

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Системы автоматизированные информационно-измерительные «Матрица»

#### Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные «Матрица» (в дальнейшем – АИИС) предназначены для измерений электрической энергии в двух направлениях с привязкой ко времени, автоматического сбора информации об импорте (экспорте) электроэнергии в точках учета в начале каждых суток, а также оперативно, по запросу.

АИИС позволяют производить коммерческий учет электроэнергии в многотарифном режиме за определенные периоды времени.

АИИС производят мониторинг состояний объекта и средств измерений, оперативный диспетчерский и автоматический контроль и управление.

АИИС позволяют хранить данные на сервере, обрабатывать и отображать данные на автоматизированных рабочих местах, подготавливать данные для учётно-расчётных операций.

#### Описание средства измерений

АИИС представляют собой территориально распределённые многоуровневые программно-технические измерительные системы, состав которых может различаться в пределах допустимого к эксплуатации оборудования, в зависимости от требуемых конфигураций измерительных каналов (ИК) и реализации конкретных функций и задач.

АИИС могут включать в себя различные функциональные блоки, такие как средства измерений, средства сбора и передачи информации, средства хранения информации.

Измерительные каналы АИИС состоят из следующих уровней:

Первый уровень - информационно-измерительные комплексы (ИИК) выполняют измерения и обработку информации в автоматическом режиме. В состав ИИК входят: измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН), счётчики электрической энергии NP73, NP71, NP515, NP523, NP524, пользовательский дисплей CIU7 или удалённый дисплей RUD 512, интерфейсный модуль АИУ, устройства управления электрической нагрузкой LCU.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс энергоустановки (ИБКЭ) обеспечивает интерфейс доступа к информации ИИК. В состав ИБКЭ входят устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД) RTR512, RTR8 (5 или 8 версии) и коммуникационный модуль CM7. Каналы связи могут быть построены с применением модемов для выделенных и коммутируемых линий; GSM-, GPRS-, PLC-модемов, Ethernet, повторителей и концентраторов цифровых интерфейсов передачи данных.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИБК) представляющий собой Центр сбора данных (далее ЦСД) состоящий из сервера сбора данных, с установленным специализированным программным обеспечением «Smart IMS» и Microsoft SQL Server, GSM-модемов при использовании канала связи GSM, GPRS-модемов, технических средств для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, источников бесперебойного питания и других технических средств. При необходимости в ЦСД могут включаться автоматизированные рабочие места.

ЦСД выполняет функции хранения, обработки и предоставления доступа к информации, а также обеспечения человеко-машинного интерфейса.

К эксплуатации допускаются следующие виды ИК.

Измерительные каналы, созданные на основе ЦСД и УСПД RTR512 5-й версии.

Такие виды ИК должны содержать:

- средство измерения утвержденного типа:
  - однофазный счетчик типа Split 5-й версии NP523;
  - однофазный счетчик 7-й версии, модификации Lite, NP71L;
  - трёхфазный счетчик прямого включения 7-й версии, модификации Lite, NP73L;
  - трёхфазный счетчик трансформаторного включения 7-й версии, модификации Lite, NP73L (вместе с измерительными трансформаторами тока утвержденного типа),
- УСПД RTR512 5-й версии;
- удаленный дисплей RUD 512 для отображения показаний полученных со счетчика типа Split, при необходимости;
- центр сбора информации.

*Примечание:*

- Один УСПД может использоваться в составе нескольких ИК.
- Вместо УСПД 5-й версии может применяться УСПД 8-й версии.

В ИК такого вида для связи между средствами измерения и УСПД используется PLC-канал связи. Для связи между УСПД и центром сбора данных могут использоваться каналы связи: GSM, GPRS, Ethernet.

Измерительные каналы созданные на основе ЦСД и УСПД 8-й версии RTR8.

Такие виды ИК должны содержать:

- средство измерения утвержденного типа:
  - однофазный счетчик типа Split 7-й версии модификации Extra, NP71E;
  - однофазный счетчик 7-й версии, модификации Extra, NP71E;
  - трёхфазный счетчик прямого включения 7-й версии, модификации Extra, NP73E;
  - трёхфазный счетчик трансформаторного включения 7-й версии, модификации Extra, NP73E (вместе с измерительными трансформаторами тока утвержденного типа);
- УСПД RTR8 8-й версии;
- пользовательский дисплей CIU7 для отображения показаний полученных со счетчика типа Split, при необходимости;
- центр сбора информации.

