

Регистрационный № 96980-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Усилители заряда и напряжения EL-SCADA UZxxx

Назначение средства измерений

Усилители заряда и напряжения EL-SCADA UZxxx (далее по тексту – усилитель) предназначены для измерений сигналов заряда и напряжения.

Описание средства измерений

Принцип действия усилителя основан на преобразовании сигналов, поступающих от первичных преобразователей (вибропреобразователя, датчика силы, давления, переменного давления и т.д., далее по тексту – датчик) в низкоимпедансный сигнал напряжения. Усилитель может работать в режиме преобразования заряда (с датчиками с несимметричным выходом «Q» или с датчиками с симметричным (дифференциальным) выходом «Q сим»), в режиме преобразования напряжения «U», или работать с датчиками со встроенным усилителем IERE.

Конструктивно усилители представляют собой электронные модули (усилитель заряда, усилитель напряжения, фильтры нижних частот (ФНЧ), фильтры верхних частот (ФВЧ), дисплей и индикаторы), помещенные в корпус.

Усилители имеют модификации UZ101, UZ102, UZ103, UZ104, UZ105, UZ106, UZ107, UZ108, UZ109, UZ201, UZ202, UZ203, UZ204, UZ301.

Конструктивные особенности модификаций приведены в таблице 1.

Коэффициент преобразования усилителя $K_{пр}$, значения ФВЧ и ФНЧ могут быть изменены с помощью регулировок на лицевой панели или устанавливаются при изготовлении для моделей UZ101, UZ108.

Для работы с датчиками с разными коэффициентами преобразования в моделях UZ102, UZ103, UZ104, UZ105, UZ106, UZ107, UZ109 предусмотрена возможность изменения (нормирования) коэффициента усиления для получения нормализованного значения выходного напряжения.

Количество измерительных каналов для моделей UZ102 и UZ103 определяется при заказе. Модели отличаются друг от друга типом применяемого датчика, UZ103 предназначена для работы с датчиками с симметричным выходом.

Модели UZ104 и UZ105 отличаются друг от друга типом корпуса. Конструктивно UZ105 представляет собой модульный блок для установки в кейс.

Питание усилителей осуществляется от сети переменного тока 220В или источника постоянного тока. Модель UZ201 имеет встроенный аккумулятор.

Нанесение знака поверки на усилитель не предусмотрено.

Маркировка усилителя, включая заводской номер, состоящий из цифр арабского алфавита, выполнена методом гравировки или самоклеящейся наклейки.

Внешний вид усилителей приведён на рисунках 1 – 14.

Таблица 1 – Конструктивные особенности усилителей

Модификация	Кол-во каналов	Входной сигнал	Выходной сигнал	Наличие органов регулирования	Наличие дисплея	Питание
UZ101	1	Q	± 5 В	отсутствуют	нет	± 18 В
UZ102	от 1 до 8	Q	± 10 В	К _{пр} , ФНЧ	нет	~ 220 В/ ± 18 В
UZ103	от 1 до 8	Q сим	± 10 В	К _{пр} , ФНЧ	нет	~ 220 В/ ± 18 В
UZ104	1	Q, U	± 10 В	К _{пр} , ФВЧ, ФНЧ	нет	$\sim 110/\sim 220$ В/ ± 18 В
UZ105	1	Q, U	± 10 В	К _{пр} , ФВЧ, ФНЧ	нет	~ 220 В/ ± 18 В
UZ106	1	Q, U, IEPE	± 10 В	К _{пр} , ФВЧ, ФНЧ	LCD	~ 220 В
UZ107	1	Q, U, IEPE	± 10 В	К _{пр} , ФВЧ, ФНЧ	нет	~ 220 В
UZ108	1	Q сим	± 5 В	отсутствуют	нет	+24В
UZ109	от 1 до 4	Q	± 10 В	К _{пр} , ФВЧ, ФНЧ	LCD	+24В
UZ201	1	IEPE	± 5 В	К _{пр}	нет	+9В
UZ202	1	IEPE	± 5 В	отсутствуют	нет	+24В
UZ203	16	IEPE	± 10 В	К _{пр}	нет	$\sim 110/220$ В
UZ204	4	U, IEPE	± 10 В	К _{пр} , ФНЧ	LED	~ 220 В
UZ301	3	U	± 10 В	К _{пр} , ФНЧ	LED	~ 220 В

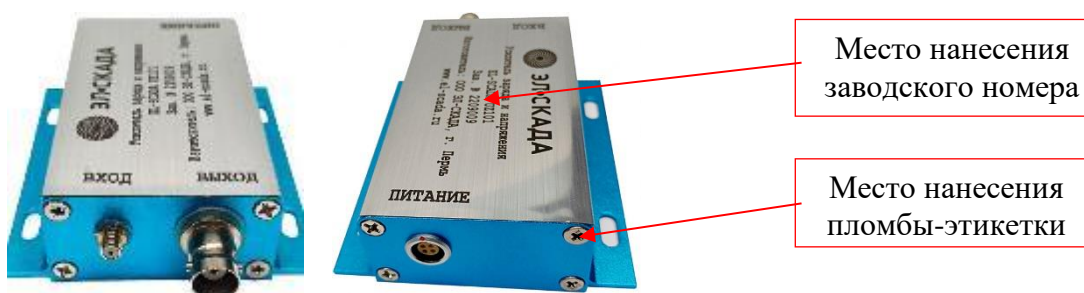


Рисунок 1 – Модификация UZ101

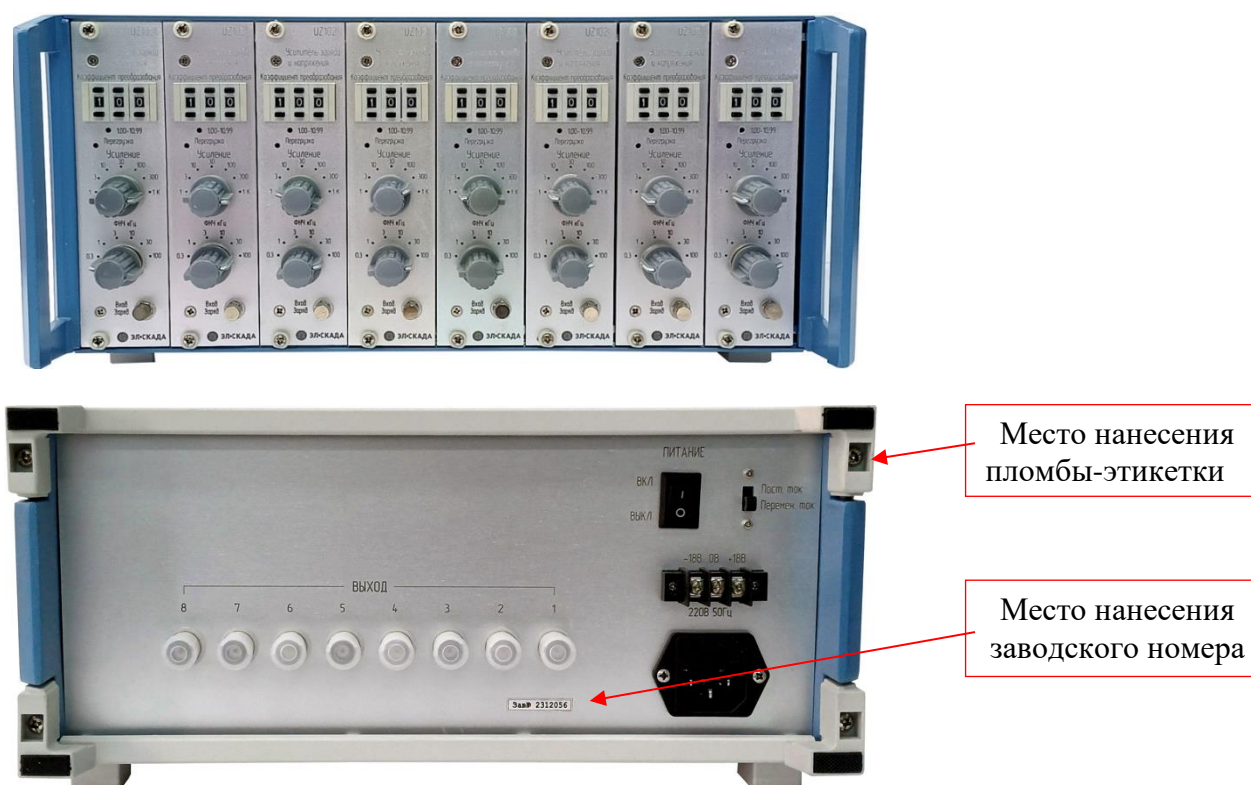


Рисунок 2 – Модификация UZ102 (восьмиканальное исполнение)

