

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций ПС-501, ПС-353, РП-5 филиала ОАО «Концерн Энергоатом» «Ленинградская атомная станция»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 42605-09
--	--

Изготовлена ОАО «Концерн Энергоатом» г. Москва по проектной документации ЗАО НПП «ЭнергопромСервис» г. Москва. Заводской номер № 001.07.1.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций ПС-501, ПС-353, РП-5 филиала ОАО «Концерн Энергоатом» «Ленинградская атомная станция» (далее по тексту – АИИС КУЭ Группы подстанций ЛАЭС) предназначается для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности подстанций ПС-501, ПС-353, РП-5 ЛАЭС по всем расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в центры сбора: ИАСУ КУ КО, ЦСИ филиала ОАО «СО ЕЭС» - Ленинградское РДУ, ЦСИ ОАО «Ленэнерго», ЦСИ ОАО «Петербургская сбытовая компания».

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

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ Группы подстанций ЛАЭС, построенная на основе измерительно-вычислительного комплекса для учета электрической энергии «Альфа-Центр» (далее ПО «Альфа-Центр»), Госреестр № 20481-00, представляет собой двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

1-ый уровень включает в себя: измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи, образующие 8 (восьмь) измерительно-информационных комплексов (ИИК) системы по количеству точек измерения электроэнергии.

2-ой уровень представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер баз данных (СБД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства приёма-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

АИИС КУЭ Группы подстанций ЛАЭС решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) 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 результатов измерений в организации – участники 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);
- передача журналов событий счетчика.

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, по линиям связи интерфейса RS-485 и далее по GSM-связи, поступает на сервер, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений.

Данные об энергопотреблении по корпоративной сети ОАО «Концерн Энергоатом» поступают на сервер, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование, хранение и оформление справочных и отчетных документов. Резервный канал передачи данных организован по каналу GSM-связи.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским зимним временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Передача коммерческой информации в ИАСУ КУ КО и другие заинтересованные организации реализована с использованием электронных документов в XML формате. Электронный документ подтверждается ЭЦП и пересыпается по электронной почте и включается в почтовое сообщение как вложение.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). В качестве эталона времени выступает глобальная система позиционирования (далее по тексту - GPS) «NAVSTAR». Синхронизация времени производится по сигналам, принимаемым через устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS. УССВ-35HVS реализовано на базе полнофункционального микропроцессорного встраиваемого GPS-приемника для синхронизации и определения времени Garmin GPS35-HVS. Контроль времени осуществляется постоянно, синхронизация времени осуществляется при расхождении времени СОЕВ и корректируемого компонента на величину более 2 с. В СОЕВ входят средства измерений, обеспечивающие измерение времени, также учитываются временные характеристики (задержки) линий связи, которые используются при синхронизации времени.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов ± 5 с/сутки.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ Группы подстанций ЛАЭС приведен в таблице 1.

Таблица 1

№ ИНК	Наименование точки учета, диспетчерские наименования присоединения	Состав измерительного канала			Вид измеряемой величины
		Вид СИ	Тип, технические и метрологические характеристики, номер Госреестра, заводской номер		
1	2	3	4	5	
1	ПС 501 «БРТ». Рабочий ввод 11РБ	ТТ	Тип 2×ТПШЛ-10 КТ 1500/5 Класс точности 0,5 Госреестр № 1423-60 Заводской № 1568, 5944	Энергия Активная, Реактивная	
			Тип НТМИ-6-66 КТ 6 000/100 Класс точности 0,5 Госреестр № 2611-70 Заводской № 1781		
		Сч	Тип EA05RAL-B-4 Класс точности 0,5S/1,0 Госреестр № 16666-97 Заводской № 01171825		
2	ПС 501 «БРТ». Рабочий ввод 12РБ	ТТ	Тип 2×ТПШЛ-10 КТ 1500/5 Класс точности 0,5 Госреестр № 1423-60 Заводской № 1589, 7260	Энергия Активная, Реактивная	
			Тип НТМИ-6-66 КТ 6 000/100 Класс точности 0,5 Госреестр № 2611-70 Заводской № 1618		
		Сч	Тип EA05RAL-B-4 Класс точности 0,5S/1,0 Госреестр № 16666-97 Заводской № 01171826		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
3	ПС 353 «Систа». Ввод-1Т	ТТ	Тип 2×ТВЛМ-10 КТ 600/5 Класс точности 0,5 Госреестр № 1856-63 Заводской № 83646; 83642	Энергия Активная, Реактивная
		TH	Тип НТМИ-6-66 КТ 6 000/100 Класс точности 0,5 Госреестр № 2611-70 Заводской № 9336	
		Сч	Тип EA05RAL-B-4 Класс точности 0,5S/1,0 Госреестр № 16666-97 Заводской № 01171828	
4	ПС 353 «Систа». Ввод-2Т	ТТ	Тип 2×ТВЛМ-10 КТ 600/5 Класс точности 0,5 Госреестр № 1856-63 Заводской № 83929, 83716	Энергия Активная, Реактивная
		TH	Тип НТМИ-6-66 У3 КТ 6000/100 Класс точности 0,5 Госреестр № 2611-70 Заводской № 11912	
		Сч	Тип EA05RAL-B-4-W Класс точности 0,5S/1,0 Госреестр № 16666-97 Заводской № 01171833	
5	ПС 353 «Систа». TCH-1T	ТТ	Тип 2×ТОП-0,66 Кт 75/5 Класс точности 0,5S Госреестр № 15174-06 Заводской № 80531146, 8053163	Энергия Активная, Реактивная
		TH	Тип Кт Класс точности Не используется Госреестр № Заводской №	
		Сч	Тип A1805RAL-P4GB-DW-4 Класс точности 0,5S/1,0 Госреестр № 31857-06 Заводской № 01195825	

