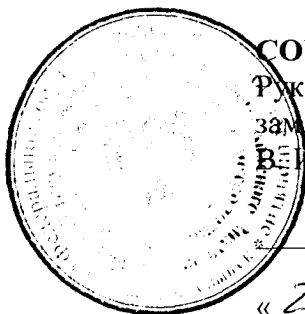


ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ



СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ СНИИМ –
зам. директора ФГУП «СНИИМ»
В.И. Евграфов

« 28 » 12 2008г.

<p>Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии Филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений. Регистрационный № <u>40954-09</u></p>
--	--

Изготовлена по технической документации ООО «Энерголинк», г. Москва, зав. №1.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии Филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго», зав. №1 (далее АИИС) предназначена для измерения количества активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности, ведения календаря и измерения времени в шкале времени UTC.

Область применения – коммерческий учет электрической энергии потребляемой и поставляемой сторонним потребителям Филиалом ОАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго».

ОПИСАНИЕ

Принцип действия АИИС основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение), измерении и интегрировании на 30-минутном интервале мгновенной активной и реактивной мощности, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

АИИС выполнена в виде иерархической структуры с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС состоит из трех уровней: информационно-измерительных комплексов точек измерений (ИИК ТИ), информационно-вычислительных комплексов электроустановок (ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

ИИК ТИ состоят из измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН) и счетчиков электрической энергии.

ТТ и ТН, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения для каждого присоединения. Счетчики электрической энергии ИИК ТИ выполняют функции измерения средней мощности и приращений электрической энергии за заданные интервалы времени, а также функции привязки результатов измерений к моментам времени, определенным в шкале времени UTC. Состав ИИК ТИ, входящих в состав АИИС, приведен в таблице 1.

Для измерения потребленной электрической энергии использованы счетчики электрической энергии «Альфа А1800» (Госреестр СИ №31857-06). Принцип действия счетчиков «Альфа А1800» при измерении:

активной мощности - интегрирование на временном интервале, равном периоду сети (20 мс), мгновенных значений электрической мощности;

полной мощности - перемножение среднеквадратичных значений тока и фазного напряжения;

реактивной мощности – обработка результатов измерения значений активной и полной мощности.

Вычисленные значения мощности (активной и реактивной) преобразуются в частоту следования импульсов, число которых подсчитывается на интервале времени 30 минут. Результаты счета импульсов преобразуются в величину приращений электрической энергии в единицах измерения активной и реактивной энергии и сохраняется в долговременной памяти счетчика. Счетчик электрической энергии осуществляет привязку результатов измерения к времени в шкале UTC.

ИВКЭ состоят из ИИК ТИ и устройства сбора и передачи данных (УСПД) «RTU-325L» (Госреестр 37288-08). ИВКЭ осуществляют сбор, хранение и передачу результатов измерений и журналов событий счетчиков в ИВК, синхронизацию часов счетчиков по условию превышения допустимого отклонения, а также обеспечивают информационное взаимодействие ИВК и ИИК ТИ. В АИИС входит шесть (по числу подстанций) ИВКЭ.

ИВК АИИС состоит из сервера АИИС с функциями ИВК, устройства синхронизации системного времени (УСВ) УССВ-1 и автоматизированных рабочих мест (АРМ). Сервер АИИС построен на основе многопользовательской версии комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «Альфа-Центр» (Госреестр СИ № 20481-00), в качестве аппаратной части использован промышленный компьютер (сервер АИИС с функциями ИВК), а в качестве программного обеспечения - программный комплекс «Альфа-Центр». ИВК обеспечивает сбор результатов измерений, преобразование результатов измерений в физические величины, хранение результатов измерений, хранение журналов событий, передачу результатов измерений и журналов событий во внешние системы, синхронизацию системного времени со шкалой UTC по условию превышения допустимого отклонения.