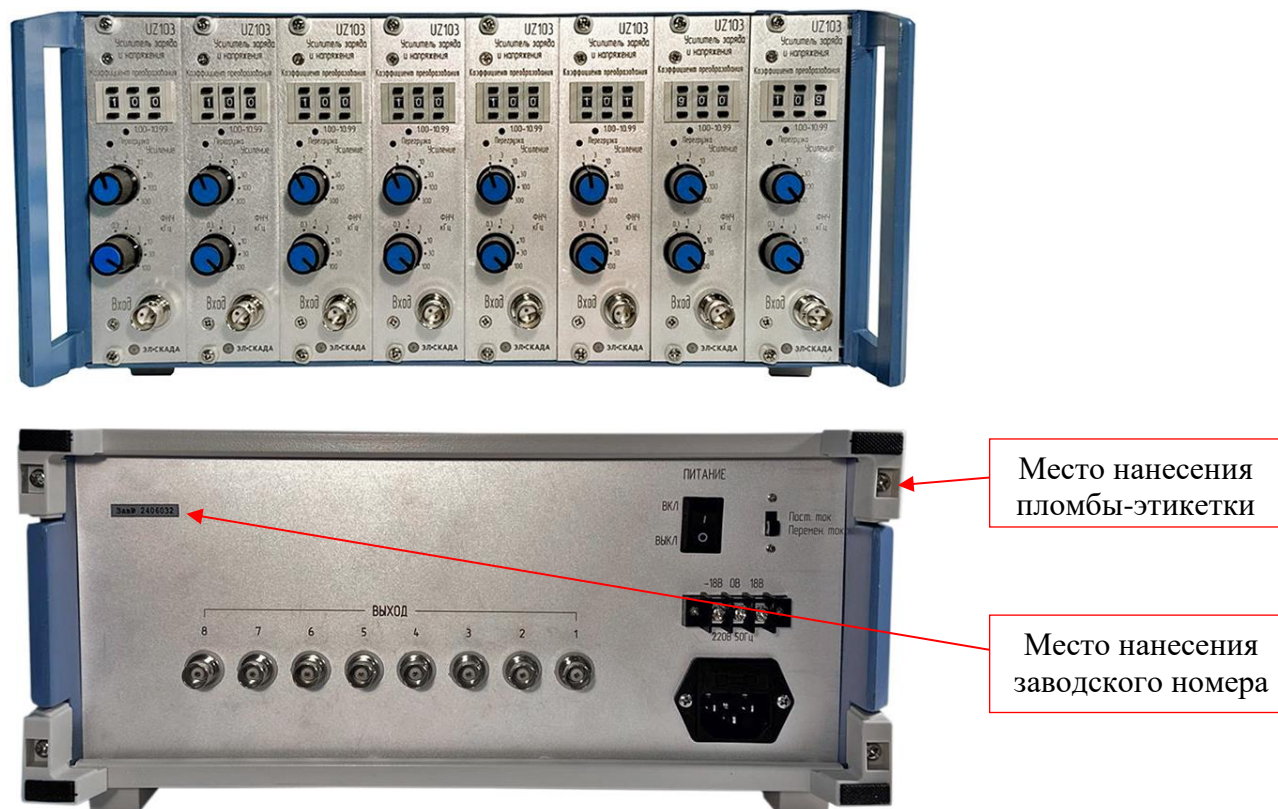


Рисунок 3 – Модификация UZ103 (восьмиканальное исполнение)



Рисунок 4 – Модификация UZ104

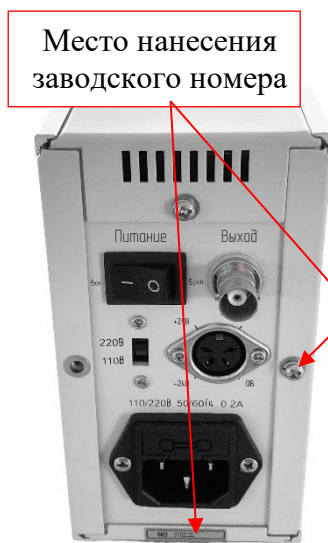


Рисунок 5 – Модификация UZ105



Рисунок 6 – Модификация UZ108



Рисунок 7 – Модификация UZ106

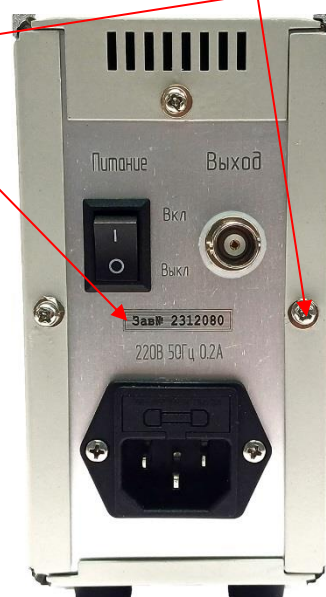


Рисунок 8 – Модификация UZ107





Рисунок 9 – Модификация UZ109



Рисунок 10 – Модификация UZ201

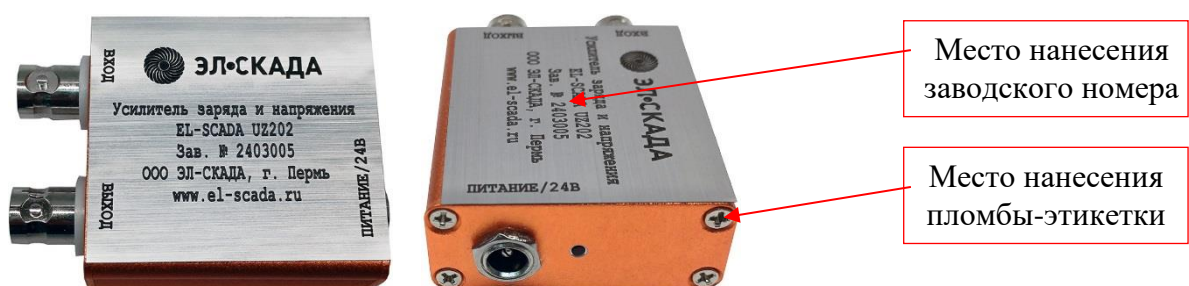


Рисунок 11 – Модификация UZ202



Рисунок 12 – Модификация UZ203



Рисунок 13 – Модификация UZ204



Рисунок 14 – Модификация UZ301

Метрологические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон входного заряда (пик), пКл, не менее: - для UZ101, UZ108 - для UZ102, UZ103, UZ109 - для UZ104, UZ105, UZ106, UZ107	от 5 до $5 \cdot 10^4$ от 5 до 10^5 от 5 до 10^6
Диапазон входного напряжения (пик), В, не менее: - по входу IEPЕ для UZ201, UZ202 - по входу IEPЕ для UZ106, UZ107, UZ203, UZ204, - по входу «У» для UZ104, UZ105, UZ106, UZ107, UZ204, UZ301	от 0,001 до 5 от 0,001 до 10 от 0,001 до 10
Номинальное значение коэффициента преобразования: - для UZ101*, UZ108*, мВ/пКл - для UZ102, UZ109, мВ/пКл - для UZ103, мВ/пКл - для UZ104, UZ105, UZ106, UZ107, мВ/пКл (мВ/мВ) - для UZ202, мВ/мВ - для UZ201, UZ203, мВ/мВ - для UZ204, мВ/мВ - для UZ301, мВ/мВ	от 0,1 до 100 от 0,1 до 1000 от 0,1 до 300 от 0,01 до 1000 1 1;10 1; 10; 100 1; 2; 4; 8; 10
Пределы допускаемой основной относительной погрешности преобразования на частоте 1 кГц, %: - для всех моделей (кроме UZ201, UZ202) - для UZ201, UZ202	$\pm 1,0$ $\pm 2,0$