*Примечание:*

- Один УСПД может использоваться в составе нескольких ИК;
- В ИК такого типа для связи между средствами измерения и УСПД используется PLC-канал связи;
- Для связи между УСПД и центром сбора данных могут использоваться каналы связи: GPRS, Ethernet.

Измерительные каналы созданные на основе ЦСД и коммуникационных модулей CM7.

Такие виды ИК должны содержать:

- средство измерения утвержденного типа:
  - однофазный счетчик 7-й версии, модификации Extra, NP71E;
  - трёхфазный счетчик прямого включения 7-й версии, модификации Extra, NP73E;
  - трёхфазный счетчик трансформаторного включения 7-й версии, модификации Extra, NP73E (вместе с измерительными трансформаторами тока или тока и напряжения, утвержденного типа);
- коммуникационный модуль CM7;
- центр сбора информации.

*Примечание:*

- Каждому счетчику придаётся свой коммуникационный модуль CM7, который устанавливается под крышку клеммника;

- для связи между средствами измерения и коммуникационным модулем СМ7 используется канал связи СМ-bus или USB;
- Для связи между коммуникационным модулем и центром сбора данных используется канал связи: GPRS.

АИИС оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая основана на синхронизации времени УСПД RTR с серверами точного времени.

Для УСПД 5-й версии синхронизация времени производится каждый раз во время связи с ИВК (не реже одного раза в час), который в свою очередь синхронизируется с одним из серверов точного времени (ntp1.vniiftri.ru, ntp2.vniiftri.ru, ntp3.vniiftri.ru, ntp4.vniiftri.ru, ntp21.vniiftri.ru). Средства измерений синхронизируют своё время с временем УСПД каждый раз, как только УСПД RTR выдает в сеть PLC пакеты регистрации. Пакеты регистрации генерируются не реже одного раза в 20 секунд.

УСПД 8-й версии синхронизируют свое время непосредственно с сервером точного времени, который задается при начальной настройке УСПД (ntp1.vniiftri.ru, ntp2.vniiftri.ru, ntp3.vniiftri.ru, ntp4.vniiftri.ru, ntp21.vniiftri.ru), раз в 4 часа по протоколу ntp . Средства измерений синхронизируют своё время с временем УСПД во время передачи по каналам PLC широковещательного пакета синхронизации, содержащего метку времени. Период рассылки пакета синхронизации можно настраивать от одной минуты до 24 часов. По умолчанию рассылка производится один раз в час.

Системы выполняют следующие функции:

- измерение активной и реактивной электроэнергии в двух направлениях с привязкой ко времени;
- ведение системы единого времени (синхронизация времени каждого элемента ИК с временем сервера точного времени).
- распределение результатов измерений по тарифам, в соответствии с заданным профилем;
- периодический, в автоматическом режиме, сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений с заданной дискретностью (сутки, часы);
- сбор результатов измерений по оперативному запросу;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищённости от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации-участники рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны организаций - участников 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 системы;
- конфигурирование и настройка параметров системы и оборудования, входящего в нее.

АИИС позволяют выполнять также ряд дополнительных функций:

- управление питанием электрической энергией маломощных потребителей по заданному суточному графику с помощью устройств управления электрической нагрузкой LCU.
- оценка текущей активной и реактивной мощности, усредненной за 4 секунды. Счетчики позволяют вывести значения текущей мощности на дисплей.
- отображения результатов измерений на некотором удалении от средства измерений при помощи удалённых дисплеев RUD 512 или пользовательских дисплеев СИУ7.
- сбор, хранение и обработку информации, поступающей от средств измерений (например, приборы учета воды, тепла, газа) при помощи интерфейсного модуля АИУ, если выход-

ными сигналами таких средств измерений являются стандартные импульсные сигналы, или через интерфейсы типа RS-485, если выходными сигналами являются цифровые сигналы.

Работа системы при измерении электрической энергии осуществляется следующим образом.

