

СОГЛАСОВАНОРуководитель ГЦИ СИ СНИИМ –
зам. директора ФГУП «СНИИМ»
В. И. Еврафов

« 21 » 10 2010г.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Горняцкий водоканал»	Внесена в Государственный реестр средств измерений. Регистрационный № <u>45679-10</u>
--	--

Изготовлена по проектной документации ООО «ИСТОК-ТЕХНО» ЕКМН.466453.019, г. Барнаул, зав. №1.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Горняцкий водоканал» (далее АИИС) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности, измерения времени в координированной шкале времени.

Область применения – коммерческий учет электрической энергии, потребляемой ЗАО «Горняцкий водоканал» от электрических сетей филиала ОАО «МРСК-Сибири» - «Алтайэнерго».

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический и 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;
- измерение времени.

АИИС имеет двухуровневую структуру:

- 1-й уровень - информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- 2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функцией сбора информации от ИИК ТИ.

ИИК ТИ включают в себя:

- трансформаторы тока (ТТ);
- трансформаторами напряжения (ТН);
- счётчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр СИ № 36697-08), ПСЧ-4ТМ.05М (Госреестр СИ №36355-07), СЭБ-2А.07Д (Госреестр СИ №38396-08);
- вторичные измерительные цепи ТТ и ТН.

ТТ и ТН, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения для каждого присоединения, в которых они используются.

В счетчиках АИИС КУЭ осуществляется вычисление активной мощности путем интегрирования на временном интервале 20 мс мгновенных значений электрической энергии; полной мощности путем перемножения среднеквадратичных значений тока и фазного напряжения и реактивной мощности из измеренных значений активной и полной мощности. Вычисленные значения мощности преобразуются в частоту следования импульсов телеметрии, число которых подсчитывается на интервале времени 30 минут и сохраняется во внутренних регистрах счетчика.

Измерения выполняются счётчиками автоматически. Счетчики электрической энергии по истечении каждого получасового интервала осуществляют привязку результатов измерения к времени в шкале UTC(SU) с учетом поясного времени.

ИВК осуществляет сбор, первичную обработку и хранение результатов измерений и служебной информации ИИК.

ИВК АИИС построен на базе программного комплекса КТС «Энергия+» (Госреестр СИ №21001-05), в качестве аппаратной части использован промышленный компьютер IBM System x3200 M3 (сервер АИИС), приемник меток времени GPS и устройство сервисное УС-01. В состав ИВК входят также одно автоматизированное рабочее место.

ИВК выполняет:

- функции устройства сбора и передачи данных;
- управляет работой ИИК ТИ;
- ведет календарь и шкалу времени;
- выполняет синхронизацию шкал времени счетчиков;
- осуществляет пересчет 30-минутных приращений электроэнергии в соответствии с коэффициентами трансформации ТТ и ТН;
- производит передачу полученной информации в ОАО «Алтайэнергосбыт», филиал ОАО «МРСК Сибири» - «Алтайэнерго».

Синхронизация времени в АИИС производится следующим образом. Приемник меток времени GPS из точных сигналов времени, передаваемых по спутниковой системе GPS формирует шесть сигналов звукового диапазона (т. н. «сигналы проверки времени»), которые подаются на вход устройства сервисного типа УС-1. УС-1 распознает шестой сигнал и осуществляет привязку системного времени ИВК к точному астрономическому времени.

Передача шкалы времени UTC(SU) от ИБК часам счетчиков электрической энергии производится по инициативе ИБК. Если поправка составляет более 2 с. (но не более 120 с), производится их синхронизация. Проверка условия синхронизации и синхронизация осуществляется ежедневно.