Информационные каналы связи внутри АИИС построены следующим образом:

- Счетчики соединены с УСПД шиной интерфейса RS-485;
- УСПД «RTU-325L» соединено с сервером АИИС посредством сети мобильной радиосвязи. В качестве связующих компонентов основного и резервного каналов связи используются сети двух различных операторов мобильной радиосвязи. В качестве связующих компонентов, для подключения к сетям операторов использованы модемы Siemens TC-35i;
- Сервер АИИС соединен с АРМ посредством сети, соответствующей IEEE 802.3;

Передача результатов измерений во внешние системы осуществляется по основному и резервному каналам связи.

В основном канале связи для передачи результатов измерений и технической информации от сервера АИИС во внешние системы, в том числе в ИАСУ КУ «АТС», филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», ООО «Транснефтьсервис-С», ОАО «Северные магистральные нефтепроводы», МЭС Северо-Запада, МЭС Урала, ОАО «ТГК №9», ЦСИ ОАО «Архэнерго» в качестве коммуникационной среды используется глобальная информационная сеть с присоединением через интерфейс IEEE 802.3 сервера АИИС;

В резервном канале связи в качестве коммуникационной среды используется сеть междугородней телефонной связи общего пользования.

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и информационные каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК). Перечень и состав ИК приведен в таблице 1.

Шкала времени часов сервера ИВК постоянно автоматически синхронизируется со шкалой времени UTC посредством приема и обработки сигналов GPS устройством синхронизации системного времени «УССВ-1».

Результаты измерений автоматически передаются по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0 по программно-задаваемым адресам, в т.ч. в ИАСУ КУ НП

«АТС» и филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС». Результаты измерений защищены электронной цифровой подписью.

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

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Количество измерительных каналов.....	16.
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 2. 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, часов.....	3.
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.
Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ.....	автоматическое.
Рабочие условия применения трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, входящих в состав измерительных каналов АИИС:	
температура окружающего воздуха (кроме счетчиков), °С.....	от минус 45 до плюс 40;
температура окружающего воздуха (для счетчиков), °С.....	от 0 до плюс 40;
частота сети, Гц.....	от 49,5 до 50,5;
индукция внешнего магнитного поля, мТл.....	не более 0,5.
Допускаемые значения информативных параметров входного сигнала:	
ток (для ИК с ТТ класса 0,5), % от $I_{ном}$	от 5 до 120;
ток (для ИК с ТТ класса 0,2S и 0,5S), % от $I_{ном}$	от 2 до 120;
напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110;
коэффициент мощности, $\cos \varphi$ (при измерении активной электрической энергии и мощности).....	0,5 инд.-1,0-0,8 емк.;
коэффициент реактивной мощности, $\sin \varphi$ (при измерении реактивной электрической энергии и мощности).....	0,5 инд.-1,0-0,5 емк.
Рабочие условия применения остальных технических средств АИИС:	
температура окружающего воздуха, °С.....	от 0 до плюс 40;
частота сети, Гц.....	от 49 до 51;
напряжение сети питания, В.....	от 198 до 242.
Показатели надежности:	
Средняя наработка на отказ, часов.....	не менее 6000 ч;
Коэффициент готовности.....	не менее 0,99.