Продолжение таблицы 1

Наименование характеристики	Значение
Дополнительная относительная погрешность преобразования в рабочем диапазоне температур в пределах, %	$\pm 1,0$
Рабочий диапазон частот, Гц: - для всех моделей (кроме UZ101, UZ108, UZ301) - для UZ101 - для UZ108 - для UZ301	от 0,3 до 100000 от 1,0 до 100000 от 1,0 до 40000 от 0 до 30000
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики ± 3 % в диапазоне частот, Гц: - для всех моделей (кроме UZ101, UZ108, UZ301) - для UZ101 - для UZ108 - для UZ301	от 3 до 30000 от 5 до 20000 от 3 до 10000 от 0,1 до 10000
Частоты среза встроенных ФВЧ (затухание -30 %), Гц: - для UZ101, UZ108 - для UZ102, UZ103, UZ201, UZ202, UZ203, UZ204 - для UZ104, UZ105, UZ106, UZ107, UZ109	1 0,3 0,3; 1; 3; 10; 30; 100
Частоты среза встроенных ФНЧ (затухание -30 %), кГц: - для UZ101, UZ201, UZ202, UZ203 - для UZ108 - для UZ102, UZ103, UZ104, UZ105, UZ106, UZ107, UZ109, UZ204 - для UZ301	100 40 0,3; 1; 3; 10; 30; 100 0,1; 0,3; 1; 3; 10; 30
* - коэффициент преобразования ($K_{пр}$), ФНЧ и ФВЧ устанавливается при заказе и указывается в паспорте, по умолчанию: $K_{пр}=1$ мВ/пКл; ФНЧ 1 Гц; ФНЧ 100 кГц (40 кГц для UZ108)	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон выходного сигнала переменного напряжения (пик), В - для всех моделей (кроме UZ101, UZ108, UZ201, UZ202) - для UZ101, UZ108, UZ201, UZ202	± 10 ± 5
Напряжение питания, В: а) постоянного тока: - для UZ101, UZ102, UZ103, UZ104, UZ105 - для UZ108, UZ109, UZ202 - для UZ201 б) переменного тока: - для UZ102, UZ103, UZ104, UZ105, UZ106, UZ107, UZ203, UZ204, UZ301 - для UZ104, UZ203	от ± 14 до ± 28 от +22 до +26 от +7 до +12 от 198 до 242 от 104 до 126
Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм, не более: - для UZ101 - для UZ102, UZ103 - для UZ104, UZ105, UZ107 - для UZ106, UZ204, UZ301 - для UZ108 - для UZ109 - для UZ201 - для UZ202	75×25×100 320×150×370 70×140×240 50×125×240 65×30×140 95×145×240 70×30×125 50×20×65

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
- для UZ203	440×60×300
Масса усилителя, кг, не более:	
- для UZ202	0,1
- для UZ101, UZ108, UZ201 (без аккумулятора)	0,2
- для UZ104, UZ105, UZ106, UZ107, UZ204, UZ301	1,3
- для UZ109	3,2
- для UZ203	4,0
- для UZ102, UZ103	6,0
Нормальные условия измерений:	
- температура окружающего воздуха, °C	от +18 до +25
- относительная влажность воздуха, %, не более	80
Условия эксплуатации:	
а) температура окружающего воздуха, °C	
- для UZ106, UZ109, UZ204, UZ301	от -20 до +60
- для UZ101, UZ102, UZ103, UZ104, UZ105, UZ107, UZ108, UZ201, UZ202, UZ203	от -40 до +60

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта 26.51.66-023-73900527-2024-ПС, и руководства по эксплуатации 26.51.66-023-73900527-2024-РЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Усилитель заряда и напряжения EL-SCADA	UZxxx*	1 шт.
Усилитель заряда и напряжения EL-SCADA UZxxx. Паспорт	26.51.66-023-73900527-2024-ПС	1 шт.
Усилитель заряда и напряжения EL-SCADA UZxxx. Руководство по эксплуатации	26.51.66-023-73900527-2024-РЭ	1 экз. на партию
Комплект принадлежностей		по требованию
* – исполнение по заказу (индивидуальное обозначение по конструкторской документации)		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в 26.51.66-023-73900527-2024-РЭ, раздел 2 «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18.08.2023 № 1706 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

26.51.66-023-73900527-2024-ТУ. Усилитель заряда и напряжения EL-SCADA UZxxx. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭЛ-СКАДА»
(ООО «ЭЛ-СКАДА»)
ИНН 5904117160
Юридический адрес: 614067, г. Пермь, ул. Генерала Наумова, 8
Телефон: (342) 214-94-34
E-mail: info@el-scada.ru
Web-site: www.el-scada.ru

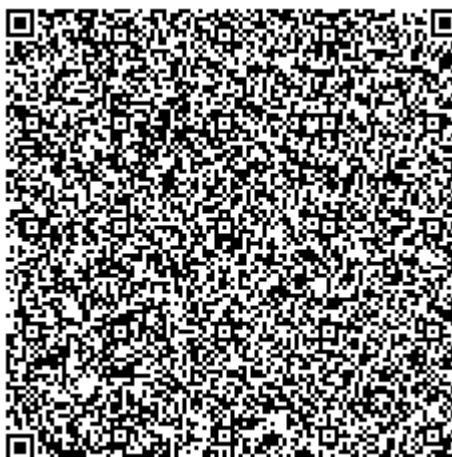
Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭЛ-СКАДА»
(ООО «ЭЛ-СКАДА»)
ИНН 5904117160
Адрес: 614067, г. Пермь, ул. Генерала Наумова, 8
Телефон: (342) 214-94-34
E-mail: info@el-scada.ru
Web-site: www.el-scada.ru

Испытательный центр

Федеральное Государственное унитарное предприятие «Российский федеральный ядерный центр – Всероссийский научно-исследовательский институт экспериментальной физики»

(ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»)
Адрес: 607188 г. Саров Нижегородской обл., пр. Мира, д. 37
Телефон: (83130) 22224, 22253
Факс: (83130) 22232
E-mail: nio30@olit.vniief.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314755



Регистрационный № 66783-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи точки росы КОНГ-Прима-2М

Назначение средства измерений

Преобразователи точки росы КОНГ-Прима-2М (далее – ПТР, преобразователи), предназначены для автоматических измерений температуры точки росы/инея (температуры точки росы по воде) (далее – ТТР), температуры конденсации углеводородов (температуры точки росы по углеводородам) (далее – ТКУ), объёмной доли влаги (далее – ОДВ), расчёта измеряемой ТТР на давление, отличное от давления при котором проводилось измерение, показаний массовой концентрации водяных паров (далее – МК) в природном газе или других газах при рабочем давлении. Преобразователи могут применяться в качестве эталонов 2-го разряда для поверки (калибровки) средств измерений ТТР и ТКУ в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов, утвержденной приказом Росстандарта № 2415 от 21.11.2023 г.

Описание средства измерений

Преобразователи относятся к классу потоковых автоматических конденсационных гигрометров (анализаторов) и работают по принципу «охлаждаемого зеркала» (конденсационный метод измерения температуры точки росы по воде и по углеводородам). Методика измерений ТТР, реализованная в преобразователях, соответствует ГОСТ 20060-2021 и ГОСТ Р 53763-2009. Методика измерений ТКУ соответствует ГОСТ 20061-2021 и ГОСТ Р 53762-2009.

ПТР, в зависимости от исполнения, обеспечивают:

- измерение ТТР независимо от ТКУ;
- измерение ТКУ при отсутствии в газе ранее конденсируемых паров воды;
- измерение ТТР, ТКУ и ОДВ при рабочем давлении газа в трубопроводе;
- цифровую индикацию измеренных значений величин;
- определение с нормируемой погрешностью текущих расчётных значений ТТР при абсолютном давлении, отличном от давления, при котором проводилось измерение.
- расчёт МК водяных паров в соответствии с ГОСТ Р 53763-2009, ГОСТ 34807-2021, ISO 18453:2004 и с учётом ГОСТ 8.811-2012;
- вычисление среднечасовых и среднесуточных значений измеряемых величин;
- формирование журнала вмешательств и нештатных ситуаций;
- хранение архивов измерений, журналов вмешательств и ошибок в энергонезависимой памяти не менее одного года;
- передачу информации об измеренных значениях величин на внешние устройства.

Конструктивно ПТР состоят из первичного измерительного преобразователя (ПИП), корпуса, крышек, газоподвода и блока электроники, находящегося внутри корпуса. На лицевой стороне под прозрачным окном передней крышки ПТР расположен индикатор, предназначенный для индикации измеренных значений величин, и кнопочная магнитная клавиатура.

Преобразователи выпускаются в двух исполнениях, которые обладают общими метрологическими характеристиками и отличаются типом газоподвода:

- ПТР в исполнении КРАУ2.848.015-03 предназначены для подключения к трубопроводу по проточной схеме, обжимное соединение под трубу с наружным диаметром 6 или 3 мм. Рабочее давление данного исполнения до 23 МПа. В комплекте с СПГ или ПСПГ, ПТР могут использоваться при рабочем давлении до 16 МПа;

- ПТР в исполнении КРАУ2.848.015-04 с проточно-погружной системой отбора пробы – газоподводом Zero emission, могут использоваться при рабочем давлении до 16 МПа.