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
6	ПС 353 «Систа». TCH-2T	ТТ	Тип 2×ТОП-0,66 К _т 75/5 Класс точности 0,5S Госреестр № 15174-06 Заводской № 8053021, 8053168	Энергия Активная, Реактивная
		TH	Тип К _т Класс точности Не используется Госреестр № Заводской №	
		CЧ	Тип A1805RAL-GB-DW-4 Класс точности 0,5S/1,0 Госреестр № 31857-06 Заводской № 01195824	
7	РП-5 «Коваш». НС-13 Ввод №1	ТТ	Тип 2×ТПОЛ-10 УЗ К _т 600/5 Класс точности 0,5 Госреестр № 1261-02 Заводской № 10938, 1496	Энергия Активная, Реактивная
		TH	Тип НТМИ-10-66 КТ 10 000/100 Класс точности 0,5 Госреестр № 831-69 Заводской № 7151	
		CЧ	Тип EA05RAL-B-4 Класс точности 0,5S/1,0 Госреестр № 16666-97 Заводской № 01171822	
8	РП-5 «Коваш». НС-13 Ввод №2	ТТ	Тип 2×ТПОЛ-10 УЗ К _т 600/5 Класс точности 0,5 Госреестр № 1261-02 Заводской № 1379, 1061	Энергия Активная, Реактивная
		TH	Тип НТМИ-10-66 КТ 10 000/100 Класс точности 0,5 Госреестр № 831-69 Заводской № 7223	
		CЧ	Тип EA05RAL-B-4 Класс точности 0,5S/1,0 Госреестр № 16666-97 Заводской № 01171823	

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ Группы подстанций ЛАЭС приведены в таблице 2.

Таблица 2

Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ Группы подстанций ЛАЭС					
Номер ИК	$\cos\phi$	$\delta_{1(2)\% P, \%}$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\% P, \%}$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\% P, \%}$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\% P, \%}$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-4, 7, 8 (ТТ-0,5; TH-0,5; Сч-0,5S)	1,0	-	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
	0,9	-	$\pm 2,7$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$
	0,8	-	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
	0,7	-	$\pm 3,8$	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$
	0,6	-	$\pm 4,6$	$\pm 2,8$	$\pm 2,3$
	0,5	-	$\pm 5,7$	$\pm 3,3$	$\pm 2,7$
5, 6 (ТТ-0,5S; TH-нет; Сч-0,5S)	1,0	$\pm 2,2$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	0,9	$\pm 2,8$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,8	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,7	$\pm 3,8$	$\pm 2,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
	0,6	$\pm 4,5$	$\pm 2,7$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
	0,5	$\pm 5,6$	$\pm 3,2$	$\pm 2,4$	$\pm 2,4$
Границы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ Группы подстанций ЛАЭС					
Номер ИК	$\cos\phi/\sin\phi$	$\delta_{1(2)\% P, \%}$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\% P, \%}$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\% P, \%}$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\% P, \%}$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-4, 7, 8 (ТТ-0,5; TH-0,5; Сч-1,0)	0,8/0,6	-	$\pm 5,3$	$\pm 3,2$	$\pm 2,6$
	0,7/0,71	-	$\pm 4,5$	$\pm 2,8$	$\pm 2,4$
	0,6/0,8	-	$\pm 4,0$	$\pm 2,6$	$\pm 2,3$
	0,5/0,87	-	$\pm 3,6$	$\pm 2,4$	$\pm 2,3$
5, 6 (ТТ-0,5S; TH-нет; Сч-1,0)	0,8/0,6	$\pm 6,6$	$\pm 3,8$	$\pm 2,7$	$\pm 2,6$
	0,7/0,71	$\pm 5,7$	$\pm 3,3$	$\pm 2,4$	$\pm 2,4$
	0,6/0,8	$\pm 5,1$	$\pm 3,1$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$
	0,5/0,87	$\pm 4,7$	$\pm 3,0$	$\pm 2,2$	$\pm 2,2$