Таблица 1 – Перечень ИК и состав ИИК ТИ АИИС

№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Тип ТТ	Зав. №	К-т тр.	Кл. т. ТТ	Тип ТН	Зав. № ТН	К-т тр.	Кл. т. ТН	Тип счетчика	Зав. № счетчика	Кл. т. при изм. акт эн.	Кл. т. при изм. реакт. эн.	Тип УСПД	Зав. № УСПД
1.	ПС 110/10/6 «Жешарт», ВЛ-110 кВ «Яренск-Жешарт»	ТФЗМ-110Б	А:13436 В:13435 С:13437	200/5	0,2	НКФ-110	А:4589 В:4628 С:4591	110000/100	0,5	А1800	01171623	0,5S	1,0	RTU-325L	2814
2.	ПС 110/10/6 «Жешарт», ОВ - 110кВ	ТФЗМ-110Б	А:13439 В:13438 С:13440	200/5	0,2	НКФ-110	А:4627 В:4601 С:4600	110000/100	0,5	А1800	01171632	0,5S	1,0		
3.	ПС 110/10/6 «Жешарт», ВЛ-110кВ №172	ТФЗМ-110Б	А:13248 В:13219 С:13282	200/5	0,5	НКФ-110	А:4589 В:4628 С:4591	10000/100	0,5	А1800	01171630	0,5S	1,0		
4.	ПС 110/10/6 «Жешарт», ВЛ-110кВ №173	ТФЗМ-110Б	А:13277 В:13209 С:13274	200/5	0,5	НКФ-110	А:4627 В:4601 С:4600	10000/100	0,5	А1800	01171624	0,5S	1,0		
5.	ПС 110/10 «Айкино», Ввод Т1	ТЛО-10	А:356 С:353	600/5	0,5S	НТМИ-10-66	4346	110000/100	0,5	А1800	01171626	0,5S	1,0	RTU-325L	2816
6.	ПС 110/10 «Айкино», Ввод Т2	ТЛО-10	А:355 С:354	600/5	0,5S	НТМИ-10-66	7072	110000/100	0,5	А1800	01171631	0,5S	1,0		
7.	ПС 110/10 «Айкино», ТСН-1	Т-0.66 У3	А:120417 В:120390 С:120371	100/5	0,5S	-	-	-	-	А1800	01171636	0,5S	1,0		
8.	ПС 110/10 «Айкино», ТСН-2	Т-0.66 У3	А:427151 В:427146 С:427150	100/5	0,5S	-	-	-	-	А1800	01171635	0,5S	1,0		
9.	ПС 110/10 «Летка», ВЛ-110кВ №199	ТФЗМ-110Б	А:43409 В:41678 С:41715	300/5	0,5	НКФ-110-83	А:42470 В:42511 С:42433	110000/100	0,5	А1800	01171628	0,5S	1,0	RTU-325L	2815
10.	ПС 110/10 «Летка», ОШВ-110кВ	ТФЗМ-110Б	А:43238 В:43562 С:41737	300/5	0,5	НКФ-110-83	А:42502 В:42500 С:42486	110000/100	0,5	А1800	01171629	0,5S	1,0		
11.	ПС 110/10 КС-10, Ввод Т1	ТЛП-10	А:20524 С:20526	600/5	0,5S	НАМИ-10	1885	10000/100	0,2 ¹	А1800	01171621	0,5S	1,0	RTU-325L	2819
12.	ПС 110/10 КС-10, Ввод Т2	ТЛП-10	А:20523 С:20525	600/5	0,5S	НАМИ-10	6671	10000/100	0,2 ¹	А1800	01171622	0,5S	1,0		
13.	ПС 110/20/10 «Кожва», ВЛ-110 кВ №133	ТГФ-110	А:601 В:596 С:597	50/1	0,2S	НКФ-110-83	А:52794 В:52654 С:52617	110000/100	0,5	А1800	01171633	0,5S	1,0	RTU-325L	2817
14.	ПС 110/20/10 «Кожва», ВЛ-110 кВ №134	ТГФ-110	А:611 В:613 С:614	50/1	0,2S	НКФ-110-83	А:52656 В:52801 С:52796	110000/100	0,5	А1800	01171634	0,5S	1,0		
15.	ПС 110/10 Чикшино КРУН 10 кВ. яч 12	ТЛО-10	А:20519; С:20520	300/5	0,5S	НТМИ-10-66	1356	10000/100	0,5	А1800	01171625	0,5S	1,0	RTU-325L	2813
16.	ПС 110/10 Чикшино КРУН 10 кВ. яч 32	ТЛО-10	А:20521; С:20522	300/5	0,5S	НТМИ-10-66	3676	10000/100	0,5	А1800	01171627	0,5S	1,0		

¹ Трансформаторы НАМИ-10 в ИК №№11, 12 с учетом дополнительных погрешностей работают в классе точности 0,5 по ГОСТ 1983.