Измерения активной и реактивной электрической энергии осуществляются счётчиками электрической энергии подключенными непосредственно к электрической сети низкого напряжения 230/400 В - счётчики NP71, NP515, NP523, NP524, NP73 или через измерительные трансформаторы тока (или тока и напряжения) – счётчики NP73.

Далее измерительная информация собирается УСПД RTR по каналу связи PLC. В зависимости от версии УСПД состав получаемой информации со счетчиков различается, так же УСПД 5-й версии RTR512 не совместим со счетчиками модификации «Extra».

Далее УСПД RTR передают измерительную информацию в центр сбора данных по каналам GSM, GPRS или по проводному Ethernet каналу.

Измерительная информация от счётчиков может передаваться в центр сбора данных по каналам сотовой связи GPRS через коммуникационные модули CM7, которые подключаются к счетчику через дополнительный разъём (CM-bus или USB) и устанавливаются под крышку клеммника счётчика.

Информация о потреблении выводится на дисплей средства измерения или на удалённый дисплей RUD 512 или пользовательский дисплей CIU7, которые устанавливаются отдельно от счётчика в любом удобном абоненту месте и подключаются к бытовой электрической розетке 230 В. В этом случае, информация о потреблении передаётся от счётчика к дисплею по каналу связи PLC.

Информация о потреблении других коммунальных ресурсов, поступающая от средств измерений сторонних производителей, собранная интерфейсным модулем AIU также собирается УСПД по PLC-каналу и передается в центр сбора данных используя каналы GSM, GPRS или Ethernet.

## **Программное обеспечение**

Программное обеспечение (ПО) «Smart IMS» представляет из себя комплекс программных средств, позволяющих собирать данные со средств измерений и приборов учета, а также обмениваться информацией с устройствами, входящими в состав АИИС. ПО имеет клиент-серверную архитектуру. ПО состоит из серверных служб: ADDAXAppServer, Rootrouter+ и NMSCore; клиентских приложений: Sims Client и NMS Client; и использует базу данных Microsoft SQL Server для хранения информации.

Служба Rootrouter+ отвечает за обмен информацией между уровнем ИБК и УСПД RTR512 и является единственной точкой входа для всей информации, поступающей от УСПД RTR512.

Служба NMS Core взаимодействует со службой Rootrouter+, приложением NMS Client и базой данных, и обеспечивает сбор, обработку и запись информации в базу данных о структуре сети: какой канал связи используют конкретные УСПД RTR512, какие счетчики передают информацию через эти УСПД RTR512, какие события и аварии происходили с УСПД RTR512.

Служба ADDAXAppServer взаимодействует со службой Rootrouter+, приложением Sims Client и базой данных; отвечает за обмен информацией уровня ИБК с УСПД RTR8 и коммуникационными модулями CM7, является единственной точкой входа для всей информации, поступающей от УСПД RTR8 или коммуникационных модулей CM7; обеспечивает сбор, обработку и запись информации, поступившей со всех счетчиков в базу данных, а также обработку, сохранение в базу данных и передачу в Rootrouter+ команд для счетчиков, поступивших из приложения Sims Client.

Приложение NMS Client предоставляет пользовательский интерфейс к службе NMS Core и позволяет осуществлять конфигурацию каналов связи между уровнем ИБК и ИБКЭ

(УСПД), а также просматривать информацию о структуре сети, полученную службой NMS Core.

Приложение SIMS Client предоставляет пользовательский интерфейс к службе ADDAXAppServer и позволяет просматривать информацию, поступившую со всех счетчиков, строить различные отчеты, настраивать тарифные сетки, количество и типы данных получаемых со счетчиков и является основным рабочим инструментом операторов АИИС.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии в ПО «Smart IMS», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Таблица 1 Идентификационные данные метрологически значимого ПО.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Add.DCUSup.DataCollection.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.5.603.18855
Цифровой идентификатор ПО	2B03C644C6337598534E2C22B1C72738, md5
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Add.ReaderWriter.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.5.603.18855
Цифровой идентификатор ПО	2A4BCA45425B412B7E5203FAF84AABCA, md5
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Add.RqstMngr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.5.603.18855
Цифровой идентификатор ПО	811118A0EC2B74E7ED4F5716BDEFBFE9, md5
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	TransportManager.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.37
Цифровой идентификатор ПО	DC3BFF020F8F7FC72AFC3E240042340F, md5

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует среднему уровню защиты в соответствии с Р 50.2.077—2014.

