

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» апреля 2022 г. № 968

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, не влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-420 ГРЭС-24 филиала ПАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС	-	08	72219-18	-	-	МП РЦСМ-500-2018	-	Филиал публичного акционерного общества «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС (Филиал ПАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС), Рязанская область, г. Новомичуринск	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ООО «ПКМ-Агро»	-	02-2018	72509-18	-	-	МП 72509-18	-	Акционерное Общество «Первая сбытовая компания» (АО «Первая сбытовая компания»), г. Белгород	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва

3.	Счетчики холодной и горячей воды крыльчатые	WFK2; WFW2	-	54418-13	-	-	МП 208-037-2020, МИ 1592-2015	-	Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «ИТЭЛМА Билдинг Системс» (ООО «НПП «ИБС»)), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
4.	Счётчики-расходомеры кориолисовые	KTM PyMACC	-	83825-21	Общество с ограниченной ответственностью «НПП КуйбышевТелеком-Метрология» (ООО «НПП КуйбышевТелеком-Метрология»)), пгт Волжский, Самарская обл	-	МП 208-025-2021	-	Общество с ограниченной ответственностью «НПП КуйбышевТелеком-Метрология» (ООО «НПП КуйбышевТелеком-Метрология»)), пгт Волжский, Самарская обл.	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС»	-	001	72147-18	-	-	МП 8-2018	-	Публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро» (ПАО «РусГидро»), г. Красноярск	АО ГК «Системы и Технологии», г. Владимир

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» апреля 2022 г. № 968

Регистрационный № 54418-13

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики холодной и горячей воды крыльчатые WFK2; WFW2

Назначение средства измерений

Счетчики холодной и горячей воды крыльчатые WFK2; WFW2 (далее счетчики), предназначены для измерений объема холодной питьевой воды по СанПиН 2.1.4.1074-01 и воды в тепловых сетях по СанПиН 2.1.4.2496-09 систем теплоснабжения протекающей по трубопроводу в жилых домах, других промышленных зданиях при учетных операциях, а также в составе систем автоматизированного сбора, контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭР).

Описание средства измерений

Счетчик воды состоит из корпуса с камерой, в которую установлена крыльчатка с магнитом и счетного механизма.

Счетный механизм установлен на корпус и крепится к нему прозрачной защитной крышкой. Индикаторное устройство – 8 разрядов последовательных цифр, девятый разряд стрелочный.

Вращение крыльчатки через магнитную муфту передается на счетный механизм. Счетный механизм, имеющий масштабирующий механический редуктор, обеспечивает перевод числа оборотов крыльчатки в объем измеренной воды.

В счетчиках с удаленным считыванием сигнала на одном из колес редуктора установлен магнит, прохождение которого над герконом обеспечивает его замыкание.

При замыкании контактов геркона в цепи протекает ток, фиксируемый внешним счетчиком импульсов.

Электрическая цепь удаленного считывания сигнала выполнена в двух вариантах: первый – геркон включен в параллельно-последовательный резистивный делитель (цепь Намур), второй – чистые контакты геркона (цепь Геркон).

Для обеспечения работы счетчиков в составе систем беспроводного автоматизированного сбора, контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭР) в счетчиках вместо обычной стрелки долей использована стрелка долей в форме полукруга. Для оптического распознавания вращения стрелка долей изготовлена из оптически контрастного пластика, для магнитоиндукционного метода распознавания вращения стрелка долей изготовлена с металлическими вставками.

На счетчики со стрелкой изготовленной с металлическими вставками, может устанавливаться электронный модуль в крышке-накладке, который обеспечивает распознавание направления вращения стрелки, подсчет числа оборотов за установленный период времени и передачу данных в систему АСКУЭР по проводным каналам: M-Bus, RS485 или по беспроводным каналам связи: радио 868,95 МГц, LoRaWAN, Nb-IOT и т.д. Внешний вид этих счетчиков изображен на рисунке 3.

Счетчики могут выпускаться с изображением на маркировочной пластине товарных знаков САНТЕХСЕТЬ, Danfoss (исполнение для горячей воды имеет обозначение Danfoss WMTW, исполнение для холодной воды имеет обозначение Danfoss WMTK) и GIBAX. Внешний вид этих счетчиков изображен на рисунке 4 и 6.

Счетчики могут выпускаться в пластиковом корпусе, габаритные и присоединительные размеры которых полностью идентичны корпусу из латуни. Внешний вид этих счетчиков изображен на рисунке 5.

Счетчики соответствуют техническим требованиям ГОСТ Р 50193.1-92 при воздействии внешних магнитных полей, создаваемых подковообразным магнитом по МИ 2985-2006.

Счетчики выпускаются в следующих модификациях:

- 1) WFK20.xxxx, WFW20.xxxx - счетчики без удаленного считывания сигнала, степень защиты IP54 ГОСТ 14254-2015;
- 2) WFK23.xxxx, WFW23.xxxx - счетчики удаленного считывания сигнала Намур, степень защиты IP54;
- 3) WFK24.xxxx, WFW24.xxxx - счетчики удаленного считывания сигнала Геркон, степень защиты IP54.
- 4) WFK20.xxxx. IP68, WFW20.xxxxIP68, WFK23.xxxx.IP68, WFW23.xxxx. IP68, WFK24.xxxx. IP68, WFW24.xxxx. IP68 - счетчики водозащищенные, степень защиты IP68.
- 5) WFK25.xxxx. WFW25.xxxx. - счетчики с установленным электронным модулем для дистанционной передачи данных.
- 6) WFK26.xxxx., WFW26.xxxx. - счетчики с подготовкой для оптического или магнитоиндуктивного способа считывания со стрелки долей, без электронного модуля
- 7) WFK27.xxxx., WFW27.xxxx. - счетчики с подготовкой для оптического или магнитоиндуктивного способа считывания со стрелки долей без крышки и электронного модуля