Исполнения КРАУ2.848.015-03, КРАУ2.848.015-04 имеют три модификации, различающиеся измеряемыми величинами влажности:

- модификация 1 предназначена для измерения ТТР и ТКУ;
- модификация 2 предназначена для измерения ОДВ и ТКУ;
- модификация 3 предназначена для измерения ТТР, ОДВ и ТКУ.

Расчёт измеряемой ТТР на давление отличное от давления, при котором проводилось измерение, и в МК водяных паров доступен во всех модификациях.

Преобразователи отличаются исполнениями по точности, которые указываются при заказе. Диапазоны измерений (диапазон I или диапазон II) и исполнения по точности преобразователей определяются при первичной поверке.

Для подключения к информационно-измерительным системам в ПТР предусмотрена возможность использования одного из двух типов интерфейса:

- цифровой интерфейс RS-485 протокол ModBus RTU;
- аналоговый интерфейс 4 - 20 мА.

ПТР имеют взрывобезопасный уровень взрывозащиты, вид взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» по ГОСТ 30852.1-2002. Маркировка взрывозащиты: 1Ex db IIC T5 Gb X. Преобразователи предназначены для установки во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок согласно главе 7.3 ПУЭ и другим нормативным документам, регламентирующим применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

Общий вид преобразователей и места пломбировки от несанкционированного доступа показаны на рисунках 1.



Рисунок 1. Общий вид преобразователей точки росы КОНГ-Прима-2М исполнений КРАУ2.848.015-03, КРАУ2.848.015-04, с указанием мест нанесения знака утверждения типа, заводского номера и пломбировки от несанкционированного доступа

Для исключения несанкционированного доступа к метрологически значимой части прибора на фиксатор лицевой крышки и крепежные винты колпачка ПИП (в месте соединения ПИП и газоподвода) наносятся пломбы. Знак утверждения типа наносится на табличку преобразователя методом лазерной печати. Заводской номер, состоящий из буквы «D», двух последних цифр года выпуска, месяца выпуска и четырёх цифр номера по системе нумерации завода-изготовителя, наносится на табличку преобразователя методом лазерной гравировки. Знак поверки наносится в свидетельство о поверке и (или) формуляр.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) преобразователей состоит из метрологически значимого встроенного ПО, функционирующего в среде программируемых логических микроконтроллеров ПТР и ПИП, и автономного метрологически не значимого ПО – терминальной программы Hygrovision версии 4.7 или выше, устанавливаемого на технологический компьютер.

Встроенное ПО соответствует уровню «средний» защиты ПО средств измерений от непреднамеренных и преднамеренных изменений согласно Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» и предназначено для обеспечения измерений ТТР, ТКУ и ОДВ, сбора, обработки, хранения и передачи результатов измерений.

Взаимодействие оператора с преобразователем осуществляется с помощью экранного меню посредством магнитной клавиатуры и (или) автономного ПО. Преобразователи передают измерительную информацию на внешние устройства с использованием открытого стандартного протокола связи Modbus RTU или аналогового токового сигнала от 4 до 20 мА.

Конструкция преобразователей обеспечивает полное ограничение доступа к метрологически значимой части ПО и измерительной информации.

Для идентификации встроенного ПО используется номер версии и контрольная сумма исполняемого кода, вычисленная по алгоритму CRC16. Значение контрольной суммы вычисляется по ПО преобразователя в бинарном коде. При запуске ПО прибора производится расчет контрольной суммы и ее сравнение с заданным (при программировании прибора) значением. В случае несовпадения контрольной суммы запуск ПО не осуществляется. В случае совпадения контрольной суммы прибор выводит на дисплей информацию о версии ПО и значение контрольной суммы.

Идентификационные данные встроенного ПО преобразователей приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Наименование ПО	ПТР. Плата CPU КРАУ4.883.478. Встроенное ПО микроконтроллера STM32	ПИП. Плата обработки КРАУ4.883.481. Встроенное ПО микроконтроллера MSP430
Идентификационное наименование ПО	КРАУ4.883.478 Д20	КРАУ4.883.481 Д20
Номер версии (идентификационный номер) ПО	72	7
Цифровой идентификатор ПО	1664	D992

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Диапазон измерений ТТР, °С: - диапазон I - диапазон II ¹⁾	модификация 1	модификация 2	модификация 3
	от –40 до +30 от –70 до +30	-	от –40 до +30 от –70 до +30
Диапазон измерений ОДВ, млн ⁻¹ : - диапазон I - диапазон II ¹⁾	-	от 100 до 40·10 ³ от 3 до 40·10 ³	от 100 до 40·10 ³ от 3 до 40·10
Диапазон измерений ТКУ, °С:	от –50 до +30		
Диапазон выходного токового сигнала, мА	от 4 до 20		
Диапазон входного токового сигнала, мА	от 4 до 20		
Диапазон показаний МК, мг/м ³	от 2 до 30·10 ³		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении ТТР, °С ²⁾ : - исполнение по точности А - исполнение по точности В	±0,5 ±1,0		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при приведении измеренной ТТР к рабочему давлению, °С ^{2), 3), 4)} : - исполнение по точности А - исполнение по точности В	±1,0 ±1,5		

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении ОДВ ³⁾ , %: - в диапазоне от 3 до 100 (не включ.) млн ⁻¹ - в диапазоне от 100 (включ.) до 40·10 ³ млн ⁻¹	±10 ±8
Пределы абсолютной погрешности при измерении ТКУ, °С ²⁾ - исполнение по точности А - исполнение по точности В	±0,5 ±1,0
Пределы приведенной погрешности преобразования измеренного значения в выходной токовый сигнал, % ⁵⁾	±0,3
Пределы приведенной погрешности преобразования силы тока датчика давления в значение давления, % ⁶⁾	±0,1
1) – Может потребоваться дополнительное охлаждение корпуса. 2) – Исполнение преобразователей по точности указывается при заказе. 3) – Метрологические характеристики обеспечиваются при рабочем давлении до 10 МПа. 4) – При использовании датчика давления из комплекта поставки. В случае использования датчика давления с погрешностью не более ±0,02 % или ввода значения давления вручную, пределы допускаемой абсолютной погрешности будут соответствовать погрешности прямых измерений. 5) – Приведенная к ширине диапазона выходного сигнала (16 мА) погрешность преобразования измеренного значения в выходной токовый сигнал, взятая со знаком «±». 6) – Приведенная к верхнему пределу измерения датчика давления погрешность преобразования входного токового сигнала в значение давления, взятая со знаком «±».	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Длительность цикла измерения ТТР (ТКУ), мин	от 2 до 5
Расход газа, дм ³ /мин	от 0,1 до 2,5
Максимальное давление измеряемой среды, МПа: - исполнение КРАУ2.848.015-03 - исполнение КРАУ2.848.015-03 в комплекте с СПГ или ПСПГ - исполнение КРАУ2.848.015-04	23 16 16
Напряжение питания преобразователя, В (постоянного тока)	от 18 до 30
Мощность, потребляемая преобразователем, Вт, не более:	35 ¹⁾
Интерфейсы: - цифровой - аналоговый - дискретный	Bluetooth, RS485 /протокол Modbus RTU (2 шт.) токовый вход 4...20 мА, (2 шт.) электронный ключ 30 В, 0,8 А
Температура окружающей среды, при которой обеспечивается работоспособность прибора, °С:	от –50 ²⁾ до +55 ³⁾

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Относительная влажность воздуха при температуре +35 °С и более низких без конденсации влаги (без прямого попадания атмосферных осадков), %, не более	98
Атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от 84 до 106,7 (от 630 до 800)
Температура исследуемого газа, °С	от –50 до +70
Маркировка взрывозащиты	1Ex db IIC T5 Gb X
Степень защиты оболочки	IP67
Габаритные размеры (д×ш×в), мм, не более: - для исполнения КРАУ2.848.015-03 - для исполнения КРАУ2.848.015-04	210×120×235 290×155×530
Монтаж: - для исполнения КРАУ2.848.015-03 - для исполнения КРАУ2.848.015-04	- в обогреваемом боксе или помещении (взрывоопасная зона) - в помещении или на открытой площадке (взрывоопасная зона)
Масса, кг, не более: - для исполнения КРАУ2.848.015-03 - для исполнения КРАУ2.848.015-04	6,8 11
Расстояние от прибора до источника питания, м, не более	1000
Средний срок службы, лет	10 ⁴)
¹⁾ - Без учёта потребляемой мощности подключаемого дополнительного оборудования; ²⁾ - При температуре окружающего воздуха от –50 до +5 °С работоспособность обеспечивается при использовании термошкафа; ³⁾ - Для достижения нижней границы диапазона измерений может потребоваться дополнительное охлаждение корпуса ПТР; ⁴⁾ - С учётом замены составных частей, имеющих меньший, естественно ограниченный срок.	