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 Технические характеристики.

Параметр	Значение (описание)
измеряемые первичные номинальные линейные напряжения, кВ	до 35
измеряемые первичные номинальные токи, А	до 40000
номинальная частота измеряемой электрической энергии, мощности, Гц	50
измеряемое вторичное номинальное линейное напряжение, кВ	до 0,4
измеряемый вторичный номинальный ток, А	5; 10
Количество точек измерения не ограничено, определяется проектом и выбирается из условия, что на каждый УСПД будет зарегистрировано не более, шт.	2000
Пределы допускаемых значений относительной погрешности ИК при измерении электрической энергии (активной и реактивной) в нормальных условиях	Значения погрешностей для нормальных условий приведены в таблице 3.1, 3.2.

Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков электрической энергии, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, % – для ТН класса точности 1,0 – для ТН класса точности 0,5 и точнее	0,5 0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, с	± 5 с (при условии синхронизации не реже 1 раза в час)
Параметры питающей сети переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	230 ± 23 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: – счетчиков электрической энергии, °С – трансформаторов тока и напряжения, °С	От - 40 °С до + 70 °С От - 40 °С до + 50 °С
Период опроса счетчиков электрической энергии и приборов учета	штатно 1 раз в сутки и в любой момент времени по запросу из ЦСД.
Типы поддерживаемых интерфейсов	Ethernet, PLC, GSM/GPRS, CM-bus, RS-232, RS-485
Срок хранения информации в базе данных, лет	Не менее 3,5 лет.
Синхронизация времени	по протоколу NTP через Internet или от локального NTP-сервера: -ntp1.vniiftri.ru, -ntp2.vniiftri.ru, -ntp3.vniiftri.ru, -ntp4.vniiftri.ru, -ntp21.vniiftri.ru
Средний срок службы системы, лет	не менее 24

Таблица 3.1 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии, %. (при номинальном напряжении, симметричной нагрузке и нормальных условиях эксплуатации).

Состав ИИК	cos φ	$\pm \delta_{1(2)\%I}$	$\pm \delta_{5\%I}$	$\pm \delta_{20\%I}$	$\pm \delta_{100\%I}$					
		$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$I_{20\%} < I \leq I_{100\%}$	$I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$					
ТТ класс точности 0,2S ГОСТ 7746-2001	1,0	1,4	0,76	0,69	0,69					
ТН класс точности 0,2 ГОСТ 1983-2001						0,8	1,6	1,3	0,85	0,85
Счётчик класс точности 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 31819.22-2012)						0,5	2,3	1,6	1,1	1,1
ТТ класс точности 0,2S ГОСТ 7746-2001	1,0	1,5	0,91	0,85	0,85					
ТН класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001						0,8	1,7	1,5	1,1	1,1
Счётчик класс точности 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 31819.22-2012)						0,5	2,5	1,9	1,6	1,6
ТТ класс точности 0,2 ГОСТ 7746-2001	1,0	Не нормируется	1,1	0,76	0,69					