Запись обозначения исполнения счетчика образуется на основании условных обозначений:

WFX 2X.X XXX X X XX. IPXX, XXXX

OEM товарный знак на шильде при его наличии:
Danfoss: WMTK хол. вода, WMTW гор. вода
САНТЕХСЕТЬ: ST. GIBAX: GB
степень защиты IP по ГОСТ 14254-2015,
68 - водозащищенный; 54 – обычное исполнение.
исполнения удаленного считывания:
Проводной интерфейс Намур или Геркон:
01 – 1 имп/литр; 10 – 1 импульс на 10 литров;
Беспроводной интерфейс: LW – модуль LoraWAN;
NB – Модуль NB-IoT;
материал корпуса расходомерной камеры:
Р – полимерный, L - латунный
исполнение стрелки долей под считывание:
1 – короткий для оптики 2 – длинный для оптики; 3 -
короткий с магнитом; 4 – высокий с магнитом
Установочная длина в мм:
080 - 80мм; 110 - 110мм; 130 - 130 мм
Условный диаметр
D – 15 мм; E - 20 мм
модификация:
20- без удаленного считывания;
23- с удаленным считыванием (Намур),
24- с удаленным считыванием (Геркон),
25 – с модулем передачи данных (LoraWAN; NB-IoT)
26 –для оптического или магнитоиндуктивного счи-
тывания и крышкой для электронного модуля;
27 –для оптического или магнитоиндуктивного спо-
соба считывания без крышки в комплекте;
тип счетчика:
WF- счетчик крыльчатый, К - для измерения холод-
ной воды; W - для измерения горячей воды.

Внешний вид и места пломбирования счетчиков приведены на рисунках 1-5:



Рисунок 1 Внешний вид и места пломбирования счетчиков

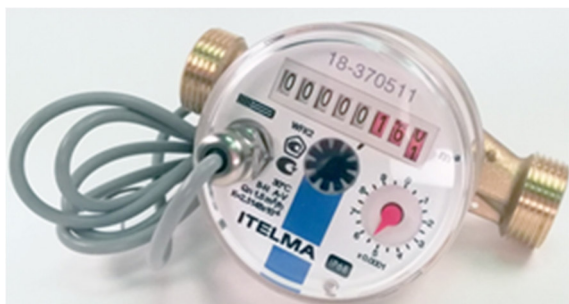


Рисунок 2. Внешний вид счетчиков с защитой IP68



Рисунок 3 Внешний вид счетчиков с модулем электронного считывания.

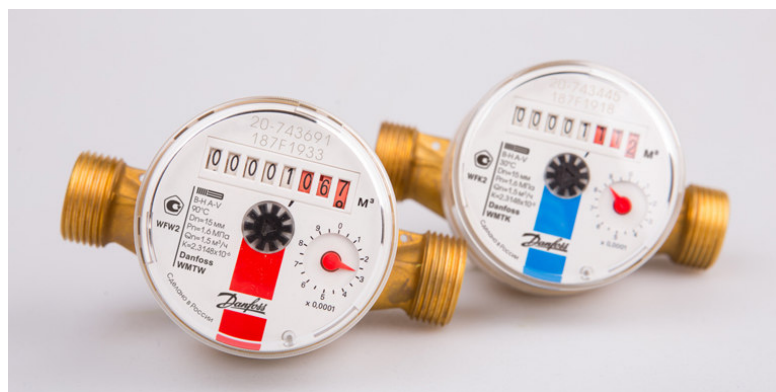


Рисунок 4 Внешний вид счетчиков с изображением товарных знаков Danfoss и САНТЕХСЕТЬ.



Рисунок 5 Внешний вид счетчиков в пластиковом корпусе



Рисунок 6 Внешний вид счетчиков с изображением товарного знака GIBAX.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Обозначение счетчика	WFK2x.D080/110 WFW2x.D080/110		WFK2x.E130 WFW2x.E130	
	Значение			
Наименование	Значение			
Метрологический класс по ГОСТ Р 50193.1-92	B	A	B	A
Диаметр условного прохода D _y , мм	15		20	
Максимальный расход, q _{max} , м ³ /ч	3,0	3,0	5,0	5,0
Номинальный расход, q _n м ³ /ч	1,5	1,5	2,5	2,5
Переходный расход, q _t м ³ /ч	0,12	0,15	0,20	0,25
Минимальный расход q _{min} , м ³ /ч	0,03	0,06	0,05	0,10
Порог чувствительности, м ³ /ч, не более	0,015	0,03	0,025	0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности счетчиков, %: в диапазоне расходов от q _{min} до q _t в диапазоне расходов от q _t до q _{max}	± 5 ± 2			
Устойчивость к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха по ГОСТ Р 52931-2008	класс B4			
Устойчивость и прочность к воздействию синусоидальных вибраций по ГОСТ Р 52931-2008	класс L2			

По метрологическим характеристикам счетчики относятся к классу В при горизонтальной установке, к классу А при вертикальной установке по ГОСТ Р 50193.1-92.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Температура рабочей среды, °С для счетчиков холодной воды для счетчиков горячей воды	от +5 до +40 от +5 до +90	
Температура окружающего воздуха при относительной влажности 80 %, °С	от +5 до +60	
Номинальное рабочее давление, МПа	не более 1,6	
Потеря давления на максимальном расходе, МПа	не более 0,1	
Емкость счетного механизма, м ³	99999	
Минимальная цена деления счетного механизма, м ³	0,00005	
Потребляемый ток устройства считывания, мА	не более 100	
Присоединительные размеры, длина мм, резьба трубная, “	80 / 110; 3/4”	130; 1”
Масса счетчика, не более, кг	0,5 / 0,6	0,7
Средний срок службы, не менее, лет	12	

