



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.007.A № 47589

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии ОАО "ВНИИТрансмаш"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 1

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью "Производственное
объединение Энергоресурс", г. Санкт-Петербург

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50741-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

АИИС.8/810311. МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 30 июля 2012 г. № 546

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 005921

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ВНИИТрансмаш»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к шкале времени UTC(SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных в течении 3,5 лет;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация всех действий пользователей с базами данных;
- подготовка данных в XML формате для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со внешних систем;
- 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;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС;
- измерение времени.

АИИС имеет двухуровневую структуру:

- 1-й уровень - информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- 2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК).

ИИК ТИ состоит из:

- трансформаторов тока (ТТ);
- трансформаторов напряжения (ТН);
- счётчиков электроэнергии типов СЭТ-4ТМ.03М

ИВК состоит из комплекса программно-технического измерительного «Е-ресурс» ES.01 (далее ПТК, Госреестр СИ №46554-11) в составе:

- устройства сбора и передачи данных (УСПД) в составе комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.01;
- сервера баз данных (СБД);

- GPS-приемника меток точного времени Global Sat MR-350;
- автоматизированных рабочих мест.

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

Мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются счетчиками электрической энергии АИИС в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности. За период сети из мгновенных значений мощности вычисляется активная мощность, из мгновенных значений тока и напряжения их среднеквадратические значения и, затем, полная мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности. Вычисленные значения активной и реактивной мощности каждого направления преобразуются в частоту следования импульсов. Во внутренних регистрах счетчиков осуществляется накопление импульсов, соответствующих каждому виду и направлению передачи электроэнергии. Количество накопленных в регистрах импульсов за 30-минутный интервал времени пропорционально энергии каждого вида и направления.

По окончании 30-минутного интервала накопленное количество импульсов из каждого регистра переносится в долговременную энергонезависимую память с указанием времени измерений в координированной шкале времени UTC. Результаты измерений электроэнергии за 30-минутный интервал передаются по цифровому интерфейсу RS-485 в GSM модем и далее в УСПД по сети сотовой связи GSM.

УСПД один раз в 30 минут опрашивает счетчики электрической энергии и собирает результаты измерений, осуществляет обработку, заключающуюся в пересчете количества накопленных импульсов за период 30 минут в именованные величины, хранит результаты измерений в регистрах собственной памяти и передает их в СБД. СБД осуществляет сбор результатов измерений с УСПД, их обработку, заключающуюся в умножении на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, хранение в базе данных АИИС.

На уровне ИВК обеспечивается визуальный просмотр результатов измерений из базы данных и автоматическая передача результатов измерений во внешние системы по протоколу SMTP в формате XML 1.0, в том числе в ПАК ОАО «АТС».

Связь между ИИК ТИ и УСПД осуществляется по каналу мобильной связи стандарта GSM посредством коммуникатора типа С-1.01.

Передача данных от СБД во внешние по отношению к АИИС системы осуществляется по глобальной сети передачи данных Интернет.

ИИК ТИ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

Перечень ИК и состав ИИК ТИ приведен в таблице 1.

АИИС выполняет измерение времени в шкале UTC. Синхронизация часов ПТК со шкалой UTC производится от GPS-приемника в постоянном режиме. Передача шкалы времени от ПТК часам счетчиков электрической энергии осуществляется каждый раз при их опросе. ПТК вычисляет разницу между показаниями своих часов и счетчика, и если поправка часов счетчика превышает ± 2 с, производит коррекцию часов счетчика. Коррекция часов счетчика производится не чаще одного раза в сутки на величину не более 119 с.

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 компонентами ИК по электрическим, информационным и конструктивным параметрам.

В АИИС допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками, не худшими, чем у перечисленных в таблице 1. Замена оформляется в порядке, установленном МИ 2999-2011.