ТН класс точности 0,2 ГОСТ 1983-2001	0,8	Не нормируется	1,6	0,95	0,85
Счётчик класс точности 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 31819.22-2012)	0,5	Не нормируется	2,3	1,3	1,1
ТТ класс точности 0,2 ГОСТ 7746-2001	1,0	Не нормируется	1,2	0,91	0,85
ТН класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001	0,8	Не нормируется	1,7	1,2	1,1
Счётчик класс точности 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 31819.22-2012)	0,5	Не нормируется	2,5	1,7	1,6
ТТ класс точности 0,5S ГОСТ 7746-2001	1,0	2,0	1,1	0,85	0,85
ТН класс точности 0,2 ГОСТ 1983-2001	0,8	3,0	1,8	1,2	1,2
Счётчик класс точности 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 31819.22-2012)	0,5	5,4	2,9	2,0	2,0
ТТ класс точности 0,5S ГОСТ 7746-2001	1,0	2,1	1,2	0,99	0,99
ТН класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001	0,8	3,0	1,9	1,4	1,4
Счётчик класс точности 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 31819.22-2012)	0,5	5,5	3,1	2,3	2,3
ТТ класс точности 0,5 ГОСТ 7746-2001	1,0	Не нормируется	1,8	1,1	0,85
ТН класс точности 0,2 ГОСТ 1983-2001	0,8	Не нормируется	3,0	1,6	1,2
Счётчик класс точности 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 31819.22-2012)	0,5	Не нормируется	5,4	2,8	2,0
ТТ класс точности 0,5 ГОСТ 7746-2001	1,0	Не нормируется	1,8	1,2	0,99
ТН класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001	0,8	Не нормируется	3,0	1,7	1,4
Счётчик класс точности 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 31819.22-2012)	0,5	Не нормируется	5,5	3,0	2,3
ТТ класс точности 0,5 ГОСТ 7746-2001	1	Не нормируется	2,1	1,5	1,4
ТН класс точности 1,0 ГОСТ 1983-2001	0,8	Не нормируется	3,3	2,1	1,9
Счётчик класс точности 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 31819.22-2012)	0,5	Не нормируется	5,9	3,7	3,1
ТТ класс точности 1 ГОСТ 7746-2001	1	Не нормируется	3,4	1,8	1,4
ТН класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001	0,8	Не нормируется	5,6	2,9	2,1
Счётчик класс точности 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 31819.22-2012)	0,5	Не нормируется	10,6	5,4	3,8

ТТ класс точности 1 ГОСТ 7746-2001 ТН класс точности 1,0 ГОСТ 1983-2001 Счётчик класс точности 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 31819.22-2012)	1	Не нормируется	3,5	2,1	1,7
	0,8	Не нормируется	5,7	3,2	2,4
	0,5	Не нормируется	10,8	5,8	4,3
ТТ класс точности 0,2S ГОСТ 7746-2001. Без ТН Счётчик класс точности 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 31819.22-2012)	1	1,4	0,7	0,6	0,6
	0,8	1,6	1,2	0,7	0,7
	0,5	2,2	1,4	0,9	0,9
ТТ класс точности 0,2 ГОСТ 7746-2001 Без ТН Счётчик класс точности 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 31819.22-2012)	1	Не нормируется	0,99	0,67	0,59
	0,8	Не нормируется	1,6	0,84	0,74
	0,5	Не нормируется	2,2	1,1	0,89
ТТ класс точности 0,5S ГОСТ 7746-2001 Без ТН Счётчик класс точности 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 31819.22-2012)	1	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,9	1,7	1,1	1,1
	0,5	5,4	2,8	1,9	1,9
ТТ класс точности 0,5 ГОСТ 7746-2001 Без ТН Счётчик класс точности 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 31819.22-2012)	1	Не нормируется	1,7	0,99	0,78
	0,8	Не нормируется	2,9	1,5	1,1
	0,5	Не нормируется	5,4	2,7	1,9
ТТ класс точности 1 ГОСТ 7746-2001 Без ТН Счётчик класс точности 0,5 S ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 31819.22-2012)	1	Не нормируется	3,4	1,7	1,2
	0,8	Не нормируется	5,5	2,8	1,9
	0,5	Не нормируется	10,5	5,3	3,6
Без ТТ Без ТН Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52322-2005, (ГОСТ 31819.21-2012)	1	Не нормируется	1,7	1,1	1,1
	0,8	Не нормируется	1,7	1,1	1,1
	0,5	Не нормируется	1,7	1,1	1,1



Таблица 3.2 Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии, %. (при номинальном напряжении, симметричной нагрузке и нормальных условиях эксплуатации), %.