Знак утверждения типа

наносится на шкалу счетного механизма методом тампопечати и на эксплуатационную документацию типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик	-	1
Защитный колпачок	-	2
Прокладка	-	2
Пломбировочная проволока	-	1
Паспорт	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе паспорта «4. Устройство и принцип действия»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 50193.1-92 «Измерение расхода воды в закрытых каналах. Счетчики холодной питьевой воды. Технические требования»

ГОСТ Р 50193.3-92 «Измерение расхода воды в закрытых каналах. Счетчики холодной питьевой воды. Методы и средства испытаний»

ГОСТ Р 50601-93 «Счетчики питьевой воды крыльчатые. Общие технические условия»

МИ 2985-2006 «Счетчики холодной и горячей воды. Типовая методика испытаний на воздействие внешних магнитных полей»

ТУ 4213-001-817331698-2013 «Счетчики холодной и горячей воды крыльчатые WFK2; WFW2 Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно- производственное предприятие «ИТЭЛМА Билдинг Системс» (ООО «НПП «ИБС»)

ИНН 7724869373

Адрес: 115230, г. Москва, 1-й Нагатинский проезд, д. 10, стр. 1, офис 1808, этаж 18

Телефон/факс: (495) 933-38-97 / (495) 933-38-96

E-mail: info@i-bs.ru

Сайт: www.i-bs.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

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

Тел./факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» апреля 2022 г. № 968

Регистрационный № 72509-18

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ООО «ПКМ-Агро»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ООО «ПКМ-Агро» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потреблённой за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «ПКМ-Агро», сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приёма-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), АРМы и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. 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, реактивной 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 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает в сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, ТН, и выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Часы счетчиков синхронизируются от сервера БД при расхождении с часами сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий коррективке.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» 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 «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.10.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1		3	4	5	6	7	8	9
1	РП-10 кВ «Техсапфир», 1 сш., яч.3, КЛ 10кВ №3	ТОЛ-10-І-2 КТ _{ТТ} =0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 15128-07	НАМИТ-10-2 КТ _{ТН} =0,5 К _{ТН} =10000/100 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05М КТсч=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. № 36355-07	УСВ-2 Рег. № 41681-09	активная реактивная	±1,24 ±1,25	±1,74 ±1,86
2	РП-10 кВ «Техсапфир», 2 сш., яч.14, КЛ 10кВ №14	ТОЛ-10-І-2 КТ _{ТТ} =0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 15128-07	НАМИТ-10-2 КТ _{ТН} =0,5 К _{ТН} =10000/100 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05М КТсч=0,5S/1,0 Ксч=1 Рег. № 36355-07	УСВ-2 Рег. № 41681-09	активная реактивная	±1,24 ±1,25	±1,74 ±1,86
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с								±5

¹ Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- 4 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденные типов.
- 5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
Начальные условия: параметры сети: - напряжение % от $U_{ном}$ - ток % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение % от $U_{ном}$ - ток % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, ° - температура окружающей среды в месте расположения счётчиков, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 0,5 _{инд} до 0,8 _{ёмк} от -20 до +35 от +10 до +30
Надёжность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счётчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 50000 1
Глубина хранения информации: Счётчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации средств измерений, лет, не менее	113,7 40 3,5

Надёжность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование;
- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;
- сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
- счетчика;
- сервера.
- Возможность коррекции времени в:
- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
- о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	2
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-10-I-2	6
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	ПСК.2018.02.АСКУЭ.31-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ПКМ-Агро», аттестованном Федеральным бюджетным учреждением «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Воронежской области, аттестат об аккредитации № 01.00272-2008 от 30.12.2008 г.

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

Изготовитель

Акционерное Общество «Первая сбытовая компания»
(АО «Первая сбытовая компания»)
ИНН 3123200083
Адрес: 308000, г. Белгород, ул. Князя Трубецкого, д. 37
Телефон: +7 (472) 233-47-18
Факс: +7 (472) 233-47-28

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Воронежской области»
(ФБУ «Воронежский ЦСМ»)
Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, 2.
Телефон (факс): +7 (473) 220-77-29
Аттестат аккредитации ФБУ «Воронежский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311949 от 03.11.2016 г.

В части внесения изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» апреля 2022 г. № 968

Регистрационный № 72147-18

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 5.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, сервер синхронизации времени ССВ-1Г, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

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 счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, на котором, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных 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 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 с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера АИИС КУЭ настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВК).

