

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «РЭСК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «РЭСК» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности в точках измерения ОАО «РЭСК», сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределением функций измерения.

АИИС КУЭ решает следующие функции:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодически (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии 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 центры сбора и обработки информации (ЦСОИ) смежных субъектов оптового рынка;
- предоставление, по запросу, контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – смежных участников 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), соподчинённой национальной шкале времени.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983, счетчики активной и реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52323 для активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425 для реактивной электрической энергии, установленные на объектах, вторичные электрические цепи, технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных типа Сикон С1 (№ 15236-03 в Государственном реестре средств измерений), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, обеспечивающие информационное взаимодействие между уровнями системы.

На уровне ИВКЭ обеспечивается:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;

- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);

- разграничение прав доступа к информации.

3-й - уровень информационно-вычислительный комплекс (ИВК) - состоит из центра сбора и обработки информации ЦСОИ филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Рязань-энерго» на основе специализированного программного обеспечения «Пирамида 2000» производства ЗАО ИТФ «Системы и технологии» (№ 21906-11 в Государственном реестре средств измерений), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УСВ-1 (№ 28716-05 в Государственном реестре средств измерений) и автоматизированное рабочее место персонала (АРМ).

4-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) - состоит из центра сбора и обработки информации – ЦСОИ ОАО «РЭСК» на основе специализированного программного обеспечения «Пирамида 2000» производства ЗАО ИТФ «Системы и технологии» (№ 21906-11 в Государственном реестре средств измерений), включающий в себя линии связи, сервер баз данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УСВ-1 (№ 28716-05 в Государственном реестре средств измерений) и автоматизированное рабочее место персонала (АРМ).

На уровне ИВК обеспечивается:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;

- автоматическое выполнение коррекции времени;

- сбор данных о состоянии средств измерений;

- контроль достоверности результатов измерений;

- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);

- возможность масштабирования долей именованных величин электрической энергии;

- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений в течение 3,5 лет;

- ведение нормативно-справочной информации;

- ведение «Журналов событий»;

- формирование отчетных документов;

- передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в ИА-СУ КУ и другим заинтересованным субъектам ОРЭ;

- безопасность хранения данных и ПО в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 – 2003;

- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;

- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;

- диагностику работы технических средств и ПО;

- разграничение прав доступа к информации;

- измерение интервалов времени и синхронизацию времени от СОЕВ.

Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение накопленной информации происходит при помощи автоматизированного рабочего места (АРМ). Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

АРМ функционирует на IBM PC совместимом компьютере в среде Windows.

АРМ обеспечивает представление в визуальном виде и на бумажном носителе следующей информации:

- отпуск или потребление активной и реактивной мощности, усредненной за 30-минутные интервалы по любой линии или объекту за любые интервалы времени;

- показатели режимов электропотребления;

- максимальные значения мощности по линиям и объектам по всем зонам суток и суткам;
- допустимый и фактический небаланс электрической энергии за любой контролируемый интервал времени.

Первичные фазные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые совместно с первичными напряжениями по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и полной электрической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации представляется как:

- активная и реактивная электрическая энергия как интеграл от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемых для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД).

УСПД по запросу ИВК передает измерительную информацию по каналам связи сотового оператора GSM-стандарта на сервер БД, установленный в ЦСОИ ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Рязаньэнерго», где происходит обработка и хранение результатов измерений.

С сервера БД ЦСОИ филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Рязаньэнерго» информация о результатах измерений активной и реактивной электроэнергии, «журналы событий» в XML-формате по электронной почте поступает на сервер сбора данных, установленный в ЦСОИ ОАО «РЭСК». На сервере БД происходит импорт полученной информации в базу данных и её дальнейшее хранение.

