

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО
Руководитель ТИИ СИ СНИИМ –
зам. директора ФГУП «СНИИМ»
В. И. Выгапов



« 02 » _____ 2007г.

<p>Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Карелэнерго»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений. Регистрационный № <u>35285-07</u></p>
---	--

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

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Карелэнерго», 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 поставляемой в ОАО «Карелэнерго» от смежных энергосистем и передаваемой ОАО «Карелэнерго» в смежные энергосистемы.

ОПИСАНИЕ

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

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

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

Измерительные трансформаторы, 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.

В счетчиках электрической энергии «Альфа А1800» вычисление активной мощности путем интегрирования на временном интервале 20 мс мгновенных значений электрической мощности; 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 интервалах времени 3 и 30 минут и

сохраняется во внутренних регистрах счетчика. Счетчики электрической энергии по истечении каждого 3 и 30 минутного интервала осуществляют привязку результатов измерения к времени в шкале UTC.

Информационно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ) АИИС объединяют ИИК ТИ, кроме ИИК ТИ измерительных каналов (ИК) №№ 6 и 7 для коммерческого и технического учета электрической энергии, расположенные на отдельной подстанции. В качестве устройства сбора и передачи данных (УСПД) ИВКЭ используется контроллер «RTU-325L» (входит в тип RTU-300 Госреестр № 19495-03). ИВКЭ осуществляет сбор, первичную обработку и хранение результатов измерений и служебной информации ИИК. ИИК ИК №№ 6 и 7 (см. таблицу 1) построены без использования ИВКЭ, функции УСПД для этих каналов выполняет сервер баз данных ИВК.

ИВК АИИС построен на основе многопользовательской версии комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «Альфа-Центр» (Госреестр СИ № 20481-00), в качестве аппаратной части использован сервер ML-370.

Информационные каналы связи в АИИС построены следующим образом. ИИК ТИ в пределах одной подстанции объединяются шиной интерфейса RS-485. Во всех ИК, кроме ИК №№ 6 и 7, шина интерфейса RS-485 подключается к порту RS-485 УСПД «RTU-325L». УСПД связано с ИВК посредством каналов сотовой связи: основного и резервного, образованных терминальными GSM модемами Siemens TC-35 (по одному для каждого канала) и каналобразующей аппаратурой операторов сотовой связи. В ИК №№ 6 и 7 шины интерфейса RS-485 соединяются посредством преобразователей интерфейсов с терминальными GSM модемами Siemens TC-35 основного и резервного каналов связи без использования УСПД.

Связь АИИС с внешними системами осуществляется посредством сети интерфейса IEEE 802 или посредством коммутируемого канала связи.

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и информационные каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК). Перечень ИК и состав соответствующих ИИК ТИ с указанием ИВКЭ, в состав которых они входят приведен в таблице 1.

Шкала времени часов сервера ИВК автоматически синхронизируется со шкалой времени UTC посредством устройства УССВ-35HVS (на базе приемника GPS-35HVS). Шкала времени UTC автоматически передается часам счетчиков ИК №№ 6 и 7 и УСПД каждого ИВКЭ во время сеансов связи ИВК со счетчиками ИК №№ 6 и 7 и ИВКЭ и, затем, часам счетчиков, подключенных к ИВКЭ.

Результаты измерений автоматически передаются по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0 по программно-задаваемым адресам, в т.ч. в РДУ «СО-ЦДУ ЕЭС» и ИАСУ КУ НП «АТС».

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

Максимально допустимое количество измерительных каналов, подключаемых к АИИС в одной сети RS-485 30.

Максимальное количество удаленных сетей RS-485, входящих в состав АИИС. 23.

Границы допустимой 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	3, 30.
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	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.
Период занесения результатов измерений в базу данных, ч	24.
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, % 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)	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 0,999.