Синхронизация часов ИИК и ИВК с единым координированным временем обеспечивается сервером синхронизации времени ССВ-1Г, непрерывно сравнивающим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC по сигналам ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени сервера синхронизации времени ССВ-1Г, осуществляется периодически 1 раз в 1 час. Синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени сервера синхронизации времени ССВ-1Г производится при наличии расхождения ± 1 с и более.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ, осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ ± 1 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электрической энергии, сервера АИИС КУЭ отражаются в журналах событий. Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчиков, и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000», метрологически значимая часть которого указана в таблице 1. В ПО «Пирамида 2000» реализована защита измерительной информации с помощью паролей и разграничения прав доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое средствами ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: CalcClients.dll CalcLeakage.dll CalcLosses.dll Metrology.dll ParseBin.dll ParseIEC.dll ParseModbus.dll ParsePiramida.dll SynchroNSI.dll VerifyTime.dll	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электрической энергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 5.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала				Вид электрической энергии и мощности
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	
1	2	3	4	5	6	7
1	Зейская ГЭС, Г 1 (15,75 кВт)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	EPR20Z 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71083-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ: ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Сервер: HP Proliant DL360e Gen10	активная
2	Зейская ГЭС, Г 2 (15,75 кВт)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	EPR20Z 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71083-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная
3	Зейская ГЭС, Г 3 (15,75 кВт)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	EPR20Z 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71083-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная
4	Зейская ГЭС, Г 4 (15,75 кВт)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	TJC 6-G 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71106-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная
5	Зейская ГЭС, Г 5 (15,75 кВт)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	TJC 6-G 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71106-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная
6	Зейская ГЭС, Г 6 (15,75 кВт)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	TJC 6-G 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71106-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	Зейская ГЭС, ОРУ-500 кВ, яч.1, ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС-Амурская № 1	IOSK 550 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 26510-09	CPB 550 500000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ: ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Сервер: НР Proliant DL360e Gen10	активная реактивная
8	Зейская ГЭС, ОРУ-500 кВ, яч.3, ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС-Амурская № 2	IOSK 550 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 26510-09	TEMP 550 500000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 25474-03	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
9	Зейская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 2 СШ 220 кВ, яч. 10, ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	IOSK 245 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 26510-09	TEMP 245 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 25474-03	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
10	Зейская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 1 СШ 220 кВ, яч. 11, ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	IOSK 245 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 26510-09	TEMP 245 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 25474-03	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
11	Зейская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 1 СШ 220 кВ, яч. 6, ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Магдагачи	IOSK 245 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 26510-09	TEMP 245 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 25474-03	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
12	Зейская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 2 СШ 220 кВ, яч. 5, ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Призейская	IOSK 245 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 26510-09	TEMP 245 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 25474-03	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
13	Зейская ГЭС, ОРУ-220 кВ, яч.9, ОВ-1	IOSK 245 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 26510-09	CPB 245 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71084-18	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 6 (ТТ 0,2; ТН 0,2; счетчик 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,0	1,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	0,9	1,2	2,0	1,1	1,4	2,1
7 – 14 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; счетчик 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,0	1,3
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,0	1,3	2,0	1,2	1,5	2,1
15; 16 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; счетчик 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	0,8	1,0	1,6	1,0	1,2	1,7
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,1	1,5	2,3	1,3	1,6	2,4
17 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; счетчик 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,8	2,9	5,4	1,9	3,0	5,5
18 (ТТ 0,5S; счетчик 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,6	1,0	1,8	0,8	1,2	1,9
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,6	1,0	1,8	0,8	1,2	1,9
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	0,9	1,4	2,6	1,0	1,5	2,7
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,8	5,3

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 10 до плюс 35 °С.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 6 (ТТ 0,2; ТН 0,2; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,0	0,8	1,7	1,6
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,1	0,9	1,8	1,7
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,7	1,3	2,2	1,9
7 – 14 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,0	0,8	1,7	1,6
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,0	0,8	1,7	1,6
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,1	0,9	1,8	1,7
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	2,0	1,5	2,4	2,1
15; 16 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,3	1,0	1,9	1,7
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,3	1,0	1,9	1,7
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,4	1,1	2,0	1,8
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	2,1	1,6	2,6	2,2
17 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,9	1,2	2,3	1,9
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,9	1,2	2,3	1,9
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	2,4	1,5	2,8	2,1
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	4,4	2,7	4,7	3,0
18 (ТТ 0,5S; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,5	1,0	2,1	1,7
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,5	1,0	2,1	1,7
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	2,2	1,3	2,6	1,9
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	4,3	2,6	4,5	2,9
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 10 до плюс 35 °С.					

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	18
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -25 до +40 от -40 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 100000 1 22000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- факты 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 ИВК:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов ТТ и ТН;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения).

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки (испытательного блока);
 - сервера (серверных шкафов);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Рег. №	Количество, экз.
Трансформатор тока	ТШЛ20Б-1	4016-74	18
Трансформатор тока	IOSK 123/245/362/550	26510-09	24
Трансформатор тока	ТОЛ 35	21256-03	6
Трансформатор тока	ТПОЛ	47958-16	3
Трансформатор тока	ТШП	64182-16	3
Трансформатор напряжения	EPR20Z	71083-18	9
Трансформатор напряжения	TJC 6-G	71106-18	9
Трансформатор напряжения	CPB 72-800	47844-11	6
Трансформатор напряжения	TEMP 123/245/362/550	25474-03	18
Трансформатор напряжения	CPB 245	71084-18	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	19813-05	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	19813-00	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-17	18
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	58301-14	1
Сервер	HP Proliant DL360e Gen10	—	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Методика поверки	МП 8-2018	-	1
Формуляр	ВЛСТ 1150.00.000 ФО	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии филиала ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС» (АИИС КУЭ филиала ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС»), аттестованной АО ГК «Системы и Технологии», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312308.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС»

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.

Изготовитель

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»
(АО ГК «Системы и Технологии»)

Место нахождения: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Адрес юридического лица: 600014, Владимирская область, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещение 27

ИНН: 3327304235

Испытательный центр

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»

(АО ГК «Системы и Технологии»)

Место нахождения: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Адрес юридического лица: 600014, Владимирская область, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещение 27

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312308

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» апреля 2022 г. № 968

Регистрационный № 72219-18

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-420 ГРЭС-24 филиала ПАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-420 ГРЭС-24 филиала ПАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени технологическими объектами филиала ПАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

Измерительные каналы состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

второй уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе СИКОН С70;

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД), устройство синхронизации системного времени (УСВ-1), АРМы и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Первичные 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 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. Измерительная информация на выходе счетчиков без учета коэффициентов трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, её накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации на подключенных к УСПД автоматических рабочих местах.

