

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «12» марта 2021 г. №298

Регистрационный № 59220-14

Лист № 1  
Всего листов 15

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

**Системы автоматизированные информационно-измерительные «Матрица»**

**Назначение средства измерений**

Системы автоматизированные информационно-измерительные «Матрица» (далее – 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 каждого 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 однофазные NP71, NP515, NP523, NP524, AD11, AD11A.M AD11S.M и трехфазные NP73, AD13, AD13A.M, AD13S.M, пользовательский дисплей CIU7, CIU8 или удалённый дисплей RUD512, интерфейсный модуль AIU, 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 (УСПД) RTR512, RTR8 (5 или 8 версии) и коммуникационные модули CM7, CM71, CM73, CM1, CM3. Каналы связи могут быть построены с применением модемов для выделенных и коммутируемых линий; GSM-, GPRS-, PLC-модемов, Ethernet, RS-485, различных радиомодемов использующих нелицензируемые диапазоны частот, повторителей и концентраторов цифровых интерфейсов передачи данных.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИБК) представляющий собой Центр сбора данных (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, для подключения к глобальной сети Интернет 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. Интерфейс программ предоставления информации русифицирован.

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:
  - а) однофазный счетчик типа Split 5-й версии NP523;
  - б) однофазный счетчик 7-й версии, модификации Lite, NP71L;
  - в) однофазный счетчик типа Split 7-й версии модификации Extra, NP71E;
  - г) однофазный счетчик 7-й версии модификации Extra, NP71E;
  - д) трёхфазный счетчик непосредственного включения 7-й версии, модификации Lite, NP73L;
  - е) трёхфазный счетчик непосредственного включения 7-й версии модификации Extra, NP73E, а также split исполнения;
  - ж) трёхфазный счетчик трансформаторного включения 7-й версии, модификации Lite, NP73L (вместе с измерительными трансформаторами тока утвержденного типа),
  - з) трёхфазный счетчик трансформаторного включения цепей тока 7-й версии, модификации Extra, NP73E (вместе с измерительными трансформаторами тока утвержденного типа);
- УСПД RTR512 5-й версии;
- удаленный дисплей RUD512 для отображения показаний полученных со счетчика типа Split, при необходимости;
- центр сбора информации.

#### П р и м е ч а н и я

- 1 Один УСПД может использоваться в составе нескольких ИК.
- 2 Вместо УСПД 5-й версии может применяться УСПД 8-й версии.
- 3 В ИК такого вида для связи между средствами измерения и УСПД используется PLC-канал связи.
- 4 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:
  - а) однофазный счетчик типа Split 7-й версии модификации Extra, NP71E;
  - б) однофазный счетчик 7-й версии модификации Extra, NP71E;
  - в) однофазный счетчик модификации AD11S, AD11A, AD11B;
  - г) однофазный счетчик модификации AD11A.M AD11S.M;
  - д) трёхфазный счетчик непосредственного включения 7-й версии модификации Extra, NP73E, а также split исполнения;
  - е) трёхфазный счетчик трансформаторного включения цепей тока 7-й версии, модификации Extra, NP73E (вместе с измерительными трансформаторами тока утвержденного типа);
  - ж) трёхфазный счетчик трансформаторного включения цепей тока и цепей напряжения 7-й версии, модификации Extra, NP73E (вместе с измерительными трансформаторами тока и напряжения утвержденного типа);
  - з) трёхфазный счетчик непосредственного включения модификации AD13S, AD13A, AD13B;
  - и) трёхфазный счетчик трансформаторного включения цепей тока модификации AD13A, AD13B (вместе с измерительными трансформаторами тока утвержденного типа);
  - к) трёхфазный счетчик трансформаторного включения цепей тока и цепей напряжения модификации AD13A, AD13B (вместе с измерительными трансформаторами тока и напряжения утвержденного типа);

- л) трёхфазный счетчик непосредственного включения модификации AD13A.M1, AD13S.M;
- м) трёхфазный счетчик трансформаторного включения цепей тока модификации AD13A.M (вместе с измерительными трансформаторами тока утвержденного типа);
- н) трёхфазный счетчик трансформаторного включения цепей тока и цепей напряжения модификации AD13A.M (вместе с измерительными трансформаторами тока и напряжения утвержденного типа);
- УСПД RTR8 8-й версии;
- пользовательский дисплей CIU7 – для отображения показаний полученных со счетчиков 7-й версии, при необходимости;
- пользовательский дисплей CIU8 – для отображения показаний полученных со счетчиков модификации AD11S, AD11A, AD11B, AD11A.M, AD11S.M и AD13S, AD13A, AD13B, AD13A.M, AD13S.M при необходимости;
- центр сбора информации.

