

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» февраля 2025 г. № 237

Регистрационный № 94541-25

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОСК-Энерго»

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОСК-Энерго» (далее – АИИС КУЭ) предназначены для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ являются проектно-компонентными изделиями из выпускаемых различными изготовителями технических средств и представляют собой многоуровневые, многофункциональные автоматизированные системы с централизованным управлением и распределенной функцией измерений, которые включают в себя измерительные каналы (далее – ИК), состоящие из компонентов (средств измерений утвержденного типа), приведенных в таблице 2. АИИС КУЭ могут включать в себя все или некоторые компоненты из перечисленных в таблице 2. В АИИС КУЭ может входить несколько компонентов одного типа. Конкретный состав, структура и конфигурация каждого экземпляра АИИС КУЭ определяется технической документацией предприятия-изготовителя под задачи конкретного объекта.

Метрологические и технические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в таблицах 3, 4.

ИК АИИС КУЭ могут включать в себя два уровня (ИИК и ИВК), либо три уровня (ИИК, ИВКЭ и ИВК):

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя один или несколько счетчиков электрической энергии прямого и (или) трансформаторного включения, а также могут включать измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) утвержденных типов со значениями номинального вторичного тока $I_{2ном}=1$ и (или) 5 А, трансформаторы напряжения, преобразователи напряжения (далее – ТН) утвержденных типов со значениями номинального вторичного напряжения $U_{2ном}=100/\sqrt{3}$ и (или) 100 В, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя одно или несколько устройств сбора и передачи данных (далее – УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной

вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, программное обеспечение (далее – ПО).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии (в случае отсутствия ТТ и (или) ТН подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенным непосредственно к первичному источнику). В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с.

Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 1, 3, 5, 15, 30, 60 мин (интервалы времени выбираются для каждого экземпляра АИИС КУЭ в зависимости от применяемых типов счетчиков).

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 1, 3, 5, 15, 30, 60 мин (интервалы времени выбираются для каждого экземпляра АИИС КУЭ в зависимости от применяемых типов счетчиков).

Для ИК, состоящих из трех уровней, значения электрической энергии и электрической мощности (как активной, так и реактивной) вычисляются на уровне ИИК с коэффициентами трансформации ТТ и ТН равными 1, либо с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (если технической документацией предусмотрено их хранение в памяти счетчика). Затем эти значения передаются на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (если технической документацией предусмотрено их хранение в памяти УСПД), хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

Для ИК, состоящих из двух уровней, значения электрической энергии и электрической мощности (как активной, так и реактивной) вычисляются на уровне ИИК с коэффициентами трансформации ТТ и ТН равными 1, либо с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (если технической документацией предусмотрено их хранение в памяти счетчика). Затем эти значения передаются на верхний уровень системы.

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (если технической документацией предусмотрено их хранение в памяти сервера БД), хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление справочных и отчетных документов, отображение информации.

АИИС КУЭ имеют возможность передавать данные в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов с использованием электронной подписи. Передача результатов измерений, состояния средств измерений производится с уровня ИВК настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать в автоматизированном режиме измерительную информацию в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением № 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности от других автоматизированных информационно-измерительных систем утвержденного типа посредством электронной почты.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК).

АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с.

Для ИК, состоящих из трех уровней, коррекция часов УСПД осуществляется от часов сервера БД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени сервера БД более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков производится УСПД. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени УСПД более чем на ± 2 с.

Для ИК, состоящих из двух уровней, коррекция часов счетчиков производится сервером БД. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

Журналы событий сервера БД, УСПД отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств (время до коррекции и время после коррекции) и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0», в состав которого входят метрологически значимые модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2.0» 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 2.0».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0»

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4
BinaryPackControls.dll	Не ниже 8.0	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476	MD5
CheckDataIntegrity.dll		E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7	
ComIECFunctions.dll		BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27	
ComModbusFunctions.dll		AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917	

Окончание таблицы 1

1	2	3	4
ComStdFunctions.dll	Не ниже 8.0	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373	MD5
DateTimeProcessing.dll		D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D	
SafeValuesDataUpdate.dll		B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB	
SimpleVerifyDataStatuses.dll		61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39	
SummaryCheckCRC.dll		EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5	
ValuesDataProcessing.dll		013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645	

ПО «Пирамида 2.0» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Возможный состав ИК и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Компонентный состав ИК АИИС КУЭ