На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, её формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Доступ к информации, хранящейся в базе данных серверов, осуществляется с АРМ операторов АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УСВ-1 на основе GPS-приемника точного времени, часы УСПД, сервера БД и счетчиков. Время сервера БД ИВК синхронизировано с временем приёмника сличение ежесекундное. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов приемника и сервера БД на $\pm 0,1$ мс. Сервер БД осуществляет синхронизацию времени УСПД, а УСПД, в свою очередь, счетчиков. Сличение времени часов УСПД с временем часов сервера БД осуществляется каждые 60 минут, корректировка времени сервера выполняется при достижении расхождения со временем часов УСПД и сервера БД ± 2 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов сервера БД ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	1ТГ ГРЭС-24 на Выводах	ТШ-20 Кл.т. 0,2 12000/5 Зав № 343 Зав № 156 Зав № 283 Рег. № 8771-82	ЗНОЛ-06-20У3 Кл.т. 0,5 20000√3/100√3 Зав № 5709 Зав № 5722 Зав № 4670 Рег. № 3344-72	СЭТ 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав № 0109056135 Рег. № 27524-04	СИКОН С70, Зав № 04316, Рег. № 28822-05 УСВ-1, Зав № 1429, Рег. № 28716-05 НР DL380eR05 E5405 1G ИВК «ИКМ-Пирамида», Рег. № 29484-05
2	Раб. ввод 11ТА	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав № 2910 Зав № 2963 Зав № 2920 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ-0.6-6У3 Кл.т. 0,5 6000√3/100√3 Зав № 3876 Зав № 2362 Зав № 3489 Рег. № 3344-72	СЭТ 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав № 0109056022 Рег. № 27524-04	
3	Раб. ввод 11ТБ	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав № 2059 Зав № 2090 Зав № 2836 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ-0.6-6У3 Кл.т. 0,5 6000√3/100√3 Зав № 4126 Зав № 3843 Зав № 3869 Рег. № 3344-72	СЭТ 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав № 0109056120 Рег. № 27524-04	
4	Раб. ввод 12ТА	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав № 1863 Зав № 188 Зав № 2098 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ-0.6-6У3 Кл.т. 0,5 6300√3/100√3 Зав № 7931 Зав № 7828 Зав № 7000 Рег. № 3344-72	СЭТ 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав № 0109054017 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	Раб. ввод 12ТБ	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав № 2519 Зав № 2961 Зав № 2935 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ-0.6-6УЗ Кл.т. 0,5 6300√3/100√3 Зав № 9694 Зав № 8759 Зав № 6994 Рег. № 3344-72	СЭТ 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав № 0109056105 Рег. № 27524-04	СИКОН С70, Зав № 04316, Рег. № 28822-05 УСВ-1, Зав № 1429, Рег. № 28716-05 НР DL380eR05 E5405 1G ИВК «ИКМ-Пирамида», Рег. № 29484-05
6	Раб. ввод 4ТР-А	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав № 1884 Зав № 1853 Зав № 2051 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ-0.6-6УЗ Кл.т. 0,5 6300√3/100√3 Зав № 6997 Зав № 7653 Зав № 7235 Рег. № 3344-72	СЭТ 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав № 0108078357 Рег. № 27524-04	
7	Раб. ввод 4ТР-Б	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав № 2962 Зав № 1870 Зав № 2907 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ-0.6-6УЗ Кл.т. 0,5 6300√3/100√3 Зав № 7928 Зав № 7656 Зав № 7929 Рег. № 3344-72	СЭТ 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав № 0109056001 Рег. № 27524-04	
8	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – ГРЭС-24, оп. № 10	SAS 550 Кл.т. 0,2S 800/1 Зав № 088 165 Зав № 088 166 Зав № 088 167 Рег. № 25121-07	НАМИ-500УХЛ1 Кл.т. 0,2 500000√3/100√3 Зав № 21 Зав № 20 Зав № 18 Рег. № 28008-04	СЭТ 4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав № 0807090613 Рег. № 36697-08	
9	ГТУ-110 сторона 500 кВ	JR 0,5 Кл.т. 0,2S 250/1 Зав № 5524 Зав № 5525 Зав № 5526 Рег. № 34956-07	НАМИ-500УХЛ1 Кл.т. 0,2 500000√3/100√3 Зав № 21 Зав № 20 Зав № 18 Рег. № 28008-04	СЭТ 4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав № 0807090544 Рег. № 36697-08	СИКОН С70, Зав № 04986, Рег. № 28822-05 УСВ-1, Зав № 1429, Рег. № 28716-05 НР DL380eR05 E5405 1G ИВК «ИКМ-Пирамида», Рег. № 29484-05
10	ГРЭС-24, ТГ-2 (10 кВ)	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2S 10000/5 Зав № 140 Зав № 153 Зав № 139 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ-0.6-10УЗ Кл.т. 0,2 10500√3 100√3 Зав № 478 Зав № 479 Зав № 487 Рег. № 3344-08	СЭТ 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав № 0812090380 Рег. № 36697-08	

1	2	3	4	5	6
Примечания: 1 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов. 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1	Активная	0,9	1,6
	Реактивная	1,5	2,5
2, 3, 4, 5, 6, 7	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,3	4,6
8, 9, 10	Активная	0,6	1,5
	Реактивная	1,1	2,5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	10
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 1 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков и УСПД, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 0,5_{инд} до 0,8_{смк} от -45 до +40 от +10 до +30

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервера: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 70000 2 6000 1
Глубина хранения информации: Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребления за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 10 100 10 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	± 5

Надежность системных решений:

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

в журнале событий счетчика:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекции времени в счетчике.

журнал УСПД:

параметрирования;

пропадания напряжения;

Защищенность применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

электросчетчика;

испытательной коробки;

УСПД;

сервера БД.