ЦСОИ ОАО «РЭСК» принимает также данные от смежных точек учета с периодичностью раз в сутки через Интернет в формате XML-файла с уровня ИВК от следующих АИИС КУЭ:

- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Метро КЭШ энд КЕРРИ" - Рязань (Номер Государственного реестра 44222-10);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МП "Водоканал города Рязани" (Номер Государственного реестра 41250-09);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ООО "РГМЭК" (по точкам поставки ООО "Антарес-групп") (Номер Государственного реестра 47343-11);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "АК "Транснефть" (Номер Государственного реестра 38424-12);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РГМЭК" (по точкам поставки ООО "Завод ТЕХНО" и ООО "Завод Лоджикруф") (Номер Государственного реестра 50875-12);– АИИС КУЭ НРТЭЦ-02 (Номер Государственного реестра 46397-11);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО "Рязанская теплоснабжающая компания" (Номер Государственного реестра 32427-06);

– Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО "Рязанская нефтеперерабатывающая компания" - АИИС КУЭ РНПК (Номер Государственного реестра 47182-11);

– Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП "РГРЭС" (Номер Государственного реестра 39968-08);

– Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго" на ГТ ТЭЦ г. Касимов (Номер Государственного реестра 47912-11);

– Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Московской ЖД филиала ОАО "РЖД" в границах Рязанской области (Номер Государственного реестра 45854-10)

ИИК, ИВКЭ, ИВК и линии связи между ними образуют измерительные каналы (ИК). Метрологические характеристики и состав первого уровня ИК указан в таблице 2.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя устройства УСВ-1 с приемником сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), подключенных к серверу БД филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Рязаньэнерго» и серверу сбора данных ОАО «РЭСК». Часы УСВ-1 синхронизированы с приемником сигналов точного времени, сличение ежесекундное. УСВ-1 филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Рязаньэнерго» осуществляет коррекцию внутренних часов сервера БД ЦСОИ филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Рязаньэнерго». Коррекция показаний часов УСПД со временем сервера БД ЦСОИ филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Рязаньэнерго» происходит один раз в 30 мин при расхождении со временем сервера более чем на ± 2 с. Коррекция показаний часов счетчика со временем УСПД происходит один раз в сутки при расхождении со временем УСПД более чем на ± 3 с.

Сервер сбора данных ОАО «РЭСК» периодически сравнивает свое системное время со временем УСВ-1, установленного в ЦСОИ ОАО «РЭСК». Сличение показаний часов сервера сбора данных с часами УСВ-1 осуществляется не реже, чем 1 раз в 60 минут.

Ход часов компонентов системы за сутки не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электрической энергии отражают: время (ДД.ЧЧ.ММ) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера БД;

б) защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) "Пирамида 2000", в состав которого входят модули, указанные в таблице 1.

ПО "Пирамида 2000" обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО "Пирамида 2000". Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Таблица 1 Наименование, номер версии, цифровой идентификатор и алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологически значимых частей ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
1	2	3	4	5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав первого уровня ИК и основные метрологические характеристики ИК АИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 Метрологические характеристики и состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование присоединения	Состав первого уровня ИК			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность для нормальных условий, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	7	8	9
1	ВЛ-110 кВ Соломино- Велико- дворье I	ТБМО-110 УХЛ1 100/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 23256-05	НКФ-110-83 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ к.т. 0,5; № Госреестра 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактив- ная	$\pm 0,8$ $\pm 1,6$	$\pm 2,4$ $\pm 3,7$
2	ВЛ-110 кВ Соломино- Велико- дворье II	ТБМО-110 УХЛ1 100/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 23256-05	НКФ-110-83 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ к.т. 0,5; № Госреестра 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактив- ная	$\pm 0,8$ $\pm 1,6$	$\pm 2,4$ $\pm 3,7$
3	ВЛ-110 кВ Кустарев- ка-Теплый Стан	ТБМО-110 УХЛ1 200/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ к.т. 0,2; № Госреестра 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактив- ная	$\pm 0,5$ $\pm 1,3$	$\pm 2,1$ $\pm 3,6$