Таблица 1 – Перечень ИК и состав ИИК ТИ АИИС

№ ИК	Диспетчерское наименование	Тип ТТ*	№ ТТ в Г.р.	Ктт	Кл.т. ТТ	Тип ТН	№ ТН в Г.р.	Ктн	Кл.т. ТН	Тип счетчика	№ счетчика по Г.р.	Кл. т. при изм. акт эн.	Кл. т. при изм. реакт эн.	Наименование ИВКЭ
1.	ВЛ-110 кВ Л-141 ПС-227ВЭ «Андома» - ПС-75 «Каршево»	ТФЗМ-110-Б-1У1	2793-88	150/5	0,5	НКФ-110	1188-84	110000/100	0,5	Альфа А1800**	31857-06	0,5S	0,5	ПС-75 «Каршево»
2.	ВЛ-110 кВ Л-188 «Ольхолец-1» - ГЭС-12 «Верхнесвирская» - ПС-6 «Пай» с отпайкой на ПС-327 «Ольхолец» (Ленэнерго)	ТФЗМ-110-Б-1У1	2793-88	300/5	0,5	НКФ-110	1188-84	110000/100	0,5	Альфа А1800	31857-06	0,5S	0,5	ПС-6 «Пай»
3.	ВЛ-110кВ Л-170 ПС-266 «Лодейное поле» - ПС-41 «Олонеш»	ТФЗМ-110-Б-1У1	2793-88	200/5	0,5	НКФ-110	1188-84	110000/100	0,5	Альфа А1800	31857-06	0,5S	0,5	ПС-41 «Олонеш»
4.	ВЛ-110 кВ Л-129 ПС-57 «Кузнечное» - ПС-34 «Лахденпохья»	ТФЗМ-110-Б1У1	2793-88	300/5	0,5	НКФ-110	1188-84	110000/100	0,5	Альфа А1800	31857-06	0,5S	0,5	ПС-34 «Лахденпохья»
5.	ВЛ-35 кВ Л-30С ПС-57 «Кузнечное» - ПС-11с «Чкалово»	ТФН-35М	3690-73	100/5	0,5	НОМ-35-66	187-70	35000/100	0,5	Альфа А1800	31857-06	0,5S	0,5	ПС-11с «Липпола»
6.	ТП-459 «Асилан» (отпайка от ф.57-60 бкВ ПС-57 «Кузнечное»)	Т-0,66	1407-60	400/5	0,5	Не используется				Альфа А1800	31857-06	0,5S	0,5	ТП-459 «Асилан»***
7.	ТП-459-1 «Асилан» (отпайка от ф.57-60 бкВ ПС-57 «Кузнечное»)	Т-0,66	1407-60	100/5	0,5	Не используется				Альфа А1800	31857-06	0,5S	0,5	ТП-459-1 «Асилан-1»***

* Схема включения «полная звезда»

** Применены счетчики модификации А1805RAL-P4GB-DW-4

*** В ИК №№ 6, 7 в столбце «Наименование ИВКЭ» указано название подстанции, ИВКЭ отсутствует

№ ИК	Диспетчерское наименование	Тип ТТ*	№ ТТ в Г.р.	КтТ	Кл.т. ТТ	Тип ТН	№ ТН в Г.р.	Ктн	Кл.т. ТН	Тип счетчика	№ счетчика по Г.р.	Кл. т. при изм. акт эн.	Кл. т. при изм. реакт эн.	Наименование ИВКЭ
8.	Л-135 ПС-29 «Поросозеро»	ТФЗМ-110-Б1У1	2793-88	300/5	0,5	НКФ-110-57У1	14205-94	110000/100	0,5	Альфа А1800	31857-06	0,5S	0,5	ПС-29 «Поросозеро»
9.	ОВ-110 ПС-29 «Поросозеро»	ТФЗМ-110-Б1У1	2793-88	300/5	0,5	НКФ-110-57У1	14205-94	110000/100	0,5	Альфа А1800	31857-06	0,5S	0,5	
10.	ВЛ-110 Л-113 ПС-12 «Беломорск»	ТВИ-110	3189-72	300/1	0,5S	НКФ-110-57У1	14205-94	110000/100	0,5	Альфа А1800	31857-06	0,5S	0,5	ПС-12 «Беломорск»
11.	ВЛ-110 Л-114 ПС-12 «Беломорск»	ТВИ-110	3189-72	300/1	0,5S	НКФ-110-57У1	14205-94	110000/100	0,5	Альфа А1800	31857-06	0,5S	0,5	
12.	ВЛ-110 Л-115 ПС-12 «Беломорск»	ТВИ-110	3189-72	300/1	0,5S	НКФ-110-57У1	14205-94	110000/100	0,5	Альфа А1800	31857-06	0,5S	0,5	
13.	ВЛ-110 Л-159 ПС-12 «Беломорск»	ТФМ-110	16023-97	600/5	0,5	НКФ-110-57У1	14205-94	110000/100	0,5	Альфа А1800	31857-06	0,5S	0,5	
14.	ВЛ-110 Л-160 ПС-12 «Беломорск»	ТФМ-110	16023-97	600/5	0,5	НКФ-110-57У1	14205-94	110000/100	0,5	Альфа А1800	31857-06	0,5S	0,5	
15.	ВЛ-110 Л-161 ПС-12 «Беломорск»	ТФЗМ-110-Б-1У1	2793-88	600/5	0,5	НКФ-110-57У1	14205-94	110000/100	0,5	Альфа А1800	31857-06	0,5S	0,5	
16.	ВЛ-110 Л-162 ПС-12 «Беломорск»	ТФЗМ-110-Б1У1	2793-88	600/5	0,5	НКФ-110-57У1	14205-94	110000/100	0,5	Альфа А1800	31857-06	0,5S	0,5	
17.	ОВ-110 ПС-12 «Беломорск»	ТВ-110-1	3189-72	600/5	0,5	НКФ-110-57У1	14205-94	110000/100	0,5	Альфа А1800	31857-06	0,5S	0,5	

Таблица 2 – Технические средства ИВК и ИВКЭ

В составе	Наименование	Тип	Назначение	Примечание
ИВК	УССВ	УССВ-35HVS	Синхронизация шкалы времени часов УСПД со шкалой времени UTC	1 шт.
	Сервер БД	ML-370	Хранение результатов измерений, формирование отчетов	1 шт.
	Коммутатор	3Com Baseline Switch	Связующий компонент основного канала связи	1 шт.
	Модем	Siemens TC-35	Связующий компонент основного и резервного каналов связи с ИВКЭ	2 шт.
	Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1000	Обеспечение резервного питания	1 шт.
ИВКЭ	УСПД	RTU-325L	Сбор результатов измерений со счетчиков, синхронизация шкалы времени счетчиков с UTC(SU)	1 шт.
	Модем	Siemens T-35	Связующий компонент основного и резервного каналов связи	2 шт.
	Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1000	Обеспечение резервного питания	1 шт.