Защита информации на программном уровне:

результатов измерений (при передаче, возможность использование цифровой подписи);

установка пароля на счетчик;

установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа наносится

на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Измерительный Трансформаторы тока	ТШ-20	3
Измерительный Трансформаторы тока	ТЛШ-10	18
Измерительный Трансформаторы тока	SAS 550	3
Измерительный Трансформаторы тока	JR 0,5	3
Измерительный Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1	3
Измерительный Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-06-20УЗ	1
Измерительный Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-06-10УЗ	1
Измерительный Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-06-6УЗ	6
Измерительный Трансформаторы напряжения	НАМИ-500УХЛ1	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.16	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	7
УСПД	СИКОН С70	2
УССВ	УСВ-1	2
Сервер	ИВК «ИКМ-Пирамида»	2
ПО	«Пирамида 2000»	1
Инструкция по эксплуатации	00103094.425500.008.ИЭ.01	1
Паспорт-формуляр	00103094.425500.008.ФО	1
Методика поверки	МП РЦСМ-500-2018	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе.

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

Изготовитель

Филиал публичного акционерного общества «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС

(Филиал ПАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС)

ИНН 2607018122

Адрес: 391160, Рязанская область, г. Новомичуринск, ул. Промышленная, 1

Телефон: (49141) 4-18-21

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации метрологии и испытаний в Рязанской области» (ФБУ «Рязанский ЦСМ»)

Адрес: 390011, г. Рязань, Старообрядческий проезд, д. 5

Телефон: (4912) 55-00-01

Факс: (4912) 44-55-84

Web-сайт: <http://www.rcsm-ryazan.ru/>

E-mail: asu@rcsm-ryazan.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Рязанский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311204 от 10.08.2015 г.

В части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д. 31

Телефон: +7(495) 544-00-00, +7(499) 129-19-11

Факс: +7(499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310639

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» апреля 2022 г. № 968

Регистрационный № 83825-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счётчики-расходомеры кориолисовые КТМ РуМАСС

Назначение средства измерений

Счётчики-расходомеры кориолисовые КТМ РуМАСС (далее – расходомеры) предназначены для измерения массового расхода жидкости и газа, их плотности и температуры и вычисления массы, объёмного расхода и объёма.

Описание средства измерений

Принцип работы расходомеров основан на использовании сил Кориолиса, возникающих в колебательной системе. Значение силы Кориолиса зависит от массы жидкости и скорости её движения, и пропорциональна массовому расходу.

Конструктивно расходомеры состоят из следующих составных частей:

- Корпуса измерительного;
- Блока обработки информации (далее – БОИ);
- Модуля выносного.

Расходомеры имеют два вида БОИ КТМ-0 (расходомер-счётчик КТМ РуМАСС) и КТМ-1 (расходомер-счётчик КТМ РуМАСС Лайт), которые отличающиеся размером корпуса, набором интерфейсных плат, минимальной температурой эксплуатации.

БОИ КТМ-0 и КТМ-1 могут выпускаться в двух исполнениях: с ЖК-дисплеем и сенсорными кнопками управления и без ЖК-дисплея и кнопок управления.

Вне зависимости от БОИ расходомеры имеют исполнения, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Исполнения расходомеров

Типоразмер	Название исполнения
DN50 DN80 DN100 DN200 DN250	стандартное интегральное
	стандартное разнесённое
	криогенное
	для высокого давления интегральное
	для высокого давления разнесённое
DN15 DN25	стандартное разнесённое
	криогенное
	для высокого давления разнесённое

Корпус измерительный расходомера предназначен для непосредственного измерения расхода, плотности рабочей среды и температуры измерительных трубок. Представляет собой две трубки измерительные U-образной формы, объединённые у основания пластинами стягивающими. Концы трубок измерительных приварены к коллекторам.

На трубках установлены катушки измерительные, катушка возбуждающая и термопреобразователь сопротивления. Трубы защищены герметичным защитным кожухом. Фланцы предназначены для монтажа расходомера на трубопровод.

БОИ предназначен для управления работой корпуса измерительного, приёма данных от корпуса измерительного и подключённых к БОИ устройств (датчик давления), определения расхода и объёма рабочей среды в стандартных условиях, хранения показаний расходомера, журналов событий, ошибок, отметок времени.

БОИ контролирует уровень входного напряжения питания.

БОИ обеспечивает сохранность информации при перебоях в сети электропитания и ошибках передачи в каналах связи. Аппаратура приёма-передачи информации осуществляет накопление данных в случае наличия ошибок передачи в каналах связи с последующим повторным обменом информации. Реализована функция проверки правильности приёма информации.

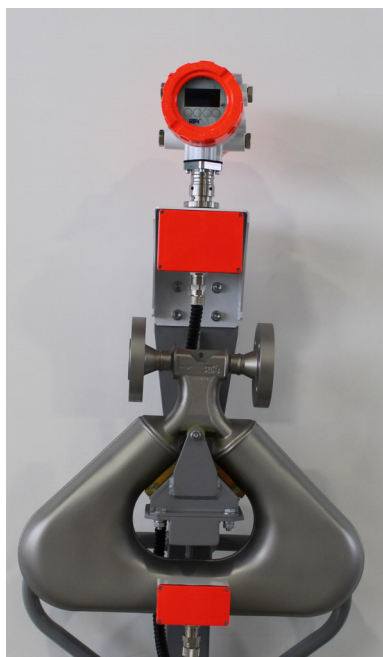
БОИ выполнен в виде обособленного модуля.