Состав ИИК	$\cos \varphi$ ( $\sin \varphi$ )	$\pm \delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\pm \delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm \delta_{20\%I}$ $I_{20\%} < I \leq I_{100\%}$	$\pm \delta_{100\%I}$ $I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$
ТТ класс точности 0,2S ГОСТ 7746-2001 ТН класс точности 0,2 ГОСТ 1983-2001 Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	1,9	1,3	1,3	1,3
	0,5 (0,87)	1,4	1,2	1,2	1,2
ТТ класс точности 0,2S ГОСТ 7746-2001 ТН класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001 Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	2,1	1,6	1,6	1,6
	0,5 (0,87)	1,5	1,3	1,3	1,3
ТТ класс точности 0,2 ГОСТ 7746-2001 ТН класс точности 0,2 ГОСТ 1983-2001 Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,3	1,4	1,3
	0,5 (0,87)	Не нормируется	1,6	1,3	1,2
ТТ класс точности 0,2 ГОСТ 7746-2001 ТН класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001 Счётчик класс точности 1,0 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,5	1,7	1,6
	0,5 (0,87)	Не нормируется	1,7	1,4	1,3
ТТ класс точности 0,5S ГОСТ 7746-2001 ТН класс точности 0,2 ГОСТ 1983-2001 Счётчик класс точности 1,0 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,7	1,9	1,9
	0,5 (0,87)	Не нормируется	1,8	1,4	1,4
ТТ класс точности 0,5S ГОСТ 7746-2001 ТН класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001 Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,9	2,1	2,1
	0,5 (0,87)	Не нормируется	1,9	1,5	1,5

ТТ класс точности 0,5 ГОСТ 7746-2001 ТН класс точности 0,2 ГОСТ 1983-2001 Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	Не нормируется	4,5	2,4	1,9
	0,5 (0,87)	Не нормируется	2,7	1,7	1,4
ТТ класс точности 0,5 ГОСТ 7746-2001 ТН класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001 Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	Не нормируется	4,6	2,6	2,1
	0,5 (0,87)	Не нормируется	2,7	1,8	1,5
ТТ класс точности 0,5 ГОСТ 7746-2001 ТН класс точности 1,0 ГОСТ 1983-2001 Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	Не нормируется	4,9	3,1	2,7
	0,5 (0,87)	Не нормируется	3,0	2,1	1,9
ТТ класс точности 1 ГОСТ 7746-2001 ТН класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001 Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	Не нормируется	8,6	4,4	3,2
	0,5 (0,87)	Не нормируется	4,9	2,7	2,0
ТТ класс точности 1 ГОСТ 7746-2001 ТН класс точности 1,0 ГОСТ 1983-2001 Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	Не нормируется	8,7	4,8	3,6
	0,5 (0,87)	Не нормируется	5,0	2,9	2,3
ТТ класс точности 0,2S ГОСТ 7746-2001 Без ТН Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	Не нормируется	1,8	1,2	1,2
	0,5 (0,87)	Не нормируется	1,3	1,1	1,1
ТТ класс точности 0,2 ГОСТ 7746-2001 Без ТН Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,2	1,3	1,2
	0,5 (0,87)	Не нормируется	1,6	1,2	1,1
ТТ класс точности 0,5S ГОСТ 7746-2001 Без ТН Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,7	1,8	1,8
	0,5 (0,87)	Не нормируется	1,7	1,3	1,3

ТТ класс точности 0,5 ГОСТ 7746-2001 Без ТН Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	Не нормируется	4,5	2,4	1,8
	0,5 (0,87)	Не нормируется	2,7	1,6	1,4
ТТ класс точности 1 ГОСТ 7746-2001 Без ТН Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	Не нормируется	8,5	4,3	3,0
	0,5 (0,87)	Не нормируется	4,8	2,6	1,9
Без ТТ Без ТН Счётчик класс точности 1,0 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	Не нормируется	1,7	1,1	1,1
	0,5 (0,87)	Не нормируется	1,2	1,1	1,1
Без ТТ Без ТН Счётчик класс точности 2,0 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,8	2,2	2,2
	0,5 (0,87)	Не нормируется	2,3	2,2	2,2

В таблицах 3.1 и 3.2 принимаются следующие обозначения:

$I_{1(2)\%}$ ,  $I_{5\%}$ ,  $I_{20\%}$ ,  $I_{100\%}$ ,  $I_{120\%}$  - значения электроэнергии при 1(2)%-ном, 5%-ном, 20%-ном, 100%-ном, 120%-ном (от номинального/базового) значениях силы тока в сети соответственно. Для счетчиков бестрансформаторного включения обозначение значения тока  $I_{120\%}$  соответствует максимально возможному значению силы тока, измеряемому счетчиком, указанному в его документации.