Погрешность измерений для $\cos\phi = 1$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений для $\cos\phi = 0,9$ и $\cos\phi = 0,8$ нормируется только от $I_{2\%}$.

Погрешность измерений для ТТ класса точности 0,5 нормируется только для тока в диапазоне 5-120% от номинального значения.

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ Группы подстанций ЛАЭС:
 - напряжение питающей сети: напряжение (0,98 ... 1,02) $I_{ном}$, ток (1 ... 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi=0,9$ инд;
 - температура окружающей среды: $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$.

4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ Группы подстанций ЛАЭС:

- напряжение питающей сети (0,9 ... 1,1) Уном, ток (0,01 ... 1,2) Iном для ИИК 5, 6;
- напряжение питающей сети (0,9 ... 1,1) Уном, ток (0,05 ... 1,2) Iном для ИИК 1-4, 7, 8;
- температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 40 °C;
 - 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 (ИК 1-4, 7, 8) и ГОСТ Р 52323 (ИК 5, 6) в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 5 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом в установленном на объекте филиала ОАО «Концерн Энергоатом» «Ленинградская атомная станция» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ Группы подстанций ЛАЭС как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ Группы подстанций ЛАЭС измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии ЕвроАльфа – среднее время наработки на отказ не менее 50 000 часов;
- питание АИИС КУЭ осуществляется через общестанционный АВР от двух независимых источников питания.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика Тв ≤ 7 суток;
- для сервера Тв ≤ 1 час;
- для модема Тв ≤ 1 час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ Группы подстанций ЛАЭС от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют возможность пломбирования;
- на счетчики предусмотрена возможность пломбирование крышки зажимов и откidyvayushcheyся прозрачной крышки на лицевой панели счетчика;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, сервере;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и разграничение прав доступа;
- защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

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, АРМ (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 лет.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ Группы подстанций ЛАЭС типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ Группы подстанций ЛАЭС определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Проверка проводится в соответствии с документом «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций ПС-501, ПС-353, РП-5 филиала ОАО «Концерн Энергоатом» «Ленинградская атомная станция». Методика поверки». МП-644/446-2009 утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 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;
- Счетчик ЕвроАЛЬФА – по документу «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАЛЬФА. Методика поверки» согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2002 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 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 от минус 40 °C до плюс 50 °C, цена деления 1°C.

Межпроверочный 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 Р 52323-2005 Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
- 7 ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S).
- 8 ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.
- 9 МИ 2999-2006 Рекомендация. ГЦИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа.
- 10 Техническая документация на систему информационно-измерительную автоматизированную коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ подстанций ПС-501, ПС-353, РП-5 филиала ОАО «Концерн Энергоатом» «Ленинградская атомная станция».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций ПС-501, ПС-353, РП-5 филиала ОАО «Концерн Энергоатом» «Ленинградская атомная станция», зав. № 001.07.1 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО «Концерн Энергоатом»
119017, Москва, ул. Ферганская, д.25
Тел.: +7 (495) 748 59 37
Факс: +7 (499) 949 29 53

Заместитель Генерального директора –
Директор по сбыту

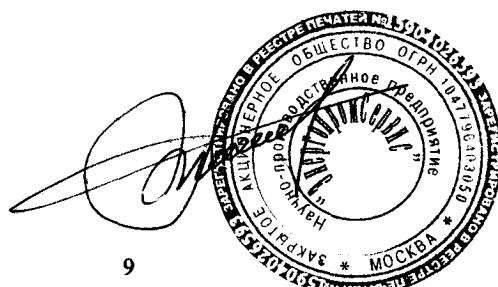


А.А. Хвалько

ЗАЯВИТЕЛЬ

ЗАО НПП «ЭнергопромСервис»
105120, Москва, Костомаровский пер., дом 3, офис 104
Тел.: +7 (495) 663 34 35
Факс: +7 (495) 663 34 36

Генеральный директор



Д.М. Тульчинский