БОИ, в своём составе, содержит следующие, предназначенные для связи с компьютером, стандартизированной системой управления процессом (SCADA) и другими подключёнными к нему устройствами, интерфейсы:

- порт USB (режим сервиса);
- порт оптический (инфракрасный) с поддержкой Modbus RTU для настройки расходомера;
- вход (три) аналоговый для термопреобразователя сопротивления и катушек измерительных;
- вход аналоговый для датчика давления для динамической компенсации показаний прибора при изменении давления среды (токовая петля с поддержкой HART);
- выход аналоговый для подключения катушки возбуждения;
- выход частотный/импульсный;
- выход цифровой RS-485 с поддержкой Modbus RTU для выдачи значений расхода, плотности и температуры среды;
- выход импульсный/цифровой двухканальный для вывода измеренных значений: объёмного расхода в рабочих условиях, объёмного расхода в стандартных условиях, массы, массового расхода, плотности в рабочих условиях, плотности в стандартных условиях, температуры, давления, а также задаваемой пользователем тестовой частоты для проверки импульсного выхода;
- выход аналоговый конфигурируемый (токовая петля (4 – 20) мА с поддержкой HART) для выдачи значений расхода, накопленного объёма в рабочих и стандартных условиях, температуры и давления (при наличии соответствующих датчиков, установленных на узле учёта);
- выход цифровой Ethernet с поддержкой Modbus TCP для выдачи значений расхода, накопленного объёма и настройки расходомера. Цифровой выход может также использоваться для настройки и конфигурирования расходомера с помощью персонального компьютера. Для этого к стандартному последовательному порту персонального компьютера подключается дополнительный преобразователь RS-485 или HART-модем. Таким способом может выполняться настройка расходомера, перенастройка диапазонов измерений, установка и корректировка «нуля», получение текущих значений и ряд других операций;
- выход (два) цифровой RS-485 с поддержкой Modbus RTU для выдачи значений расхода, накопленного объёма в рабочих и стандартных условиях, температуры и давления рабочей среды (при наличии соответствующих датчиков, установленных на узле учёта) и настройки расходомера;
- выход цифровой RS-485 с поддержкой Modbus RTU для подключения дисплея БОИ.

БОИ принимает сигналы от катушек измерительных, характеризующие частоту колебания трубок измерительных, а также разность фаз колебания двух половин труб.

Взаимодействие оператора с БОИ и обмен информацией происходит по каналу ввода вывода, через комплект кабелей соединительных.



а)



б)

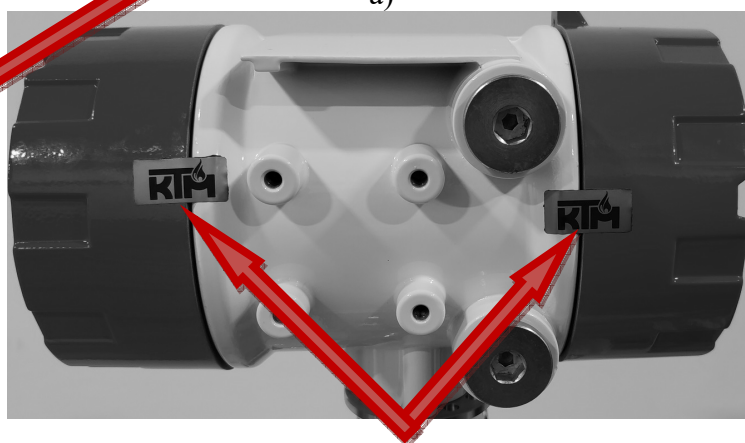


в)

Рисунок 1 – Внешний вид счётчиков-расходомеров кориолисовых КТМ PyMASS:
а) КТМ PyMASS Ду15 – 25 с БОИ КТМ-1; б) КТМ PyMASS Ду50 – 250 с БОИ КТМ-0;
в) КТМ PyMASS Ду50 – 250 с БОИ КТМ-1



а)



б)

Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения знака поверки: а) БОИ КТМ-0, б) БОИ КТМ-1

Индикаторы световые БОИ отображают состояние расходомера, отклики команд и состояние рабочих процессов.

КТМ РуМАСС (Лайт) имеет взрывозащищённое исполнение.

В состав КТМ РУМАСС (Лайт) может входить модуль выносной для удалённой индикации показаний, доступа к показаниям, и передачи показаний по различным интерфейсам. Модуль выносной обеспечивает взаимодействие оператора с расходомером на расстоянии, обеспечивая:

- считывание информации с блока обработки информации;
- визуальное представление на дисплее информации о значениях измеряемых параметров, состоянии расходомера;
- передачу на верхний уровень системы учёта значений измеряемых и вычисляемых расходомером параметров;
- управление работой расходомера;
- хранение собственной конфигурации;
- самодиагностику состояния внутренних узлов.

Внешний вид расходомеров представлен на рисунке 1. Схема пломбировки от несанкционированного доступа и места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2. Знак поверки также наносится в паспорт и (или) на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) расходомера является встроенным. Преобразование измеряемых величин и обработка измерительных данных выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. ПО хранится в энергонезависимой памяти.

Внутреннее ПО на основе измеренных данных рассчитывает массу, объём, объёмный расход, выводит измеренные и рассчитанные параметры на дисплей и цифровые и аналоговые выходы.

