}$	$\delta_{100-120\%P}$, [%] для диапазона $W_{Q100\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q120\%}$
1	2	3	4	5	6
1,2, 4,5,	0,6	6,7	3,9	2,7	2,6
	0,87	4,8	3,0	2,3	2,2
3	0,6	6,7	3,9	2,7	2,6
	0,87	4,8	3,0	2,3	2,2
6*	0,6	-	5,3	3,2	2,6
	0,87	-	3,6	2,4	2,2

Примечания:

1. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ ОАО «НТКРЗ»:

- напряжение питающей сети: напряжение $(0,98...1,02) \cdot U_{ном}$, ток $(1...1,2) \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9_{инд.}$;
- температура окружающей среды $(20 \pm 5) \text{ }^\circ\text{C}$.

2. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ ОАО «НТКРЗ»:

- напряжение питающей сети $(0,9...1,1) \cdot U_{ном}$, ток $(0,05...1,2) \cdot I_{ном}$;
- температура окружающей среды:
- для счетчиков электроэнергии Хитон от $0 \text{ }^\circ\text{C}$ до плюс $55 \text{ }^\circ\text{C}$;
- трансформаторы тока по ГОСТ 7746;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983.

3. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

4. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 3 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом. Внесение изменений в описание типа АИИС КУЭ осуществляется в установленном Ростехрегулированием порядке.

Параметры надежности применяемых АИИС КУЭ ОАО «НТКРЗ» измерительных компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности 6 часов;
- сервер – коэффициент готовности не менее 0,99, среднее время восстановления работоспособности не более 1 часа;
- СОЕВ - коэффициент готовности-не менее 0,95, среднее время восстановления-не более 24 часов.

Надежность системных решений:

- резервирование питания ИВК с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и концентратора фиксируются факты:
 - 1) пропадания напряжения;
 - 2) коррекция времени

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - 1) счетчика;
 - 2) промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - 3) испытательной коробки;
- наличие защиты на программном уровне:
 - 1) пароль на счетчике;
 - 2) пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- серверах (функция автоматизирована);

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ ОАО «НТКРЗ» типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Таблица 3

Наименование	Обозначение (Тип)	Кол-во
Трансформатор тока	ТПОЛ-10-У3	8
	ТОЛ-10-1-2-У2	9
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2УХЛ2	4
	3хЗНОЛ.0,6-6У3	1
	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Счетчик электрической энергии	ХИТОН	6
СОЕВ	GPS приёмник	1
Сервер энергообъекта	Intel Xeon Quad-Core E5405A 2.0GHz/1333/2X6Mb	2
Методика поверки	МП-01/РИ-2009	1

В комплект поставки также входит техническая и эксплуатационная документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «НТКРЗ». Методика поверки» МП-01/РИ-2009, утвержденная ГЦИ СИ «РОСИСПЫТАНИЯ» в январе 2009 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;
- Счетчики «Хитон» – по документу «АЛБН.005-00 МП Методика поверки»;

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ 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 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

7 ГОСТ Р 52323-2005. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

8 ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки

9 ГОСТ 8.216-88 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки.

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


ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Нижнетагильский котельно-радиаторный завод», зав. № 009 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО Фирма «Альбион»,
г. Челябинск, ул. Воровского 52А
Тел.: +7 (351) 2652604
Web: <http://www.albion.ru>

Директор ООО Фирма «Альбион»

 А.А.Гусак