Таблица 1 – Перечень ИК и состав ИИК ТИ

№ИК	Наименование ИК	Тип ТТ	Коэфф. тр. ТТ	Кл.т. ТТ	Тип ТН	Коэфф. тр. ТН	Кл.т. ТН	Тип счетчика	Кл.т. счетчика
1	Ввод 1 с ПС 222-110/35/6кВ ф.308	ТОЛ-10	600/5	0,5	НТМИ-6-66	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ03М	0,5S/1
2	Ввод с ПС 222-110/35/6кВ ф.310	ТПОЛ-10	600/5	0,5	НТМИ-6	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ03М	0,5S/1
3	Ввод с ПС 222-110/35/6кВ ф.403	ТПЛ-10	400/5	0,5	НТМИ-6	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ03М	0,5S/1
4	Ввод с ПС 222-110/35/6кВ ф.408	ТПОЛ-10	600/5	0,5	НТМИ-6-66	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ03М	0,5S/1
5	Ввод с ПС 222-110/35/6кВ ф.512	ТПОЛ-10	600/5	0,5	НТМИ-6	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ03М	0,5S/1
6	Ввод с ПС 222-110/35/6кВ ф.613	ТПОЛ-10	600/5	0,5	НТМИ-6	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ03М	0,5S/1
7	Ввод 2 с ПС 222-110/35/6кВ ф.308	ТОЛ-10	300/5	0,5	НТМИ-6-66	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ03М	0,5S/1
8	РП-5 6/0,4кВ ф.9 СТ "Трансмаш"	ТПЛМ-10	150/5	0,5	НТМИ-6	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ03М	0,5S/1
9	РП-5 6/0,4кВ ф.27 СТ "Трансмаш"	ТПЛ-10	50/5	0,5	НТМИ-6	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ03М	0,5S/1

Программное обеспечение

Программное обеспечение АИИС состоит из подсистем запуска и контроля работы программных модулей (модуль «en_daemon»); обеспечения единого времени (служба NTP); сбора данных (модуль «server»); коммутации каналов связи (модуль «communicator»); планирования заданий (модуль «sheduler»); поддержки каналов связей (модули «ip_server» и «ip_client»); поддержки центральной БД и обеспечения доступа к данным, аппаратно размещаемых на СБД и УСПД.

Подсистема запуска и контроля работы программных модулей функционирует на УСПД и включает в себя модули обнаружения отказа работы других подсистем, модули запуска и перезапуска подсистем.

Подсистема обеспечения единого времени функционирует на СБД и УСПД, включает в себя программную службу NTP и драйвер приёмника сигнала точного времени.

Подсистема сбора данных функционирует на УСПД и включает в себя программные модули драйвера счётчиков электрической энергии, драйвера внутреннего протокола обмена информацией между модулями, драйвера взаимодействия с СУБД. Подсистема периодически, по командам подсистемы планирования заданий, опрашивает счётчики электрической энергии, поддерживающие протокол обмена «СЭТ4ТМ», выполняет сбор результатов измерений и данных служебных журналов счётчиков электрической энергии, синхронизацию шкалы времени встроенных часов счётчиков электрической энергии.

Подсистема коммутации каналов связи функционирует на УСПД и включает в себя программные модули обеспечения связи счётчиков электрической энергии с подсистемой сбора данных.

Подсистема планирования заданий функционирует на УСПД и включает в себя программные модули для периодического формирования заданий на опрос счётчиков электрической энергии и сбор с них требуемой информации.

Подсистема поддержки центральной БД состоит из одного программного модуля и функционирует на СБД. Подсистема, помимо прочих функций, выполняет периодическую отставку информации с кэшированием по заранее заданным адресам с использованием протоколов электронной почты (POP3, SMTP).

Подсистема обеспечения доступа к данным состоит из набора программ, функционирующих в программной среде веб-сервера, который размещается на УСПД. Подсистема предоставляет пользователям интерфейса для санкционированного доступа к результатам измерений и данным служебных журналов счётчиков электрической энергии, хранящихся в центральной БД

Подсистемы сбора данных, коммутации каналов связи и планирования заданий ведут системные журналы событий, в которые заносятся сведения о всех выполняемых действиях, связанных с функционированием подсистем ПТК.

Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО АИИС приведены в таблице 2.

Таблица 2. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
Программный модуль «en_daemon»	УСПД, usr/sbin, en_daemon	не присв.	b728f704ac06ad40f679223378da8389	MD5 (RFC1321)

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
Программный модуль «server»	УСПД, usr/bin/e-resource, server	не присв.	62f7b8deceb8d0f91 825b905e07956e5	MD5 (RFC1321)
Программный модуль «communicator»	УСПД, usr/bin/e-resource, communicator	не присв.	83d549da0434bd52 1213b9a280dcae56	MD5 (RFC1321)
Программный модуль «scheduler»	УСПД, usr/bin/e-resource, scheduler	не присв.	253e843366b7e073f 96fc494b1b2987b	MD5 (RFC1321)
Программный модуль «ip_client»	УСПД, usr/bin/e-resource, ip_client	не присв.	ae5e5a89856af562e 38b68eba77c2272	MD5 (RFC1321)
Программный модуль «ip_server»	УСПД, usr/bin/e-resource, ip_server	не присв.	28a25e10d49b8f909 d3b1af8813b16c7	MD5 (RFC1321)
Программный модуль «ringer»	УСПД, usr/bin/e-resource, ringer	не присв.	6bdb847f01269b560 19febdef00434b9	MD5 (RFC1321)
en_data	УСПД, var/www/textpattern/ dev, en_data.php	не присв.	850e37dd333e4ec7e 88e2d3b4ec30760	MD5 (RFC1321)
en_global_set	УСПД, var/www/textpattern/ dev, en_global_set.php	не присв.	6870f2c773f6eb347 affdeda569650b2	MD5 (RFC1321)
en_const	УСПД, var/www/textpattern/ dev, en_const.php	не присв.	22ee94e8784266a0f 61f028c536ceeaa	MD5 (RFC1321)
en_logs	УСПД, var/www/textpattern/ dev, en_logs.php	не присв.	7acdf74ab91a60da1 db8a470ec84eaf0	MD5 (RFC1321)
en_lib_db	УСПД, var/www/textpattern/ dev, en_lib_db.php	не присв.	dde97f3cf767b6723 e18da4432e131b6	MD5 (RFC1321)
en_a_server	УСПД, var/www/textpattern/ dev, en_a_server.php	не присв.	94bdcffdeac8fec330 c770a3efdee0b0	MD5 (RFC1321)
en_local_set	УСПД, var/www/textpattern/ dev, en_local_set.php	не присв.	4e92bda598a391cfb 2b0968dd3115fb9	MD5 (RFC1321)
en_login	УСПД, var/www/textpattern/ dev, en_login.php	не присв.	cbcece60133335863 19ef3ff5793222d	MD5 (RFC1321)
en_tempdbgrid	УСПД, var/www/textpattern/ dev, en_tempdbgrid.php	не присв.	0711ef3c73d642551 feb9cd46580dc1c	MD5 (RFC1321)

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
en_forms	УСПД, var/www/textpattern/ dev, en_forms.php	не присв.	50c089d13738d920 18e0359f7dfa5fdb	MD5 (RFC1321)
en_lib_parsing	УСПД, var/www/textpattern/ dev, en_lib_parsing.php	не присв.	88b9627c18dff8d6 f193938064ba739	MD5 (RFC1321)
ds_xml	УСПД, var/www/textpattern/ dev, ds_xml.xml	не присв.	103d0820cce19a550 b28622d1b8e18ef	MD5 (RFC1321)

Уровень защиты метрологически значимой части программного обеспечения в соответствии с МИ 3286-2010 соответствует уровню «С». Составляющая погрешности из-за влияния программного обеспечения не превышает единицы младшего разряда результата измерений.

Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов.....	9
Границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности $P=0,95$ при измерении активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения	приведены в таблице 3
Границы допускаемой основной относительной погрешности при доверительной вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии	приведены в таблице 4
Предел допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC(SU) не более, с	± 5
Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут.....	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут.....	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам.....	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 компонентов АИИС:	
температура окружающего воздуха (кроме ТТ и ТН), °С	от 0 до плюс 40
температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С	от минус 45 до плюс 40
частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5
напряжение сети питания, В.....	от 198 до 242
индукция внешнего магнитного поля, мТл.....	не более 0,05
Допускаемые значения информативных параметров:	
ток, % от $I_{ном}$	от 5 до 120
напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
коэффициент мощности, $\cos \varphi$	от 0,5 инд. через 1,0 до 0,5 емк.

Таблица 3. Границы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС при измерении активной (δ_W^A) и реактивной (δ_W^P) энергии в рабочих условиях применения для значений тока 2, 5, 20, 100% номинального и значений коэффициента мощности 0,5, 0,8, 0,865 и 1.

$I, \% \text{ от } I_{\text{ном}}$	$\cos \varphi$	$\delta_W^A, \pm\%$	$\delta_W^P, \pm\%$
5	0,5	5,7	4,0
5	0,8	3,4	5,3
5	0,865	3,1	6,2
5	1	2,1	-
20	0,5	3,4	3,2
20	0,8	2,2	3,7
20	0,865	2,1	4,1
20	1	1,5	-
100 - 120	0,5	2,8	3,1
100- 120	0,8	2,0	3,4
100- 120	0,865	1,9	3,6
100- 120	1	1,4	-

Таблица 4. Границы основной допускаемой относительной погрешности ИК АИИС при измерении активной ($\delta_{W_0}^A$) энергии

$I, \% \text{ от } I_{\text{ном}}$	$\cos \varphi$	$\delta_{W_0}^A, \pm\%$
5	0,5	5,5
5	0,8	3,0
5	1	1,8
20	0,5	3,1
20	0,8	1,7
20	1	1,2
100 - 120	0,5	2,4
100- 120	0,8	1,4
100- 120	1	0,99

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра АИИС.8/810311. ФО «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «ВНИИТрансмаш». Формуляр»

Комплектность средства измерений

Тип	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока:		
ТОЛ-10	7069-77	4 шт.
ТПЛМ-10	2363-68	2 шт.
ТПЛ-10	1276-59	4 шт.
ТПОЛ-10	1261-59	12 шт.
Трансформаторы напряжения:		
НТМИ-6	380-49	5 шт.
НТМИ-6-66	2611-70	2 шт.
Счетчики электрической энергии:		
СЭТ -4ТМ.03М	36697-08	9 шт.

ИВК:		
Комплекс программно-технический «Е-ресурс» ES.01	46554-11	1 шт.
АРМ		1 шт.
Связующие компоненты:		
Коммуникатор С-1.01		5 шт.
Документация		
АИИС.8/810311. ФО Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «ВНИИТрансмаш». Формуляр		
АИИС.8/810311. МП Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «ВНИИТрансмаш». Методика поверки		

Поверка

Поверка осуществляется по документу АИИС.8/810311. МП «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «ВНИИТрансмаш». Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» в ноябре 2011 г.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный ТП-2-2У, 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 – в соответствии с ГОСТ 8.217;
- измерительные трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216;
- счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.

– ПТК «Е-ресурс» ES.01 - в соответствии с документом «Комплекс программно-технический «Е-ресурс» ES.01. Методика поверки» ЭНРС.421711.001 Д1 (утверждён ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ» «13» декабря 2010 г.).

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «ВНИИТрансмаш». Свидетельство об аттестации методики измерений №135-01.00249-2011 от 21 июня 2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «ВНИИТрансмаш»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
2. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
3. ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
4. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
5. ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики реактивной энергии.

6. АИИС.8/810311. ТРП Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «ВНИИТрансмаш» Технорабочий проект

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Производственное объединение Энергоресурс»

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Троицкий пр., д.12 лит. А, пом. 4 «Н»

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»).

Аттестат аккредитации №30007-09.

Адрес: 630004 г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4., тел. (383)210-08-14.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.п.

«_____» _____ 2012 г