Информационные каналы связи внутри АИИС построены посредством:

- шины интерфейса RS-485 для соединения счетчиков в пределах подстанции и подключения к каналообразующему оборудованию для дальнейшей передачи данных в ИБК;
- службы передачи данных GPRS/EDGE сети мобильной радиосвязи GSM с выходом в сеть Internet в качестве основного канала связи передачи данных от ИИК №№1 ÷8 в ИБК посредством преобразователя интерфейса RS-485 в Ethernet Моха Nport5150 и внешнего сотового модема CCU EDGE Router;
- службы передачи данных GPRS/EDGE сети мобильной радиосвязи GSM с выходом в сеть Internet в качестве резервного канала связи передачи данных от ИИК №№ 1, 2, 7, 8 в ИБК посредством GSM модема типа ОБЕН ПМ01-24.АВ;
- ЛВС IEEE 802.3 для связи между блоками ИБК;

Информационные каналы для связи АИИС с внешними системами построены посредством:

- службы передачи данных GPRS/EDGE сети мобильной радиосвязи GSM с выходом в сеть Internet для передачи данных внешним системам по основному каналу связи посредством ADSL-модема ICxDSL 5633E;
- службы передачи данных GPRS/EDGE сети мобильной радиосвязи GSM с выходом в сеть Internet для передачи данных внешним системам по резервному каналу связи посредством внешнего сотового модема CCU EDGE Router .

Результаты измерений автоматически передаются по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0 по программно-задаваемым адресам, в т.ч. в ОАО «Алтайэнергосбыт», филиал ОАО «МРСК Сибири» - «Алтайэнерго». Результаты измерений защищены электронной цифровой подписью.

Перечень ИК и состав ИИК ТИ приведен в таблице 1; состав связующих элементов АИИС приведен в таблице 2.

Таблица 1. Перечень и состав ИК.

№ ИК	Наименование присоединения	Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения			Счетчики электрической энергии						
		Тип	Зав. №	К-т тр-и	Кл. т.	Тип	Зав. №	К-т тр-и	Кл. т.	Тип, модель	Зав. №	акт. эн.	Кл. т. реакт. эн.	
1	ПС №35 35/6 кВ «Старый водозабор», Ввод №1 тр-ра №1, яч. 3	ТВЛМ-10	06877	200/5	0,5	ЗНОЛ.06	1898	$6000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	0,5	СЭТ-4ТМ.03М	0810090743	0,2S	0,5	
		ТВЛМ-10	19767			ЗНОЛ.06	1901							
		ТВЛМ-10	71219			ЗНОЛ.06	1930							
2	ПС №35 35/6 кВ «Старый водозабор», Ввод №2 тр-ра №2, яч. 5	ТВК-10	04194	150/5	0,5	ЗНОЛ.06	1898	$6000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	0,5	СЭТ-4ТМ.03М	0810090134	0,2S	0,5	
		ТВК-10	04162			ЗНОЛ.06	1901							
		ТВК-10	04114			ЗНОЛ.06	1930							
3	ПС №35 35/6 кВ «Старый водозабор», Новый водозабор, яч. 10	ТПОЛ-10М	2080	300/5	0,5	ЗНОЛ.06	1898	$6000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	0,5	ПСЧ-4ТМ.05М	0612093246	0,5S	1	
		ТПОЛ-10М	2092			ЗНОЛ.06	1901							
		ТПОЛ-10М	2091			ЗНОЛ.06	1930							
4	ПС №35 35/6 кВ «Старый водозабор», ЛЭП-6 кВ к-з Кирова, яч. 7	ТПОЛ-10М	2083	100/5	0,5	ЗНОЛ.06	1898	$6000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	0,5	ПСЧ-4ТМ.05М	0612097316	0,5S	1	
		ТПОЛ-10М	2085			ЗНОЛ.06	1901							
		ТПОЛ-10М	2088			ЗНОЛ.06	1930							
5	ПС №35 35/6 кВ «Старый водозабор», с. Георгиевка, яч. 12	ТПОЛ-10М	2084	10/5	0,5	ЗНОЛ.06	1898	$6000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	0,5	ПСЧ-4ТМ.05М	0612096805	0,5S	1	
		ТПОЛ-10М	2086			ЗНОЛ.06	1901							
		ТПОЛ-10М	2087			ЗНОЛ.06	1930							
6	ПС №35 35/6 кВ «Старый водозабор», Ввод №1 0,4 кВ (Шахтер-1)	ТОП-0,66	7103	50/5	0,5	—	—	—	—	ПСЧ-4ТМ.05М	0612091285	0,5S	1	
		ТОП-0,66	5785			—	—							
		ТОП-0,66	7101			—	—							
7	ПС №35 35/6 кВ «Старый водозабор», Ввод №2 0,4 кВ (Поселок)	—	—	—	—	—	—	—	—	СЭБ-2А.07Д	12012760	1	Не норм.	
		—	—			—	—							
		—	—			—	—							
8	ПС №6 110/35/6 кВ «Новый водозабор», Ввод яч.12	ТПОЛ-10	42148	600/5	0,5	ЗНОЛ.06	2072	$6000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	0,5	СЭТ-4ТМ.03М	0812094959	0,2S	0,5	
		ТПОЛ-10	47079	600/5	0,5	ЗНОЛ.06	824							
		ТПОЛ-10	49908	600/5	0,5	ЗНОЛ.06	821							