№ ИК	Наименование присоединения	Состав первого уровня ИК			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность для нормальных условий, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	7	8	9
4	СМВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б-1У1 600/5 к.т. 0,5; № Госреестра 2793-88	НКФ-110-57 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ к.т. 0,5; № Госреестра 1188-58	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,0$	$\pm 5,4$ $\pm 5,4$
5	КРН-10 кВ отп. от ФЗ ПС Свобода	ТЛО-10 20/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-06	НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05 к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 27779-04	активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,3$	$\pm 2,8$ $\pm 4,1$
6	Ремонтная перемишка-110 кВ	ТФЗМ-110Б-1У1 600/5 к.т. 0,5; № Госреестра 2793-88	НКФ-110-57 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ к.т. 0,5; № Госреестра 1188-58	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,0$	$\pm 5,4$ $\pm 5,4$
7	Т2-110 кВ	ТФЗМ-110 УХЛ1 200/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 23256-02	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ к.т. 0,2; № Госреестра 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактивная	$\pm 0,5$ $\pm 1,3$	$\pm 2,1$ $\pm 3,6$
8	ВЛ-110 кВ Белоомут-Есенино	ТВГ-110 300/5 к.т. 0,2; № Госреестра 22440-07	НКФ-110-57 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ к.т. 0,5; № Госреестра 1188-58	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,6$	$\pm 2,4$ $\pm 3,7$
9	ВЛ-35 кВ Клепики-Пышлицы	ТФЗМ-35 200/5 к.т. 0,5; № Госреестра 3689-73	НОМ-35 35000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 187-49	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,0$	$\pm 5,4$ $\pm 5,4$
10	ВЛ-35 кВ Виленки-Серебряные Пруды с отп.	ТОЛ-35 300/5 к.т. 0,5S; № Госреестра 21256-03	НАМИ-35 35000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 19813-00	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,0$	$\pm 5,4$ $\pm 5,4$

№ ИК	Наименование присоединения	Состав первого уровня ИК			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность для нормальных условий, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	7	8	9
11	ВЛ-110 кВ Макеево-Житово	ТБМО-110 УХЛ1 200/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 23256-02	НКФ-110-83 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ к.т. 0,5; № Госреестра 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактив- ная	± 0,8 ± 1,3	± 2,4 ± 2,4
12	Фидер 6 кВ №5	ТВЛМ-10 100/5 к.т. 0,5; № Госреестра 1856-63	НАМИ-10-У2 6000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05 к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 27779-04	активная реактив- ная	± 1,1 ± 1,8	± 5,6 ± 5,6
13	Фидер 6кВ №10	ТВЛМ-10 100/5 к.т. 0,5; № Госреестра 1856-63	НАМИ-10-У2 6000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05 к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 27779-04	активная реактив- ная	± 1,1 ± 1,8	± 5,6 ± 5,6
14	ВЛ-110 кВ Клепики-Мох	ТБМО-110 УХЛ1 200/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 23256-02	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ к.т. 0,2; № Госреестра 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактив- ная	± 0,5 ± 1,3	± 2,1 ± 3,6
15	ВЛ-110 кВ Истодники-Алпатьево	ТБМО-110 УХЛ1 200/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 23256-02	НКФ-110-83 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ к.т. 0,5; № Госреестра 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактив- ная	± 0,8 ± 1,6	± 2,4 ± 3,7
16	ВЛ-110 кВ Рыбное-Алпатьево	ТБМО-110 УХЛ1 200/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 23256-02	НКФ-110-57 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ к.т. 0,5; № Госреестра 1188-58	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактив- ная	± 0,8 ± 1,6	± 2,4 ± 3,7
17	ВЛ-10 кВ №1009	ТВК-10 50/5 к.т. 0,5; № Госреестра 8913-82	НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05 к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 27779-04	активная реактив- ная	± 1,1 ± 1,8	± 5,6 ± 5,6

№ ИК	Наименование присоединения	Состав первого уровня ИК			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность для нормальных условий, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	7	8	9
18	ВЛ-110 кВ Невская-Первомайская	ТБМО-110 УХЛ1 200/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 23256-02	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3/100/√3 к.т. 0,2; № Госреестра 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 2,1 ± 3,6
19	ВЛ-110 кВ Виленки-Гремячее	ТБМО-110 УХЛ1 200/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 23256-02	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3/100/√3 к.т. 0,2; № Госреестра 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактивная	± 0,5 ± 1,3	± 2,1 ± 3,6
20	ВЛ-110 кВ Горлово-Зубово	ТБМО-110 УХЛ1 200/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 23256-02	НКФ-110-83У1 110000/√3/100/√3 к.т. 0,5; № Госреестра 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 27524-04	активная реактивная	± 0,8 ± 1,6	± 2,4 ± 3,7

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности.

2. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,95 – 1,05) Уном; ток (1 – 1,2) Ином, $\cos\phi = 0,8$ инд.;
- температура окружающего воздуха (21 – 25) °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.);
- частота питающей сети переменного тока от 49,8 до 50,2 Гц;
- индукция внешнего магнитного поля не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия:

• параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) Уном; ток (0,05 – 1,2) Ином;

0,5 инд < $\cos\phi$ < 0,8 емк;

• температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 60 °С; счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 60 °С;

• относительная влажность воздуха до 9 при температуре окружающего воздуха 30 °С;

• атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.);

• частота питающей сети переменного тока от 49,6 до 50,4 Гц;

• индукция внешнего магнитного поля от 0 до 0,5 мТл.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания не менее 10 лет;
- устройство сбора и передачи данных – хранение графика средних мощностей за 30 мин. в течении 45 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

6. Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- устройство сбора и передачи данных - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности не более 2 часов.
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на верхнюю часть титульного листа инструкции по эксплуатации и паспорта АИИС КУЭ принтером.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входят изделия, указанные в таблице 3.

Таблица 3 Комплект поставки средства измерений

Наименование изделия	Кол-во шт.	Примечание
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03	16	
Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05	4	
Трансформатор тока ТБМО-110 УХЛ1	33	
Трансформатор тока ТФЗМ-110Б-1У1	6	
Трансформатор тока ТЛО-10	3	
Трансформатор тока ТВГ-110	3	
Трансформатор тока ТФЗМ-35	2	
Трансформатор тока ТОЛ-35	3	
Трансформатор тока ТВЛМ-10	4	
Трансформатор тока ТВК-10	2	
Трансформатор напряжения НКФ-110-83 У1	15	
Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1	15	
Трансформатор напряжения НКФ-110-57	12	
Трансформатор напряжения НАМИ-10	4	
Трансформатор напряжения НОМ-35	3	
Трансформатор напряжения НАМИ-35	1	

УСПД Сикон С1	14	
Сервер БД	2	
Устройство синхронизации времени УСВ-1	2	
GSM-Модем Simens MC35	4	
GSM-Модем 2N Telekomunikace EASY GATE 501000E	1	
Специализированное программное обеспечение «Пирамида 2000»	2	
Методика поверки ЭПС 1127РД-13.МП	1	
Инструкция по эксплуатации ЭПС 1127РД-13.ИЭ	1	
Паспорт ЭПС 1127РД-13.ПС	1	

Поверка

осуществляется по документу ЭПС 1127РД-13.МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «РЭСК» Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» 17.04.2013 г.

Основные средства поверки:

– для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
– для трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05 - по методике поверки в приложении к ИЛГШ.411152.126 РЭ, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;

– для ИИС «Пирамида» - по документу «Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида». Методика поверки» ВЛСТ 150.00.000 И1, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;

– для УСВ-1 – по документу «ВЛСТ 221.00.000МП», утверждённому ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 г.;

– для Сикон С1 по документу ВЛСТ 166.00.000 И1, ВЛСТ 235.00.000 И1, согласованному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;

Радиосервер точного времени РСТВ-01, принимающий сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 40586-12).

Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиосервером РСТВ-01.

Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений описан в методике измерений ЭПС 1127РД-13.МИ, утвержденной и аттестованной в установленном порядке.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

ГОСТ Р 52322-2005 (МЭК 62053-21:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

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.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель:

ООО «Энергопромсервис»

Юридический адрес: 153009 г. Иваново, пр. Строителей, 15

Почтовый адрес: 153009 г. Иваново, пр. Строителей, 15

e-mail: askue37@mail.ru, тел/факс: (4932) 53-09-77

Испытательный центр:

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Марийский ЦСМ»,
424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, 3

тел. 8 (8362) 41-20-18, факс 41-16-94

Аттестат аккредитации № 30118-11 от 08.08.2011.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «__» _____ 2013 г.