Для обеспечения защиты измерительных и конфигурационных данных от несанкционированного доступа, в ПО расходомера предусмотрен двухуровневый разграниченный доступ по паролям («Пользователь», «Сервис»), в зависимости от выполняемых функций и уровня полномочий.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Firmware BOI-3	Firmware BOI-4
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0	не ниже 1.0.0
Цифровой идентификатор метрологический значимой части (алгоритм CRC32)	0xA81124B7	0xB139F763

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра						
Диаметр условного прохода, мм	15	25	50	80	100	200	250

Продолжение таблицы 3

Массовый расход, кг/ч:							
- номинальный ¹⁾	3820	18290	50580	177750	566892	762000	1340000
- максимальный	7500	30050	91700	293400	645000	1470000	2550000
Объёмный расход, дм ³ /ч:							
- номинальный ¹⁾	3820	18290	50580	177750	566892	762000	1340000
- максимальный	7500	30050	91700	293400	645000	1470000	2550000
Пределы относительной погрешности измерений массового расхода рабочей среды, %:							
- массового расхода и массы жидкости	$\pm 0,1; \pm 0,15 \pm 0,2; \pm 0,25^{3)}; \pm 0,5^{4)}$						
- объёмного расхода и объёма жидкости	$\pm 0,11; \pm 0,15; \pm 0,2; \pm 0,25^{3)}; \pm 0,5^{4)}$						
- массового расхода сжиженного природного газа и других криогенных сред	$\pm 0,5$						
- массового расхода природного газа и других газовых сред	$\pm 0,5; \pm 0,35^{5)}$						
Повторяемость массового и объёмного расхода рабочей среды, %	$\pm 0,05$						
Динамический диапазон измерений (от номинального расхода)	1:20						
Стабильность нуля, кг/ч	0,16	0,65	2	6,8	40	65	130
Диапазон измерений плотности, кг/м ³	от 650 до 2000						
Погрешность измерений плотности, кг/м ³	$\pm 5; \pm 1; \pm 0,5; \pm 0,2^{6)}$						
Повторяемость измерения плотности, кг/м ³	$\pm 0,1$						
Температура рабочей среды, °C:							
- стандартное интегральное исполнение	от -60 до +125 ²⁾						
- стандартное разнесённое исполнение	от -60 до +200 ²⁾						
- криогенное исполнение	от -196 ²⁾ до +80						
Погрешность измерений температуры, °C	± 1						
Повторяемость температуры, °C	$\pm 0,2$						
Примечания: ¹⁾ Номинальный расход – расход, при котором величина перепада давления на измерительном приборе при использовании в качестве среды воды с температурой от 20 °C до 25 °C и давлением от 0,1 до 0,2 МПа составляет приблизительно 0,1 МПа; ²⁾ С функцией компенсации показаний расхода и плотности по температуре;							

Продолжение таблицы 3

- ³⁾ При калибровке с помощью компакт-прувера, трубопоршневой установки, эталонов 2-го разряда;
⁴⁾ При интеллектуальной самокалибровке;
⁵⁾ При калибровке на газе с использованием калибровочных коэффициентов;
⁶⁾ При калибровке в лаборатории под условия места эксплуатации.

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра
Температура окружающей среды при эксплуатации, °С	от -50 до +60 (от минус 70 с применением устройства обогрева)
Расширенный динамический диапазон измерений расхода от номинального	1:100
Плотность рабочей среды, кг/м ³	от 1 до 3000
Выводы и интерфейсы:	
Стандартный	- 3 импульсных/цифровых выхода; - оптический (инфракрасный), с поддержкой Modbus RTU; - аналоговый вход для датчиков температуры и давления, токовая петля с поддержкой HART; - аналоговый конфигурируемый выход токовая петля с поддержкой HART; - цифровой RS-485 с поддержкой Modbus RTU и Modbus ASCII; - конфигурируемый цифровой (дискретный)
Расширенный (дополнительно к стандартному)	- аналоговый вход для датчиков температуры и давления, токовая петля с поддержкой HART; - цифровой RS-485 с поддержкой Modbus RTU и Modbus ASCII; - цифровой выход Ethernet; - Foundation FieldBus
Рабочее давление избыточное, МПа:	
- стандартное исполнение	от 0 до 10,6
- для высокого давления	от 0 до 20,2
Степень защиты от проникновения твердых предметов и воды по ГОСТ 14254 (IEC 60529)	IP66/IP67; IP66/IP68
Маркировка взрывозащиты БОИ	1Ex db [ia Ga] IIB/IC T6 Gb X

Продолжение таблицы 4

Маркировка взрывозащиты корпуса измерительного	0Ex ia IIB/IIС Т3...Т6 Ga X
Напряжение питания (постоянного тока), В	от 12 до 30
Потребляемая мощность, Вт, не более	15
Ток аналогового выхода, мА	от 4 до 20
Срок службы, лет	20
Срок средней наработки на отказ, ч, не менее	150 000

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом и на шильдик расходомера лазерной гравировкой.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Счётчик-расходомер	-	1 шт.	
Программное обеспечение «KTM SMART STREAM» на электронном носителе*	-	1 шт.	
Упаковка	-	1 шт.	
Руководство по эксплуатации*	PMTB.08.000.00.0000.000PЭ	1 экз.	
Программное обеспечение «KTM SMART STREAM. Руководство пользователя»*	PMTB.08.900.01.0100.000 99	1 экз.	
Паспорт	PMTB.08.000.X0.0000.000ПС	1 экз.	
Примечание – Доступно на сайте изготовителя.			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.6.1 руководства по эксплуатации PMTB.08.000.00.0000.000PЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2825 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объёмного и массового расходов газа»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01 ноября 2019 г. № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры

РМТВ.407171.001ТУ «Счетчик-расходомер кориолисовый КТМ РуМАСС. Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НПП КуйбышевТелеком-Метрология» (ООО «НПП КуйбышевТелеком-Метрология»)

ИНН 6312102369

Адрес: РФ, 446394, Самарская область, м.р-н Красноярский, г.п. Волжский, пгт Волжский, ул. Пионерская, здание 5, этаж 2, помещение 8

Тел./факс (846) 202-00-65

Web-сайт: www.ktkprom.ru

E-mail: info@ktkprom.com

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

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

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

www.vniims.ru, office@vniims.ru

Уникальный номер записи ФГБУ «ВНИИМС» об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13.