Таблица 2. Связующие элементы АИИС

<i>Наименование, тип</i>	<i>Назначение</i>	<i>Кол-во, шт.</i>
GSM роутер CCU EDGE Router	Связующий компонент для передачи данных от ИИК ИВК по основному каналу связи.	2
GSM модем ОБЕН ПМ01-24.АВ	Связующий компонент для передачи данных от ИИК ИВК по резервному каналу связи.	2
ADSL модем ICxDSL 5633E;	Связующий компонент для передачи данных от ИВК во внешние системы по основному каналу связи по сети Internet.	1
Модем CCU EDGE Router	Связующий компонент для передачи данных от ИВК во внешние системы по резервному каналу связи по сети Internet.	1

Структура АИИС допускает изменение количества измерительных каналов с ИИК ТИ, аналогичными указанным в таблице 1, а также с ИИК ТИ отличными по составу от указанных в таблице 1, но совместимыми с измерительными каналами АИИС по электрическим, информационным и конструктивным параметрам.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

- Количество измерительных каналов..... 8.
- Границы допускаемой относительной погрешности измерительных каналов АИИС при доверительной вероятности $P=0,95$ при измерении активной и реактивной электрической энергии и активной и реактивной средней мощности в рабочих условиях применения приведены в таблице 3.
- Предельное значение поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC не более, с ± 5 .
- Переход с летнего на зимнее время автоматический.
- Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут 30.
- Период сбора данных со счетчиков электрической энергии..... 30;
- Формирование XML-файла для передачи внешним организациям..... автоматическое.
- Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных автоматическое.
- Глубина хранения результатов измерений в базе данных не менее, лет..... 3,5.
- Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ автоматическое.
- Рабочие условия применения технических средств АИИС:
- температура окружающего воздуха, °С..... от 0 до плюс 40;
 - частота сети, Гц..... от 49,5 до 50,5;
 - индукция внешнего магнитного поля, мТл не более 0,05.
- Допускаемые значения информативных параметров входного сигнала:
- ток для всех ИК, % от $I_{ном}$ от 5 до 120;
 - напряжение, % от $U_{ном}$ от 90 до 110;
- коэффициент мощности, $\cos \varphi$ (при измерении активной электрической энергии и мощности) для ИК №№1÷8..... 0,5 инд.-1,0-0,5 емк.;
- коэффициент мощности, $\sin \varphi$ (при измерении реактивной электрической энергии и мощности) для ИК №№1÷6, 8..... 0,5 инд.-1,0-0,5 емк.

Показатели надежности:

Средняя наработка на отказ, часов..... не менее 6452 ч;

Коэффициент готовности..... не менее 0,9997.

Сведения о программном обеспечении АИИС:

Наименование..... БПО КТС «Энергия+»;

Версия программного обеспечения..... v6.3;

Способ защиты программного обеспечения - система разграничения прав доступа.

Таблица 3. Границы допускаемой относительной погрешности измерений активной (δ_W^A) и реактивной (δ_W^P) энергии ИК №№1÷6, 8 АИИС для значений тока 5, 20, 100÷120 % от номинального и значений коэффициента мощности 0,5, 0,8, 0,865 и 1 в рабочих условиях применения.