Знак утверждения типа

наносится на табличку преобразователя методом лазерной печати и на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплект поставки преобразователей

Обозначение	Наименование	Кол-во
КРАУ2.848.015-03(-04)	Преобразователь точки росы КОНГ-Прима-2М	1
ВМПЛ4.853.039	Кабель	1
ВМПЛ4.853.039	Кабель	1
ВМПЛ4.078.417	Комплект принадлежностей № 1 для КП-2М в составе:	1
КРАУ6.464.001	Ключ магнитный	1
	Блок питания 60 Вт 24 В	1
	Ватные палочки в плоской упаковке 50 шт.	1
КРАУ8.046.155	Крышка	1
ВМПЛ8.054.014	Крышка	1
КРАУ8.684.001	Прокладка	1

Продолжение таблицы 4

Обозначение	Наименование	Кол-во
	Ключ угловой шестигранный 6 мм	1
	Ключ угловой шестигранный 5 мм	1
Эксплуатационная документация:		
КРАУ2.848.015-03 РЭ	Руководство по эксплуатации	1
	«ГСИ. Преобразователи точки росы КОНГ-Прима-2М. Методика поверки»	1
КРАУ2.848.015-03 ФО	Формуляр	1
	Комплект эксплуатационной документации и сертификатов на дополнительное оборудование и составные части изделия	1
	Свидетельство о поверке, сертификаты	1
КРАУ1.456.045	Автономное программное обеспечение Hygrovision на USB flash накопителе	1
Оборудование, поставляемое по спецзаказу:		
	Преобразователь интерфейсов RS485/RS232/USB	
ВМПЛ2.848.026	Система подготовки газа Model-017 ¹⁾	
ВМПЛ2.848.027	Погружная система подготовки газа Model-003 ¹⁾	
ВМПЛ4.078.332	Шкаф защитный	
ВМПЛ4.127.007	Защитный навес	
¹⁾ - только для исполнений КРАУ2.848.015-03.		

Сведения о методиках (методах) измерений

КРАУ2.848.015-03 РЭ «Преобразователь точки росы «КОНГ-Прима-2М» исполнений КРАУ2.848.015-03 и КРАУ2.848.015-04. Руководство по эксплуатации», раздел 1.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям точки росы КОНГ-Прима-2М

ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017) «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования»;

Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов, утвержденная приказом Росстандарта № 2415 от 21 ноября 2023 г.;

КРАУ2.848.015 ТУ «Преобразователь точки росы «КОНГ-Прима-2М». Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «Вымпел»

(ООО «НПО «Вымпел»)

Адрес юридического лица: Российская Федерация, 143530, Московская обл., Истринский р-н, г. Дедовск, ул. Школьный проезд, д. 11

ИНН 5017084907

Телефон: +7 (495) 992-38-60, факс: +7 (495) 992-38-60 (доб.105)

E-mail: dedovsk@npovympel.ru

Web-сайт: www.vympel.group

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «Вымпел»

(ООО «НПО «Вымпел»)

Адрес: Российская Федерация, 143530, Московская обл., Истринский р-н, г. Дедовск, ул. Школьный проезд, д. 11

ИНН 5017084907

Телефон: +7 (495) 992-38-60, факс: +7 (495) 992-38-60 (доб.105)

E-mail: dedovsk@npovympel.ru

Web-сайт: www.vympel.group

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений», Восточно-Сибирский филиал

(Восточно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

ИНН 5044000102

Юридический адрес: Российская Федерация, 141570, Московская область, город Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», корпус 11

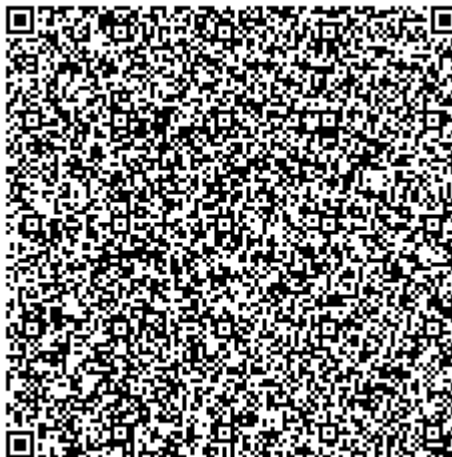
Адрес места осуществления деятельности: Российская Федерация, 664056, г. Иркутск, ул. Бородина, 57

Тел.: (3952) 46-83-03, факс: (3952) 46-38-48

E-mail: office@vniiftri-irk.ru

Web-сайт: www.vniiftri-irk.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа 30002-13 от 07.10.2013 г.



Регистрационный № 96981-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Токосъёмники для проведения специальных исследований ТИ-2СИ

Назначение средства измерений

Токосъёмники для проведения специальных исследований ТИ-2СИ (далее – токосъёмники) предназначены (совместно с измерительными приемниками, анализаторами спектра и вольтметрами селективными с входным сопротивлением 50 Ом) для измерений силы переменного электрического тока в токопроводящих линиях при выполнении специальных исследований.

Описание средства измерений

Принцип действия токосъёмника основан на измерении силы переменного электрического тока в проводнике с помощью токового трансформатора с размыкаемым магнитопроводом. Сигнал переменного тока преобразуется в сигнал переменного напряжения в токовом трансформаторе, далее проходит через режекторный фильтр, настроенный на частоту 50 Гц, усиливается малошумящим широкополосным усилителем и подается на выход токосъёмника. Измеряемое значение силы переменного тока в проводнике, охваченном магнитопроводом, определяется величиной переменного напряжения на выходе токосъёмника и коэффициентом калибровки токосъёмника.

Токосъёмник состоит из корпуса, в котором помещён активный входной преобразователь и батарейный отсек. На корпусе расположены токовый трансформатор с размыкаемым магнитопроводом для охвата проводника линии, отходящей от исследуемого технического средства, выключатель питания, индикаторы питания и перегрузки. Из корпуса выходит экранированный кабель с разъёмом для подключения к измерителю помех.

Нанесение знака поверки на токосъёмники не предусмотрено. Пломбирование токосъёмников осуществляется бумажными наклейками на защитном экране, расположенном внутри корпуса. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр, наносится на наклейку на боковой стенке корпуса токосъёмника в формате цифрового обозначения. Общий вид токосъёмников, с указанием места нанесения заводского номера и мест пломбирования представлены на рисунках 1 и 2.

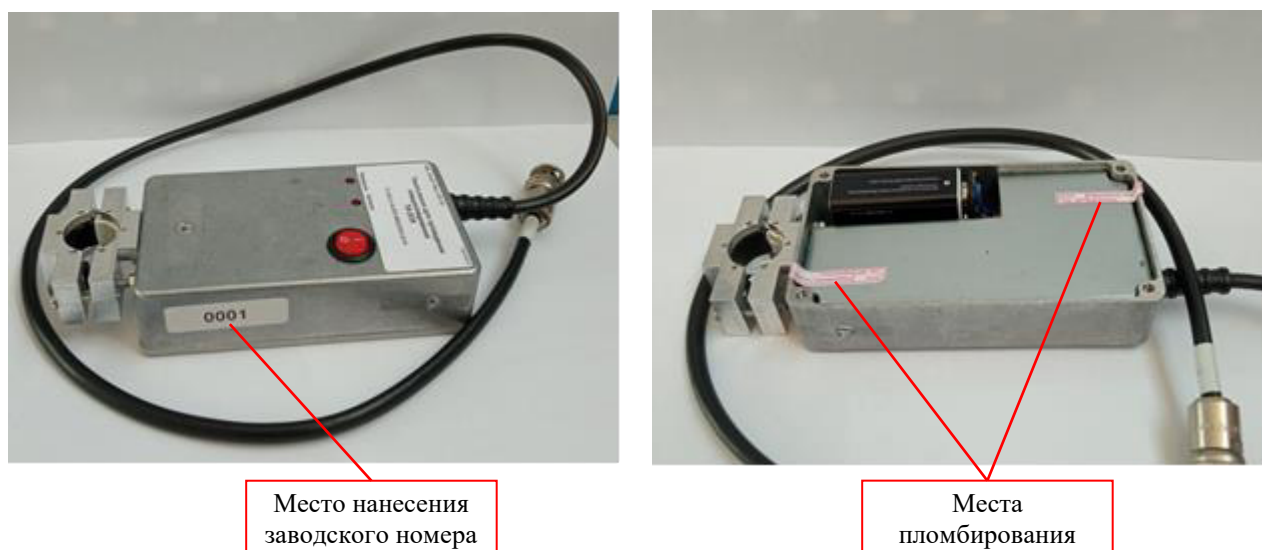


Рисунок 1 – Общий вид токосъёмников, с указанием мест пломбирования и места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон рабочих частот, кГц	от 0,09 до 2000
Пределы допускаемого коэффициента калибровки, дБ	от –20 до 15
Пределы допускаемой относительной погрешности коэффициента калибровки, дБ	±1