#### Примечания

- 1 Один УСПД может использоваться в составе нескольких ИК.
- 2 В ИК такого типа для связи между средствами измерения и УСПД используется PLC-канал связи, интерфейс RS-485, радиомодем.
- 3 Для связи между УСПД и центром сбора данных могут использоваться каналы связи: GPRS и новее, Ethernet.

Измерительные каналы, созданные на основе ЦСД и коммуникационных модулей CM7, CM71, CM73.

Такие виды ИК должны содержать:

- средство измерения утвержденного типа:
  - а) однофазный счетчик 7-й версии, модификации Extra, NP71E;
  - б) трёхфазный счетчик непосредственного включения 7-й версии, модификации Extra, NP73E;
  - в) трёхфазный счетчик трансформаторного включения 7-й версии, модификации Extra, NP73E (вместе с измерительными трансформаторами тока или тока и напряжения, утвержденного типа);
- коммуникационный модуль CM7 или CM71 или CM73;
- центр сбора информации.

#### Примечания

- 1 Каждому счетчику придаётся свой коммуникационный модуль CM7, CM71, CM73, который устанавливается под крышку клеммника.
- 2 Для связи между средствами измерения и коммуникационным модулем CM7, CM71, CM73 используется канал связи CM-bus или USB.
- 3 Коммуникационный модуль CM71, CM73 устанавливается под крышку клеммника однофазного и трехфазного счетчика соответственно.
- 4 Для связи между коммуникационным модулем и центром сбора данных используется канал связи: GPRS и новее.

Измерительные каналы, созданные на основе ЦСД и коммуникационных модулей CM1, CM3.

Такие виды ИК должны содержать:

- средство измерения утвержденного типа:
  - а) однофазный счетчик модификации AD11A, AD11B, NP71E, AD11A.M;
  - б) трёхфазный счетчик непосредственного включения модификации AD13A, AD13B, NP73E, AD13A.M;
  - в) трёхфазный счетчик трансформаторного включения цепей тока модификации AD13A, AD13B, NP73E, AD13A.M (вместе с измерительными трансформаторами тока утвержденного типа);

- г) трёхфазный счетчик трансформаторного включения цепей тока и цепей напряжения модификации AD13A, AD13B, NP73E, AD13A.M (вместе с измерительными трансформаторами тока и напряжения утвержденного типа);
- коммуникационный модуль CM1, CM3;
  - центр сбора информации.

#### Примечания

- 1 Коммуникационный модуль CM1, CM3 устанавливается под крышку клеммника однофазного и трехфазного счетчика соответственно;
- 2 Для связи между средствами измерения и коммуникационным модулем CM1, CM3 используется двухпроводный канал связи RS-485;
- 3 К одному коммуникационному модулю CM1, CM3 может быть подключено до 255 счетчиков оборудованных интерфейсом RS-485;
- 4 Для связи между коммуникационным модулем и центром сбора данных используется канал связи: GPRS и новее.

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 ИБК (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, RS-485, радиоканалу 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.

В УСПД 8-й версии, а также в однофазных счетчиках модификации AD11S, AD11A, AD11B, AD11A.M AD11S.M и трёхфазных счетчиках модификации AD13S, AD13A, AD13B, AD13A.M, AD13S.M допускается использование для синхронизации времени подключаемых или встраиваемых модулей GPS или ГЛОНАСС навигации.

В измерительных каналах, созданных с использованием коммуникационных модулей, счетчики синхронизируют свое время каждый раз во время связи с ИБК (по умолчанию один раз в 4 часа), который в свою очередь синхронизируется с одним из серверов точного времени.