Таблица 2 – Границы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС в рабочих условиях применения

$I, \% \text{ от } I_{ном}$	$\cos \varphi$	ИК №№1, 2		ИК №№7,8		ИК №№13,14		ИК №№3, 4, 9,10		ИК №№5, 6, 11, 12, 15, 16	
		$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$
2	0,5 инд., 0,5 емк.	-	-	4,9	2,8	2,7	3,8	-	-	5,1	2,9
5	0,5 инд., 0,5 емк.	2,8	2,1	3,1	2,0	2,3	2,5	5,7	3,0	3,4	2,1
20	0,5 инд., 0,5 емк.	2,3	1,9	2,5	1,8	2,2	1,9	3,4	2,1	2,8	2,0
100÷120	0,5 инд., 0,5 емк.	2,2	1,8	2,5	1,8	2,2	1,8	2,8	2,0	2,8	2,0
2	0,8 инд., 0,8 емк.	-	-	2,8	4,2	2,1	4,8	-	-	2,9	4,3
5	0,8 инд., 0,8 емк.	2,0	2,5	2,0	2,7	2,0	3,0	3,2	4,6	2,2	2,9
20	0,8 инд., 0,8 емк.	1,8	2,1	1,8	2,2	1,7	2,1	2,2	2,9	1,9	2,4
100÷120	0,8 инд., 0,8 емк.	1,7	2,0	1,8	2,2	1,7	2,0	1,9	2,4	1,9	2,4
2	0,865 инд., 0,865 емк.	-	-	2,5	5,1	2,1	5,5	-	-	2,6	5,2
5	0,865 инд., 0,865 емк.	1,9	2,9	1,9	3,2	1,9	3,3	2,9	5,7	2,0	3,4
20	0,865 инд., 0,865 емк.	1,7	2,3	1,7	2,4	1,7	2,3	2,0	3,3	1,8	2,7
100÷120	0,865 инд., 0,865 емк.	1,7	2,2	1,7	2,4	1,7	2,2	1,8	2,7	1,8	2,7
2	1,0	-	-	1,8	-	2,0	-	-	-	1,9	-
5	1,0	1,5	-	1,4	-	1,3	-	2,1	-	1,5	-
20	1,0	1,3	-	1,2	-	1,3	-	1,5	-	1,3	-
100÷120	1,0	1,3	-	1,2	-	1,3	-	1,3	-	1,3	-

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии Филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго». Формуляр».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект АИИС входят технические средства и документация, указанные в таблице 3.
Таблица 3

Технические средства ИИК ТИ	
Технические средства ИИК ТИ в соответствии с таблицей 1	
Технические средства ИВК	
Сервер HP ProLiant ML370 G5	1
Модем ZyXEL U-336E Plus	1
Модем Siemens TC-35i	3
УССВ	1
Документация	
«Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии Филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго». Формуляр»	1
«Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии Филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго». Методика поверки» 58729332.422231.016Д1	1

ПОВЕРКА

Поверка измерительных каналов АИИС проводится в соответствии с методикой поверки 58729332.422231.016Д1 «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии Филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго». Методика поверки». Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ СНИИМ «28» декабря 2008 г.

Межповерочный интервал - 4 года.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный ТП2-2У-01, мультиметр АРРА-109, вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А», измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел», часы «Электроника-5».

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 «Альфа А1800» – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006, устройство сбора и передачи данных «RTU-325L» - в соответствии с документом ДЯИМ.466453.005 МП.

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ Р 8.596-2002	Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения
ГОСТ Р 52323-05	Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S
ГОСТ 26035-83	Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия
ГОСТ 7746-2001	Трансформаторы тока. Общие технические условия
ГОСТ 1983-2001	Трансформаторы напряжения. Общие технические условия
58729332.422231.016	Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго». Технорабочий проект

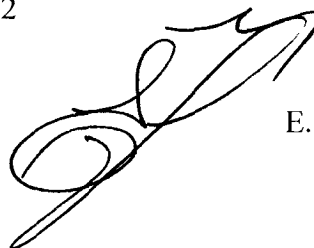
ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии Филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго», зав. № 1 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ: ООО «Энерголинк»

Адрес: 113461 г. Москва, ул. Каховка, д. 20, стр.2

Генеральный директор ООО «Энерголинк»



Е. Л. Тимиряев