$I, \% \text{ от } I_{\text{ном}}$	$\cos \varphi$	ИК №№1, 2, 8		ИК №№3÷5		ИК №6	
		$\delta_W^A, \pm\%$	$\delta_W^P, \pm\%$	$\delta_W^A, \pm\%$	$\delta_W^P, \pm\%$	$\delta_W^A, \pm\%$	$\delta_W^P, \pm\%$
5	0,5	5,5	2,6	5,7	4,0	5,6	3,9
5	0,8	2,9	4,4	3,4	5,3	3,3	5,2
5	0,865	2,6	5,4	3,1	6,2	3,0	6,1
5	1	1,9	—	2,1	—	2,0	—
20	0,5	3,0	1,6	3,4	3,2	3,2	3,1
20	0,8	1,8	2,5	2,2	3,7	2,1	3,6
20	0,865	1,6	3,0	2,1	4,1	2,0	3,9
20	1	1,2	—	1,5	—	1,4	—
100÷120	0,5	2,3	1,3	2,8	3,1	2,5	3,0
100÷120	0,8	1,4	1,9	2,0	3,4	1,8	3,2
100÷120	0,865	1,3	2,3	1,9	3,6	1,8	3,4
100÷120	1	1,0	—	1,4	—	1,3	—

Таблица 4 – Границы допускаемой относительной погрешности измерений активной (δ_W^A) энергии ИК №7 АИИС для значений тока 5, 10, 20, 120% от номинального и значений коэффициента мощности 0,5 и 1 в рабочих условиях применения.

$I, \% \text{ от } I_{\text{ном}}$	Коэффициент мощности	$\delta_W^A, \pm\%$
5÷10	1	2,3
10÷120	1	1,9
10÷20	0,5 инд., 0,5 емк.	2,5
20÷120	0,5 инд., 0,5 емк.	2,2

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист документа ЕКМН.466453.019.ФП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Горняцкий водоканал». Формуляр-Паспорт».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект АИИС входят технические средства и документация, указанные в таблице 5.

Таблица 5

Технические средства ИИК ТИ в соответствии с таблицей 1
Связующие элементы АИИС в соответствии с таблицей 2
Документация
ЕКМН.466453.019. «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Горняцкий водоканал». Технорабочий проект»
ЕКМН.466453.019. ФП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Горняцкий водоканал». Формуляр-Паспорт»
ЕКМН.466453.019. Д1 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Горняцкий водоканал». Методика поверки»

ПОВЕРКА

Поверка измерительных каналов АИИС проводится в соответствии с документом ЕКМН.466453.019. Д1 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Горняцкий водоканал». Методика поверки», утвержденной ФГУП СНИИМ «21» 10 _____ 2010 г.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный ТП2-2У-01, мультиметр АРРА-109, вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А», измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел», часы «Электроника-65».

Поверка измерительных компонентов АИИС проводится в соответствии со следующими нормативными документами по поверке:

- измерительные трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- измерительные трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с ИГЛШ.411152.124 РЭ1;
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М – в соответствии с ИГЛШ.411152.146РЭ1;
- счетчики электрической энергии СЭБ-2А.07Д – в соответствии с ИГЛШ.411152.154 РЭ1;
- КТС «Энергия+» в соответствии с разделом 6 руководства по эксплуатации НЕКМ.421451.001 РЭ.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

1. ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения
2. ГОСТ Р 52323-05 Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S
3. ГОСТ Р 52425-05 Статические счетчики реактивной энергии
4. ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия
5. ГОСТ 52322-2005 Статические счетчики электрической энергии классов точности 1 и 2 Частные требования
6. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия
7. ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Горняцкий водоканал» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ: ООО «ИСТОК-ТЕХНО», адрес: 656054, г. Барнаул, ул. Г.Исакова, 237-48.

Генеральный директор
ООО «ИСТОК-ТЕХНО»



(подпись)

/ Киселев А. С.
(расшифровка подписи)