Наименование компонентов	Характеристики
1	2
Измерительные трансформаторы тока	утвержденного типа, зарегистрированные в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, класс точности 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S по ГОСТ 7746
Измерительные трансформаторы напряжения, преобразователи напряжения	утвержденного типа, зарегистрированные в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, класс точности 0,2; 0,5 по ГОСТ 1983
Счетчики электрической энергии	
Тип	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Альфа А1140	33786-20
Альфа А1700	74881-19, 82467-21
Альфа А1800	31857-06, 31857-11, 31857-20
ЕвроАльфа	16666-07
КВАНТ ST 1000-9	71483-18
КВАНТ ST 2000-12	71461-18
Меркурий 230	23345-04, 23345-07, 80590-20
Меркурий 234	48266-11, 75755-19
Меркурий 236	47560-11, 80589-20, 90000-23

Продолжение таблицы 2

1	2
Счетчики электрической энергии	
Тип	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Меркурий 238	64919-16, 75755-19
Милур 307	66824-17, 76140-19, 81365-21
МИР С-03	76142-19
МИРТЕК-1-РУ	53474-13
МИРТЕК-135-РУ	79527-20
МИРТЕК-3-РУ	53511-13
НЕВА МТ 3	64506-16
НЕВА СП1	75447-19
НЕВА СП3	75453-19
НЕВА СТ4	73138-18
ПСЧ-4ТМ.05МД	51593-12, 51593-18
ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11, 50460-12, 64450-16, 50460-18
ПСЧ-4ТМ.05МКТ	75459-19
ПСЧ-4ТМ.05МН	57574-18
ПСЧ-4ТМ.05МНТ	76415-19
ПСЧ-4ТМ.06Т	82640-21
РиМ 384	85575-22
серии РиМ 189	68806-17, 73250-18, 83137-21
СЭБ-1ТМ.02Д	39617-09
СЭБ-1ТМ.03	63534-16
СЭБ-1ТМ.03Т	75679-19
СЭБ-1ТМ.04Т	82236-21
СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М	36697-08, 36697-12, 36697-17
СЭТ-4ТМ.03МТ, СЭТ-4ТМ.02МТ	74679-19
ТЕ3000	77036-19
СЕ 208	55454-13
СЕ 301	34048-08
СЕ 303	33446-08
СЕ 304	31424-07
ЕРQS	25971-06
ESM	66884-17
Устройства сбора и передачи данных	
Тип	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Интеллектуальный контроллер SM160-02М	71337-18
СИКОН С50	65197-16, 84824-22
СИКОН С70	28822-05, 80607-20
РиМ 099.03	67646-17
ЭКОМ-3000	17049-14, 17049-19

Окончание таблицы 2

1	2
Устройства сбора и передачи данных	
Тип	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
ARIS MT200	72363-18
ARIS-28xx	67864-17, 86480-22
RTU-325 и RTU-325L	37288-08
Устройства синхронизации системного времени	
Тип	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
УСВ-2	82570-21
УСВ-3	64242-16, 84823-22
Программное обеспечение	
Пирамида 2.0	—
<p>Примечания:</p> <p>1. Состав конкретного экземпляра АИИС КУЭ (типы и количество входящих СИ, технических устройств и программного обеспечения) указывается в паспорте-формуляре.</p> <p>2. Допускается замена ТТ, ТН на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов, указанных в таблице 2. При этом метрологические характеристики устанавливаемых ТТ, ТН, счетчиков, УСПД, УССВ должны быть не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.</p> <p>3. Допускается замена сервера БД при условии сохранения цифрового идентификатора ПО и технических характеристик, указанных в таблицах 1 и 4.</p> <p>4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, а также внесением изменений в паспорт-формуляр на конкретный экземпляр АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ Р 2.503-2023. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p>	