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 всех показаний и результатов измерений прибора учёта используемых для формирования информации о количестве и иных параметрах электрической энергии согласно "Правилам предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)" с заданной дискретностью (сутки, часы);
- сбор всех показаний и 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 и предоставление всем пользователям интеллектуальной системы учета информации о количестве и иных параметрах электрической энергии согласно "Правилам предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)";

- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны организаций - участников рынка электроэнергетики;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, разграничений прав по уровню доступа, шифрование и т.п.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств системы. Сбор, хранение и предоставление информации из журналов событий и о результатах самодиагностики, полученных от приборов учета и УСПД;

- оповещение о возможных недостоверных данных, поступающих с приборов учета в случае обнаружения неработоспособного состояния или воздействия на прибор различной природы;

- конфигурирование и настройка параметров системы и оборудования, входящего в нее;

- передача справочной информации пользователям интеллектуальной системы учета согласно «Правилам предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)»;

- передача пользователям интеллектуальной системы информация о расчетном способе, использованных исходных данных и источниках их получения в случае использования расчетных способов при определении объема потребления электрической энергии;

- полное и (или) частичное ограничение режима потребления электрической энергии (приостановление или ограничение предоставления коммунальной услуги), а также возобновление подачи электрической энергии.

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 мгновенной активной и реактивной мощности. Счетчики позволяют вывести значения текущей мощности на дисплей;

- измерение мгновенной активной, реактивной и полной мощности некоторыми модификациями счетчиков. Счетчики позволяют вывести значения мгновенной мощности на дисплей;

- измерение показателей качества электроэнергии;

- отображение результатов измерений на некотором удалении от средства измерений при помощи удаленных дисплеев RUD 512 или пользовательских дисплеев CIU7 и CIU8;

- сбор, хранение и обработку информации, поступающей от средств измерений (например, приборы учета воды, тепла, газа) при помощи интерфейсного модуля АИУ, если выходными сигналами таких средств измерений являются стандартные импульсные сигналы, или через интерфейсы типа RS-485, если выходными сигналами являются цифровые сигналы;

- сбор и передача данных телесигнализации и телеизмерений о состоянии средств и объектов измерения в различные комплексы программно-технических средств автоматизированных систем технологического управления для их дальнейшей обработки и хранения.

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, AD11, AD11A.M, AD11S.M, AD13, AD13A.M, AD13S.M или через измерительные трансформаторы тока (или тока и напряжения) – счётчики NP73, AD13, AD13A.M.

Далее измерительная информация собирается УСПД по каналу связи PLC, интерфейсу RS-485, посредством радиомодема. В зависимости от версии УСПД состав получаемой информации со счетчиков различается.

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

Измерительная информация от счётчиков может передаваться в центр сбора данных по каналам сотовой связи GPRS через коммуникационные модули CM7, CM71, CM73, CM1, CM3, которые подключаются к счетчику через дополнительный разъём (CM-bus, USB, RS-485) и устанавливаются под крышку клеммника счётчика.

Измерительная информация от счётчиков может передаваться в центр сбора данных по проводному Ethernet каналу, в случае если такой интерфейс присутствует в данной модификации прибора учёта.

Информация об измерениях выводится на дисплей средства измерения или на удалённые дисплеи RUD512 или пользовательские дисплеи CIU7, CIU8, которые используются отдельно от счётчика в любом удобном абоненту месте на некотором удалении от счётчика.

Информация о измеренных величинах передаётся от счётчика к дисплею по каналу связи PLC, если используется удалённый дисплей RUD 512 или пользовательский дисплей CIU7 или по радиоканалу, если используется пользовательский дисплей CIU8.

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 обеспечивает разграничение прав доступа пользователей к функциям интеллектуальных систем учета.

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 ИВК 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 ИВК с УСПД RTR8 и коммуникационными модулями CM7, CM71, CM73, CM1, CM3, является единственной точкой входа для всей информации, поступающей от УСПД RTR8 или коммуникационных модулей CM7, CM71, CM73, CM1, CM3; 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 ИВК и ИВКЭ (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.

Идентификационные данные метрологически значимого ПО приведены в таблицах 1.1, 1.2, 1.3, 1.4.

Таблица 1.1 - 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

Таблица 1.2 - Идентификационные данные метрологически значимого ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Add.ReaderWriter.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.5.603.18855
Цифровой идентификатор ПО	2A4BCA45425B412B7E5203FAF84AABCA, md5

Таблица 1.3 - Идентификационные данные метрологически значимого ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Add.RqstMngr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.5.603.18855
Цифровой идентификатор ПО	811118A0EC2B74E7ED4F5716BDEFBFE9, md5

Таблица 1.4 - Идентификационные данные метрологически значимого ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	TransportManager.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.37
Цифровой идентификатор ПО	DC3BFF020F8F7FC72AFC3E240042340F, md5

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует высокому уровню защиты в соответствии с Р 50.2.077—2014.