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Максимальная сила переменного тока через токовый трансформатор, мА, не менее	140
Напряжение собственных шумов в полосе пропускания 1 Гц, мкВ (СКЗ), не более	0,5
Габаритные размеры, мм, не более: длина ширина высота	155 75 40
Масса (без элемента питания), кг, не более	0,3
Параметры электрического питания напряжение постоянного тока, В	9
Условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность окружающего воздуха, % атмосферное давление, кПа	от +15 до +40 от 30 до 85 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность токосъёмников

Наименование	Обозначение	Количество
Токосъёмник для проведения специальных исследований	ТИ-2СИ	1 шт.
Эластичная вставка	—	1 шт.
Элемент питания	Крона	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РЭ 26.51.43.140-002-88922204-2019	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.3 «Использование токосъёмника» документа РЭ 26.51.43.140-002-88922204-2019 «Токосъёмники для проведения специальных исследований ТИ-2СИ. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 17 марта 2022 г. № 668 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3461 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц»;

ТУ 26.51.43.140-002-88922204-2019 «Токосъёмники для проведения специальных исследований ТИ-2СИ. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Технологии защиты информации»
(ООО «Тех ЗИ»)

ИНН 5054091042

Адрес юридического лица: 141090, Московская обл., г. Королёв, мкр. Юбилейный, ул. Пионерская, д. 7/1, кв. 148

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Технологии защиты информации»
(ООО «Тех ЗИ»)

ИНН 5054091042

Адрес: 141090, Московская обл., г. Королёв, мкр. Юбилейный, ул. Пионерская, д. 7/1, кв. 148

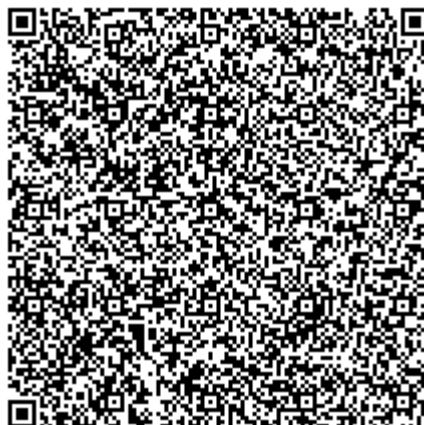
Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений»
(ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес юридического лица: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Адрес места осуществления деятельности: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30002-13



Регистрационный № 96982-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы телемеханики многофункциональные цифровые ИРИС

Назначение средства измерений

Приборы телемеханики многофункциональные цифровые ИРИС (далее – приборы) предназначены для измерений параметров сети переменного тока с номинальной частотой 50 и 60 Гц: частоты, среднеквадратического значения силы переменного тока, среднеквадратического значения фазного и линейного напряжения переменного тока, коэффициента мощности и суммарной полной электрической мощности в трехфазных трехпроводных и четырехпроводных цепях переменного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия приборов основан на аналого-цифровом преобразовании входных сигналов переменного электрического напряжения, на аналого-цифровом преобразовании входных сигналов силы переменного электрического тока или измерениях магнитной индукции, создаваемой переменным током в проводнике, который пропущен через отверстие датчика тока, и преобразовании магнитного поля в электрический сигнал, величина которого пропорциональна измеряемой силе переменного электрического тока в проводнике (в зависимости от модификации) с последующей математической и алгоритмической обработкой измеренных величин. Полученные результаты измерений отображаются на дисплее приборов, сохраняются в памяти и передаются через различные интерфейсы в информационные системы и системы управления более высокого уровня.

Приборы обеспечивают обработку полученной информации, в том числе по алгоритмам, заданным пользователем, передачу измеренных и вычисленных величин на вышестоящие уровни автоматизированных систем управления и контроля, прием и выдачу управляющих сигналов.

Приборы обеспечивают измерение и передачу по цифровым интерфейсам:

- действующего значения силы и напряжения переменного тока, суммарной полной электрической мощности;
- коэффициента мощности;
- результатов технического учета и параметров качества электроэнергии.

Приборы с функциональным исполнением МИ имеют возможность оперативного изменения яркости свечения индикатора через цифровой интерфейс RS-485, Bluetooth, Ethernet с помощью программы конфигуратора.

Приборы с функциональным исполнением DIN имеют единичные светодиодные индикаторы для указания дополнительной информации о режимах работы приборов.

Приборы имеют возможность сохранения результатов измерений в виде осциллограмм в формате Comtrade, IEC 60255-24 Edition 2.0 2013-04.

Приборы имеют возможность настройки диапазона измерений, с учетом коэффициентов трансформации по напряжению (для внешних трансформаторов напряжения с номинальным

напряжением вторичной обмотки 100 В и 400 В) и по току (для внешних трансформаторов тока с номинальным током вторичной обмотки 1 А и 5 А).

Приборы обеспечивают передачу измеренных и вычисляемых параметров по цифровым интерфейсам RS-485, Bluetooth и Ethernet.

Варианты поддерживаемых протоколов обмена: ModBus-RTU, ModBus-TCP, Bluetooth 4.2, протоколы передачи по ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 и по ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004.

Поддерживаемые интерфейсы обеспечивают возможность подключения к приборам дополнительных модулей (например: модули индикации, цифровые табло и т.д.), расширяющих функциональные возможности приборов.

Приборы являются многопредельными и изготавливаются в различных модификациях, согласно условному обозначению, отличающихся типом крепления, конструктивным исполнением, напряжением питания и внешними интерфейсами связи.

Информация о модификации приборов содержится в коде полного условного обозначения:

	И	Р	И	С	-	X	-	X	-	V	-	A	-	X	-	X	-	X	-	X
Обозначение типа приборов																				
Функциональное исполнение:																				
МИ – многофункциональный измеритель в щит;																				
DIN – многофункциональный измеритель на DIN рейку.																				
Конструктивное исполнение:																				
96 – размер передней панели:																				
- 90×54 мм (только для функционального исполнения DIN);																				
- 96×96 мм (только для функционального исполнения МИ).																				
120 – размер передней панели:																				
- 120×120 мм (только для функционального исполнения МИ).																				
Номинальное значение напряжения (входной сигнал):																				
V – входной сигнал 100 В или 400 В линейного напряжения (57,735 В и 230,940 В фазного напряжения).																				
Настраивается через программное обеспечение.																				
Номинальное значение тока (входной сигнал):																				
A – входной сигнал 1 А или 5 А.																				
Настраивается через программное обеспечение.																				
Условное обозначение напряжения питания:																				
220V – 220 В переменного и постоянного напряжения;																				
24V – 24 В постоянного напряжения.																				
Условное обозначение типа цифрового интерфейса:																				
RS – наличие интерфейса RS-485, Bluetooth (для функционального исполнения МИ);																				
2RSTX – наличие двух интерфейсов RS-485, Bluetooth и Ethernet (для функционального исполнения DIN).																				
Наличие дискретных входов и выходов:																				
11 – один вход, один выход;																				
x – отсутствует.																				
Наличие специального исполнения:																				
PAC – осциллографирование токов короткого замыкания;																				
x – отсутствует.																				

Примечание – Если код полного условного обозначения прибора оканчивается на x, то данный параметр не указывается. Пример – ИРИС-МИ-96-V-A-220V-RS.

Конструктивно приборы модификаций ИРИС-МИ-120-V-A-X-X-X-X выполнены в пластиковом корпусе моноблочного исполнения с креплением на панель. На передней панели корпуса располагаются три дисплея (четыре семисегментных индикатора в каждом) для отображения информации о текущих измерениях, три IPS-дисплея для индикации текущего режима отображения измерений и сенсорная кнопка управления. На задней стороне корпуса расположены соединители для подключения цепей питания, аналогового ввода, цифрового ввода/вывода и RS-485. На верхней стороне корпуса расположены соединители для подключения аналогового ввода.

Конструктивно приборы модификаций ИРИС-МИ-96-V-A-X-X-X-X выполнены в пластиковом корпусе моноблочного исполнения с креплением на панель. На передней панели корпуса располагаются два дисплея (четыре семисегментных индикатора в каждом) для отображения информации о текущих измерениях, пять светодиодных индикаторов для отображения информации о текущем режиме отображения, два светодиодных индикатора для отображения информации об активном множителе отображаемых величин, светодиодный индикатор работы Bluetooth и кнопка управления. На задней стороне корпуса расположены соединители для подключения цепей питания, аналогового ввода, цифрового ввода/вывода, три датчика тока и RS-485.