Таблица 3 – Границы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС в рабочих условиях применения

Номера ИК (по таблице 1), классы точности использованных измерительных компонентов	Ток, % от ном.	$\cos \varphi$	$\pm \delta_w^A, \%$	$\pm \delta_w^P, \%$	
1-5, 8, 9, 13-17 (использованы ТТ класса 0,5 по ГОСТ 7746, ТН класса 0,5 по ГОСТ 1983, счетчик класса 0,5S по ГОСТ Р 52323 по активной энергии, класса 0,5 по ГОСТ 26035 по реактивной энергии)	5	0,5	5,6	2,7	
	20	0,5	3,2	1,6	
	100, 120	0,5	2,6	1,3	
	5	0,8	3,1	4,5	
	20	0,8	2,1	2,5	
	100, 120	0,8	1,8	1,9	
	5	0,865	2,8	5,6	
	20	0,865	1,9	3,0	
	100, 120	0,865	1,7	2,3	
	5	1	2,0	-	
	20	1	1,4	-	
	100, 120	1	1,2	-	
	10-12 (использованы ТТ класса 0,5S по ГОСТ 7746, ТН класса 0,5 по ГОСТ 1983, счетчик класса 0,5S по ГОСТ Р 52323 по активной энергии, класса 0,5 по ГОСТ 26035 по реактивной энергии)	2	0,5	5,0	2,8
		5	0,5	3,3	1,8
		20	0,5	2,6	1,4
100, 120		0,5	2,6	1,3	
2		0,8	3,0	4,4	
5		0,8	2,3	2,7	
20		0,8	1,8	2,0	
100, 120		0,8	1,8	1,9	
2		0,865	2,7	5,4	
5		0,865	2,1	3,3	
20		0,865	1,7	2,3	
100, 120		0,865	1,7	2,3	
2		1	2,1	-	
5		1	1,4	-	
20		1	1,3	-	
100,120	1	1,2	-		
6,7 (использованы ТТ класса 0,5 по ГОСТ 7746, ТН не используется, счетчик класса 0,5S по ГОСТ Р 52323 по активной энергии, класса 1,0 по ГОСТ 26035 по реактивной энергии)	5	0,5	5,5	2,6	
	20	0,5	3,0	1,5	
	100, 120	0,5	2,2	1,2	
	5	0,8	3,2	4,4	
	20	0,8	2,0	2,3	
	100, 120	0,8	1,7	1,6	
	5	0,865	2,9	5,4	
	20	0,865	1,8	2,8	
	100, 120	0,865	1,6	1,9	
	5	1	1,9	-	
	20	1	1,3	-	
	100, 120	1	1,1	-	

Примечание: границы допускаемой относительной погрешности рассчитаны по методике РД 153-34.0-11.209-99; δ_w^A, δ_w^P – границы допускаемой относительной погрешности измерения количества активной и реактивной электрической энергии соответственно, границы допускаемой относительной погрешности измерения средней мощности равны границам допускаемой погрешности измерения количества электрической энергии.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии ОАО «Карелэнерго». Паспорт».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект АИИС должны входить изделия и документация, указанные в таблице 4.

Таблица 4

Технические средства ИИК ТИ	
Технические средства ИИК ТИ в соответствии с таблицей 1	
Технические средства ИВКЭ и ИВК	
Технические средства ИВКЭ и ИВК – в соответствии с таблицей 2	
Документация	
«Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии ОАО «Карелэнерго». Паспорт»	1
«Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии ОАО «Карелэнерго». Методика поверки»	1

ПОВЕРКА

Поверка измерительных каналов АИИС проводится в соответствии с методикой поверки 58729332.422231.00Д1 «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии ОАО «Карелэнерго». Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ СНИИМ «ЭЛ» 04 2007 г.

Межповерочный интервал - 4 года.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный МПМ-2, 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, измерительные трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216, счетчики электрической энергии «Альфа А1800» – по методике поверки «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа «Альфа А1800». Методика поверки», УСПД RTU-325L – по методике поверки «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки».

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ Р 8.596-2002	Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения
ГОСТ Р 52323-2005	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
58729332.422231.00X	АИИС КУЭ ОАО «Карелэнерго». Технорабочий проект

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Карелэнерго» оптового рынка, зав. № 1 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ: ООО «Энерголинк», 113461, г. Москва, Каховка, д. 20, стр. 2

Генеральный директор ООО «Энерголинк»



Е.Л. Тимиряев