Дополнительная погрешность измерения электрической энергии в зависимости от влияний внешних воздействий на ИК определяется классами точности применяемых средств измерений, а также стандартами и ТУ по которым они изготовлены.

Учёт тепловой энергии, воды и других энергоресурсов осуществляют соответствующие вычислители, корректоры, расходомеры и счетчики. Погрешности этих измерительных каналов в АИИС не нормируются.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом. А также на лицевые поверхности корпусов компонентов входящих в состав АИИС.

### Комплектность средства измерений

АИИС может включать в себя компоненты перечисленные в таблице 4.1. Состав и количество компонентов выбирается в зависимости от структуры системы и выполняемых функций. В систему может входить некоторое число компонентов одного типа. Конкретный состав системы определяется проектной и эксплуатационной документацией на нее.

Таблица 4.1 Комплектность АИИС

Компонент	Примечание
Многофункциональные счётчики электрической энергии	согласно таблице 4.2
Измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001	Согласно схеме объекта учета

Измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001	Согласно схеме объекта учета
УСПД RTR512 или RTR8	Согласно спецификации заказа
Удаленный дисплей RUD 512	Согласно спецификации заказа
Пользовательский дисплей CIU7	Согласно спецификации заказа
Универсальный монитор RML5	Для налаживания системы и тестирования уровня шумов в каналах PLC
Комплект оптоголовки IRH	Согласно спецификации заказа
Интерфейсный модуль AIU	Согласно спецификации заказа
Устройства управления нагрузкой LCU	Согласно заказу
Программное обеспечение на компакт-дисках «Smart IMS»	Согласно спецификации заказа
Средства вычислительной техники для организации ЦСД и автоматизированных рабочих мест	Согласно спецификации заказа
Средства резервирования питания (источники бесперебойного питания, автоматы включения резерва);	Состав и количество определяется проектом
Документация	
Формуляр	ADDM.410176.001 ФО
Методика поверки	ADDM.410176.001 МП
Руководство по эксплуатации	ADDM.410176.001 РЭ

Таблица 4.2 Счетчики электрической энергии в составе АИИС

Модель	Производитель	Номер по госреестру
Счетчики электрической энергии однофазные NP71	ООО «Матрица», г.Железнодорожный	48362-11
Счетчики электрической энергии однофазные NP515, NP523, NP524	ООО «Матрица», г.Железнодорожный	36792-08
Счетчики электрической энергии трехфазные NP73	ООО «Матрица», г.Железнодорожный	48837-12

### Поверка

осуществляется по документу ADDM.410176.001 МП «Системы автоматизированные информационно-измерительные «Матрица». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2014 г.

Перечень основного оборудования, необходимого для поверки:

- 1) средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- 2) средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- 3) средства поверки счетчиков электрической энергии, в соответствии с методикой поверки на соответствующие счетчики;
- 4) радиочасы «МИР РЧ-01», пределы допускаемой погрешности привязки переднего фронта выходного импульса к шкале координированного времени UTC,  $\pm 1$  мкс, № Госреестра 27008-04.;

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений систем автоматизированных информационно-измерительных «Матрица» разрабатывается в период опытной эксплуатации в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009, РД 153-34.0-11.209–99, проектом АИИС и методикой поверки ADDM.410176.001 МП.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам информационно-измерительным «Матрица»**

- 1) ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;
- 2) ГОСТ 22261 -94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;
- 3) ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;
- 4) ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;
- 5) ГОСТ 31819.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 11. Электромеханические счетчики активной энергии классов точности 0,5; 1 и 2»;
- 6) ГОСТ 31819.21-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2»;
- 7) ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;
- 8) ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;
- 9) ТУ 4250-707-73061759-14 «Системы информационно-измерительные автоматизированные «Матрица». Технические условия».

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли.

### **Изготовитель**

ООО «Матрица»  
143980 Московская область, г.Железнодорожный, ул.Маяковского, д.16

### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66; 781-86-03

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru), [dept208@vniims.ru](mailto:dept208@vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2014 г.  
М.п.