Конструктивно приборы модификаций ИРИС-DIN-96-V-A-X-X-X-X выполнены в пластиковом корпусе моноблочного исполнения с креплением на DIN-рейку. На передней панели корпуса располагаются индикаторы работы интерфейсов, переключатель для блокирования работы гибкой логики, соединители для подключения цепей питания, аналогового и цифрового ввода/вывода, RS-485 и Ethernet, кнопка включения Bluetooth. На верхней стороне корпуса расположены соединители для подключения цепей питания и RS-485. На нижней панели корпуса расположены соединители для подключения аналогового ввода.

Заводской номер приборов, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, состоящий из арабских цифр, наносится на этикетку методом гравировки (печати), которая размещается на задней стороне корпуса для модификации ИРИС-МИ-120-V-A-X-X-X-X и на передней стороне корпуса для модификации ИРИС-DIN-96-V-A-X-X-X-X.

Нанесение знака поверки на приборы не предусмотрено.

Защита от несанкционированного доступа посредством механического пломбирования предусмотрена на боковой и передней части приборов для модификаций ИРИС-МИ-120-V-A-X-X-X-X при помощи разрушающегося при отклеивании стикера.

Защита от несанкционированного доступа посредством механического пломбирования предусмотрена на боковой и задней части приборов для модификаций ИРИС-МИ-96-V-A-X-X-X-X, ИРИС-DIN-96-V-A-X-X-X-X при помощи разрушающегося при отклеивании стикера.

Общие виды приборов с указанием мест нанесения заводского номера, знака утверждения типа и мест пломбирования приведены на рисунках 1-3.

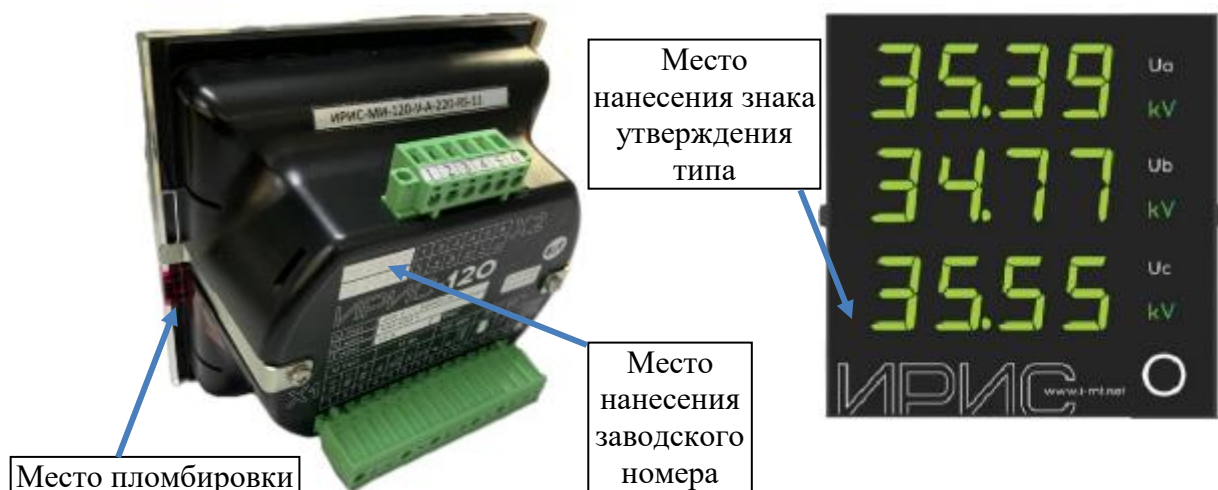


Рисунок 1 – Общий вид приборов модификаций ИРИС-МИ-120-V-A-X-X-X-X с указанием места нанесения заводского номера, знака утверждения типа и места пломбирования



Рисунок 2 – Общий вид приборов модификаций ИРИС-МИ-96-V-A-X-X-X-X с указанием места нанесения заводского номера, знака утверждения типа и места пломбирования



Рисунок 3 – Общий вид приборов модификации ИРИС-DIN-96-V-A-X-X-X-X с указанием места нанесения заводского номера, знака утверждения типа и места пломбирования

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) приборов устанавливается в энергонезависимую память на заводе-изготовителе во время производственного цикла. Оно не подлежит изменению на протяжении всего времени функционирования приборов, разделено на метрологически значимую и незначимую части и защищено от несанкционированного доступа путем механического пломбирования прибора.

В ПО приборов реализована запись осциллограмм в формате Comtrade, IEC 60255-24 Edition 2.0 2013-04, но для их просмотра и скачивания требуется ПО Конфигуратор ИРИС.

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

Метрологические характеристики приборов нормированы с учетом влияния ПО.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ИРИС-МИ-120-V-A-X-X-X-X	ИРИС-МИ-96-V-A-X-X-X-X	ИРИС-DIN-96-V-A-X-X-X-X
Идентификационное наименование ПО	IRIS		
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.4.x	2.0.10.x	1.0.15.x
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-
Примечание – «х» может принимать значения от 0 до 999 и не относится к метрологически значимой части встроенного ПО			

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики приборов

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений
Среднеквадратическое значение силы переменного тока I_1, I_2, I_3, A	от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $2,1 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,2$	-
Среднеквадратическое значение фазного (линейного) напряжения переменного тока U_1, U_2, U_3, B	от $0,05 \cdot U_{ном}$ до $1,5 \cdot U_{ном}$	$\pm 0,2$	-
Действующее значение частоты сети, Гц	от 45 до 65	-	$\pm 0,01$
Коэффициент мощности трехфазной системы	от -1,00 до +1,00	-	$\pm 0,005$
Примечания:			
1. Номинальное значение рабочего напряжения ($U_{ном}$) выбирается программно и составляет 57,735 В и 230,940 В для фазных напряжений (100 В и 400 В для линейных напряжений).			
2. Номинальное значение тока ($I_{ном}$) выбирается программно и составляет 1 А и 5 А.			
3. Нормируемым значением для приведенной погрешности является номинальное значение характеристики.			

Таблица 3 – Метрологические характеристики приборов при измерениях суммарной полной электрической мощности

Значение силы переменного электрического тока, А	Значение напряжения переменного тока, В	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %
$0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 2,1 \cdot I_{\text{ном}}$	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$	от -1,00 до +1,00	$\pm 0,5$
Примечания: 1. Номинальное значение суммарной полной мощности зависит от выбранных номинальных значений тока ($I_{\text{ном}}$) и напряжения ($U_{\text{ном}}$) и составляет 173,205 В·А при $I_{\text{ном}} = 1$ А и $U_{\text{ном}} = 57,735$ В и 3464,1 В·А при $I_{\text{ном}} = 5$ А и $U_{\text{ном}} = 230,940$ В. 2. Нормируемым значением для приведенной погрешности является номинальное значение характеристики.			

Пределы допускаемой дополнительной погрешности, вызванной изменением температуры окружающей среды в пределах условий эксплуатации на каждые 10 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности составляет 0,5.

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - номинальное напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - номинальное напряжение питания постоянного тока, В	220 50 24
Потребляемая мощность, Вт, не более: - ИРИС-МИ-120-V-A-X-X-X-X - ИРИС-МИ-96-V-A-X-X-X-X - ИРИС-DIN-96-V-A-X-X-X-X	7 7,5 3
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С	от +10 до +30
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность при +25 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -40 до +75 98 от 84 до 106
Габаритные размеры (Высота×Ширина×Глубина), мм, не более: - ИРИС-МИ-120-V-A-X-X-X-X - ИРИС-МИ-96-V-A-X-X-X-X - ИРИС-DIN-96-V-A-X-X-X-X	120×120×75 96×96×109 90×54×61
Масса, кг, не более: - ИРИС-МИ-120-V-A-X-X-X-X - ИРИС-МИ-96-V-A-X-X-X-X - ИРИС-DIN-96-V-A-X-X-X-X	0,6 0,6 0,2

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	20
Средняя наработка на отказ, ч	250000