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Конфигурация ИК (класс точности)			Вид электро- энергии	Границы основной погрешности, (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, (±δ), %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с
ТТ	ТН	Счетчик				
1	2	3	4	5	6	7
Для ТТ по ГОСТ 7746, ТН по ГОСТ 1983 и счетчиков по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52322-2005 в части измерения активной электроэнергии и по ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005, а также в соответствии с техническими условиями на счетчики в части измерения реактивной электроэнергии						
0,2	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,6 1,3	1,5 2,8	±5
0,2S	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,6 1,3	1,4 2,8	±5
0,5	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,9 2,3	2,9 4,8	±5
0,5S	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,9 2,3	2,6 4,4	±5
0,2	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 1,8	1,6 3,0	±5
0,2S	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 1,8	1,6 2,9	±5
0,5	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	1,1 2,6	3,0 4,9	±5
0,5S	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	1,1 2,6	2,7 4,5	±5
0,2	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,4 1,0	1,4 2,8	±5
0,2S	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,4 1,0	1,4 2,7	±5
0,5	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 2,2	2,9 4,8	±5
0,5S	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 2,2	2,6 4,4	±5
0,2	0,2	0,2S/1,0	Активная Реактивная	0,6 1,5	1,5 4,4	±5
0,2S	0,2	0,2S/1,0	Активная Реактивная	0,6 1,5	1,4 4,4	±5
0,5	0,2	0,2S/1,0	Активная Реактивная	0,9 2,5	2,9 5,9	±5
0,5S	0,2	0,2S/1,0	Активная Реактивная	0,9 2,5	2,6 5,6	±5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
0,2	0,5	0,2S/1,0	Активная Реактивная	0,8 2,0	1,6 4,5	±5
0,2S	0,5	0,2S/1,0	Активная Реактивная	0,8 2,0	1,6 4,5	±5
0,5	0,5	0,2S/1,0	Активная Реактивная	1,1 2,8	3,0 6,0	±5
0,5S	0,5	0,2S/1,0	Активная Реактивная	1,1 2,8	2,7 5,7	±5
0,2	нет	0,2S/1,0	Активная Реактивная	0,4 1,3	1,4 4,4	±5
0,2S	нет	0,2S/1,0	Активная Реактивная	0,4 1,3	1,4 4,4	±5
0,5	нет	0,2S/1,0	Активная Реактивная	0,8 2,4	2,9 5,9	±5
0,5S	нет	0,2S/1,0	Активная Реактивная	0,8 2,4	2,6 5,6	±5
0,2	0,2	0,5S/0,5	Активная Реактивная	0,8 1,3	2,3 2,8	±5
0,2S	0,2	0,5S/0,5	Активная Реактивная	0,8 1,3	2,4 2,8	±5
0,5	0,2	0,5S/0,5	Активная Реактивная	1,0 2,3	3,4 4,8	±5
0,5S	0,2	0,5S/0,5	Активная Реактивная	1,0 2,3	3,2 4,4	±5
0,2	0,5	0,5S/0,5	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,4 3,0	±5
0,2S	0,5	0,5S/0,5	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,5 2,9	±5
0,5	0,5	0,5S/0,5	Активная Реактивная	1,2 2,6	3,5 4,9	±5
0,5S	0,5	0,5S/0,5	Активная Реактивная	1,2 2,6	3,3 4,5	±5
0,2	нет	0,5S/0,5	Активная Реактивная	0,7 1,0	2,3 2,8	±5
0,2S	нет	0,5S/0,5	Активная Реактивная	0,7 1,0	2,4 2,7	±5
0,5	нет	0,5S/0,5	Активная Реактивная	1,0 2,2	3,4 4,8	±5
0,5S	нет	0,5S/0,5	Активная Реактивная	1,0 2,2	3,2 4,4	±5
0,2	0,2	0,5S/1,0	Активная Реактивная	0,8 1,5	2,3 4,4	±5
0,2S	0,2	0,5S/1,0	Активная Реактивная	0,8 1,5	2,4 4,4	±5
0,5	0,2	0,5S/1,0	Активная Реактивная	1,0 2,5	3,4 5,9	±5
0,5S	0,2	0,5S/1,0	Активная Реактивная	1,0 2,5	3,2 5,6	±5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
0,2	0,5	0,5S/1,0	Активная Реактивная	1,0 2,0	2,4 4,5	±5
0,2S	0,5	0,5S/1,0	Активная Реактивная	1,0 2,0	2,5 4,5	±5
0,5	0,5	0,5S/1,0	Активная Реактивная	1,2 2,8	3,5 6,0	±5
0,5S	0,5	0,5S/1,0	Активная Реактивная	1,2 2,8	3,3 5,7	±5
0,2	нет	0,5S/1,0	Активная Реактивная	0,7 1,3	2,3 4,4	±5
0,2S	нет	0,5S/1,0	Активная Реактивная	0,7 1,3	2,4 4,4	±5
0,5	нет	0,5S/1,0	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,4 5,9	±5
0,5S	нет	0,5S/1,0	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,2 5,6	±5
нет	нет	0,5S/1,0	Активная Реактивная	0,6 1,0	2,0 4,1	±5
нет	нет	1,0/1,0	Активная Реактивная	1,0 1,0	3,7 4,1	±5
нет	нет	1,0/2,0	Активная Реактивная	1,0 2,0	3,7 7,4	±5
нет	нет	1,0	Активная	1,0	3,7	±5
Для ТТ по ГОСТ 7746, ТН по ГОСТ 1983 и счетчиков по ГОСТ 30206-94, ГОСТ 30207-94 в части измерения активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 в части измерения реактивной электроэнергии						
0,2	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,6 1,2	1,5 2,5	±5
0,2S	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,6 1,2	1,4 3,4	±5
0,5	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,9 2,3	2,9 4,6	±5
0,5S	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,9 2,3	2,6 4,8	±5
0,2	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 1,7	1,6 2,7	±5
0,2S	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 1,7	1,6 3,5	±5
0,5	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	1,1 2,6	3,0 4,7	±5
0,5S	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	1,1 2,6	2,7 4,9	±5
0,2	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,4 0,9	1,4 2,5	±5
0,2S	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,4 0,9	1,4 3,4	±5

Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
0,5	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 2,2	2,9 4,6	±5
0,5S	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 2,2	2,6 4,8	±5
0,2	0,2	0,5S/1,0	Активная Реактивная	0,8 1,5	2,3 4,1	±5
0,2S	0,2	0,5S/1,0	Активная Реактивная	0,8 1,5	2,4 6,3	±5
0,5	0,2	0,5S/1,0	Активная Реактивная	1,0 2,5	3,4 5,7	±5
0,5S	0,2	0,5S/1,0	Активная Реактивная	1,0 2,5	3,2 7,2	±5
0,2	0,5	0,5S/1,0	Активная Реактивная	1,0 2,0	2,4 4,2	±5
0,2S	0,5	0,5S/1,0	Активная Реактивная	1,0 2,0	2,5 6,4	±5
0,5	0,5	0,5S/1,0	Активная Реактивная	1,2 2,8	3,5 5,8	±5
0,5S	0,5	0,5S/1,0	Активная Реактивная	1,2 2,8	3,3 7,3	±5
0,2	нет	0,5S/1,0	Активная Реактивная	0,7 1,3	2,3 4,1	±5
0,2S	нет	0,5S/1,0	Активная Реактивная	0,7 1,3	2,4 6,3	±5
0,5	нет	0,5S/1,0	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,4 5,7	±5
0,5S	нет	0,5S/1,0	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,2 7,2	±5
нет	нет	0,5S/1,0	Активная Реактивная	0,6 1,0	2,0 3,8	±5
нет	нет	1,0/2,0	Активная Реактивная	1,0 2,0	3,7 7,6	±5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности для интервалов времени 1, 3, 5, 15, 30, 60 мин.

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

3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8_{\text{инд}}$, $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -10°C до $+50^\circ\text{C}$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> – параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °С 	<p>99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды в месте расположения: <ul style="list-style-type: none"> - ТТ и ТН, °С - счетчиков, °С - УСПД, °С - УССВ, °С - сервера БД, °С 	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от 49,5 до 50,5</p> <p>от –45 до +40 от –10 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30 от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УССВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>35000 72 35000 24 35000 24 70000 1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> – профиль нагрузки в двух направлениях за интервал 1, 3, 5, 15, 30, 60 мин, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее – сохранение информации при отключении питания, год, не менее <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее 	<p>1,5; 4,5; 7,5; 22,5; 45; 90 5 45 10 3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера БД и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;
- журнал УСПД:
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН);
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - перезапусков ИВКЭ;
 - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - результатов самодиагностики;
 - отключения питания;
- журнал сервера БД:
 - изменения значений результатов измерений;
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН);
 - параметрирования;
 - факт и величина коррекции времени;
 - пропадания питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровня ИВКЭ журналы событий ИВКЭ и ИИК.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - УСПД;
 - сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках (функция автоматизирована);
 - УСПД (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
- о состоянии средств измерений;
 - о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
- измерений 1, 3, 5, 15, 30, 60 мин (функция автоматизирована);
 - сбора 1, 3, 5, 15, 30, 60 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспортов-формуляров на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОСК-Энерго»	–	1*
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	1
Паспорт-формуляр	ОСК.411711.АИИС.ХХХ** ПФ	1
Примечание: * Комплектация АИИС КУЭ указывается в паспорте-формуляре конкретного экземпляра АИИС КУЭ ** ХХХ – серийный номер АИИС КУЭ		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием систем автоматизированных информационно-измерительных коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОСК-Энерго», аттестованном ООО «Спецэнергопроект» г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261–94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ Р 8.596–2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;

ОСК.411711.АИИС.ТУ «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОСК-Энерго». Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ОСК-Энерго» (ООО «ОСК-Энерго»)
ИНН 5263057670
Юридический адрес: 191119, г. Санкт-Петербург, наб. Обводного канала, д. 93,
стр. А, лит. А, помещ. 5Н, оф. 54

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир,
ул. Аграрная, д. 14А

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир,
ул. Аграрная, д. 14А
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