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Основные технические характеристики АИИС

Наименование характеристики	Значение
1	2
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
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков электрической энергии, мТл, не более	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	от 25 до 100

Продолжение таблицы 2

1	2
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 (при условии синхронизации не реже 1 раза в час), с	±5
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 до +70 от –40 до +50
Период опроса счетчиков электрической энергии и приборов учета	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, RF(ZigBee, LoRa и подобных)
Срок хранения информации в базе данных, лет, не менее	3,5
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
Эксплуатационное значение коэффициента готовности системы, не менее	0,95

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	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии, %			
		$\pm\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\pm\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} < I \leq I_{100\%}$	$\pm\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
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



Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	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

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6
ТТ класс точности 1 ГОСТ 7746-2001 ТН класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001 Счётчик класс точности 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 31819.22-2012)	1	Не нормируется	3,4	1,8	1,4
	0,8	Не нормируется	5,6	2,9	2,1
	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 φ (sin φ)	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии, %			
		$\pm\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%}\leq I < I_{5\%}$	$\pm\delta_{5\%I}$ $I_{5\%}\leq I < I_{20\%}$	$\pm\delta_{20\%I}$ $I_{20\%}\leq I < I_{100\%}$	$\pm\delta_{100\%I}$ $I_{100\%}\leq I < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
ТТ класс точности 0,2S ГОСТ 7746-2001 ТН класс точности 0,2 ГОСТ 1983-2001	0,8 (0,6)	1,9	1,3	1,3	1,3
Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	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	0,8 (0,6)	2,1	1,6	1,6	1,6
Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	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	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,3	1,4	1,3
Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	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	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,5	1,7	1,6
Счётчик класс точности 1,0 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	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	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,7	1,9	1,9
Счётчик класс точности 1,0 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	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	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,9	2,1	2,1
Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425-2005 (ГОСТ 31819.23-2012)	0,5 (0,87)	Не нормируется	1,9	1,5	1,5

Продолжение таблицы 3.2

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

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6
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
Примечания: 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

наносится на титульные листы эксплуатационной документации, 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

Наименование	Обозначение	Количество
Многофункциональные счётчики электрической энергии	NP71 (48362-11); NP515, NP523, NP524 (36792-08); NP523 (71507-18); NP73 (48837-12); AD11S, AD11A, AD11B (68830-17); AD13S, AD13A, AD13B (70525-18), AD11S.M, AD11A.M, AD13S.M, AD13A.M	Согласно схеме объекта учета
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
Пользовательский дисплей	CIU8	Согласно спецификации заказа
Универсальный монитор	RML5	Согласно спецификации заказа
Комплект оптоголовки	IRH	Согласно спецификации заказа
Интерфейсный модуль	AIU	Согласно спецификации заказа
Устройства управления нагрузкой	LCU	Согласно спецификации заказа
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
<b>Документация</b>		
Формуляр	ADDM.410176.001 ФО	1 шт.
Методика поверки	ADDM.410176.001 МП	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ADDM.410176.001 РЭ	1 шт.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе "Системы автоматизированные информационно-измерительные "Матрица". Руководство по эксплуатации ADDM.410176.001 РЭ", раздел 2, пункт 2.3.

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

ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

ГОСТ 22261 -94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия;

ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;

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;

ГОСТ 31819.21-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2;

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;

ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии;

Постановление Правительства РФ от 19.06.2020 N 890 "О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)" (вместе с "Правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)");

ТУ 4250-707-73061759-14 изм. 2 Системы информационно-измерительные автоматизированные «Матрица». Технические условия;

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Матрица» (ООО «Матрица»)

ИНН 5012027398

Адрес: 143989, Россия, Московская область, г. Балашиха, мкр. Железнодорожный, ул. Маяковского, д.16

Телефон (факс): +7 (495) 225-80-92, +7 (495) 522-89-45

E-mail: mail@matritca.ru

Web-сайт: www.matritca.ru

**Испытательный центр**

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

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

Телефон (факс): +7 (495) 437 55 77, +7 (495) 437 56 66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа 30004-13, выдан 29.03.2018 г.