Знак утверждения типа

наносится методом гравировки (печати) на этикетку или корпус прибора в соответствии со схемами, указанными на рисунках 1-3, на вторую страницу паспорта и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Прибор телемеханики многофункциональный цифровой ИРИС	В соответствии с модификацией	1 шт.
Комплект монтажных частей	-	1 шт.
Паспорт: - ИРИС-МИ-120-V-A-X-X-X-X - ИРИС-МИ-96-V-A-X-X-X-X - ИРИС-DIN-96-V-A-X-X-X-X	МТ.ИРИС.03.ТП СИ МТ.ИРИС.01.ТП СИ МТ.ИРИС.05.ТП СИ	1 экз.
Руководство по эксплуатации: - ИРИС-МИ-120-V-A-X-X-X-X - ИРИС-МИ-96-V-A-X-X-X-X - ИРИС-DIN-96-V-A-X-X-X-X	МТ.ИРИС.03.14.РЭ МТ.ИРИС.01.25.РЭ МТ.ИРИС.05.04.РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Устройство и функциональные возможности» руководства по эксплуатации МТ.ИРИС.01.25.РЭ, в разделе 4 «Устройство и функциональные возможности» руководства по эксплуатации МТ.ИРИС.03.14.РЭ и в разделе 4 «Устройство и функциональные возможности» руководства по эксплуатации МТ.ИРИС.05.04.РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

ТУ 26.51.43-019-62887456-2025 «Приборы телемеханики многофункциональные цифровые ИРИС. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Микропроцессорные технологии»

(ООО НПП «Микропроцессорные технологии»)

ИНН 5404396621

Юридический адрес: 630110, г. Новосибирск, ул. Писемского, д. 24/4, 2 этаж

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Микропроцессорные технологии»

(ООО НПП «Микропроцессорные технологии»)

ИНН 5404396621

Адрес: 630110, г. Новосибирск, ул. Писемского, д. 24/4, 2 этаж

Испытательный центр

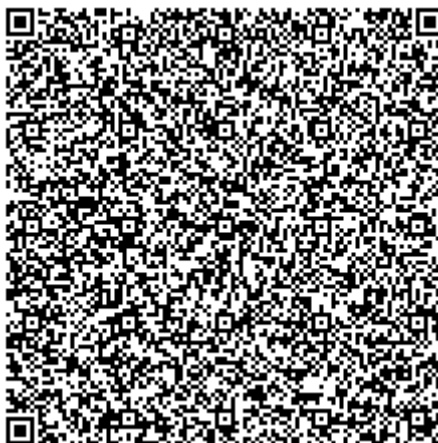
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Адрес: 142300, Российская Федерация, Московская обл., г. Чехов, Симферопольское ш.,
д. 2, Литера А, Помещение I

Телефон: +7 (495) 108 69 50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
Росаккредитации RA.RU.314164



Регистрационный № 96983-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ХЭСК» по объекту Водозабор г. Кировск

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ХЭСК» по объекту Водозабор г. Кировск (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее - ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) RTU-327 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее - Рег. №) 41907-09, устройство синхронизации времени УССВ-2 (Рег. № 54074-13), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями АИИС КУЭ.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя, сервер ООО «ХЭСК» (далее – сервер, сервер АИИС КУЭ), автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к шкале координированного времени UTC(SU), результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИК;

хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

передача результатов измерений в организации - участники оптового рынка электроэнергии

в рамках согласованного регламента;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности, журналы событий. УСПД осуществляет вычисление получасовых значений электроэнергии на основании считанных профилей мощности и электроэнергии с учётом коэффициентов трансформации и является промежуточным хранилищем измерительной информации, журналов событий.

Сервер АИИС КУЭ с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД и считывает с него получасовые значения электроэнергии для каждого канала учета и журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер АИИС КУЭ осуществляет хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в АО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в виде xml-файлов формата 80020.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени, счетчика, УСПД, сервера.

В качестве устройств синхронизации времени используется УССВ-2. УССВ-2 осуществляет прием сигналов точного времени от GPS/ГЛОНАСС приемников непрерывно.

Сравнение показаний часов УСПД и УССВ-2 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов УСПД и УССВ-2 осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и УССВ-2 на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчика и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчика и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и УСПД на величину более чем ± 2 с.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСПД происходит с цикличностью один раз в час.

Синхронизация часов сервера АИИС КУЭ и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСПД на величину более чем ± 1 с.

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер АИИС КУЭ 497, заводские номера средств измерений уровней ИИК, ИВКЭ, ИВК, идентификационные обозначения элементов уровня ИВК указаны в формуляре. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО обеспечивает защиту измерительной информации с помощью паролей и разграничения прав доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое специальными программными средствами ПО.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦентр» не влияет на метрологические характеристики, указанные в таблицах 2-4.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	ИВКЭ
1	2	3	4	5	6
1	ПС-17 Л-11 яч.3	ТПЛ Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег.№ 33446-08	RTU-327 Рег.№ 41907-09 УССВ-2 Рег.№ 54074-13
2	ПС-17 Л-14 яч.19	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег.№ 33446-08	
3	РП-2 6 кВ яч. 2 ОЛ-59	ТОЛ-10-11 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛП.4-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100√3 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 50460-18	
4	РП-2 6 кВ яч. 5 ОЛ-60	ТОЛ-10-11 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛП.4-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100√3 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 50460-18	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и 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 УССВ на аналогичное утвержденного типа.

3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения, используемого ПО.

4 Замена оформляется техническим актом и внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1-2	Активная	1,30	2,05
	Реактивная	1,84	2,26
3-4	Активная	1,30	2,05
	Реактивная	2,04	3,34
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с			5

Примечания:

1 Границы погрешности указаны для $\cos\phi=0,8$ инд, $I = 20$ % Ином при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С в рабочих условиях и при температуре окружающего воздуха от плюс 21 °С до плюс 25 °С в нормальных условиях.

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

3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для сервера, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - относительная влажность воздуха при +25 °С, %	- от 98 до 102 - от 100 до 120 0,9 - от 49,85 до 50,15 - от +15 до +25 - от +21 до +25 - от 30 до 80
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - относительная влажность воздуха при +25 °С, % - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	- от 90 до 110 - от 5 до 120 - от 0,5 инд. до 0,8 емк. - от 49,6 до 50,4 - от -40 до +50 - от +5 до +35 - от 75 до 98 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Счетчики СЕ 303: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2,0 220000 2,0 100000 2,0 35000 2,0
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	45 10 3,5

Надежность системных решений:

– 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 счётчика:

- параметрирования;
 - пропадаания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- Защищённость применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование;
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - пароли электросчетчика;
 - пароли сервера.
- Возможность коррекции времени в:
- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- Возможность сбора информации:
- о результатах измерений (функция автоматизирована);
 - о состоянии средств измерений.
- Цикличность:
- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 минут (функция автоматизирована);
 - сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (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 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ	2
	ТПЛМ-10	2
	ТОЛ-10-11	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
	НТМИ-6-66	1
	ЗНОЛП.4-6	6
Счетчики электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
	СЕ 303	2
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Сервер АИИС КУЭ	DELL OptiPlex 3020	1
Паспорт-формуляр	ТНЭ.ФО.497	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ХЭСК» по объекту Водозабор г. Кировск, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации 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 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.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Хибинская энергосбытовая компания»
(ООО «ХЭСК»)

ИНН 5103065898

Юридический адрес: 184250, Мурманская обл., г. Кировск, ул. Парковая, д. 14

Телефон: +7 (815-31) 5-40-33

E-mail: info@hesc.ru

Изготовитель

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

ИНН 7703552167

Адрес: 123112, г. Москва, наб. Пресненская, д. 4, стр. 2, помещ. 07.17.1

Телефон: +7 (499) 799-86-88

Факс: +7(499) 799-86-91

E-mail: info@tne.transneft.ru

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 123112, г. Москва, наб. Пресненская, д. 4, стр. 2, помещ. 07.17.1

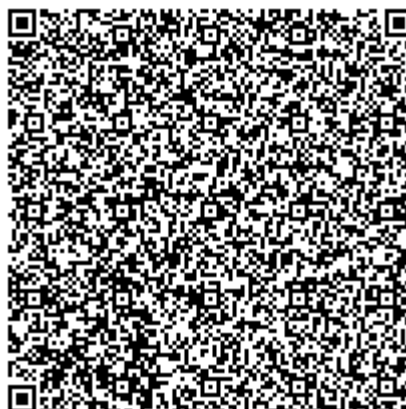
Адрес места осуществления деятельности: 123112, г. Москва, наб. Пресненская, дом 4, строение 2, помещения 06.15, 06.15.01, 05С17

Телефон: +7 (499) 799-86-88

Факс: +7(499) 799-86-91

E-mail: info@tne.transneft.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.315055



Регистрационный № 96984-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 728

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 728 (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированного измерения массы нефти при проведении учетных операций.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти по результатам измерений:

- объёма нефти с помощью преобразователей расхода, давления и температуры;
- плотности нефти с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры или в лаборатории.

СИКН, заводской № 728, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ), узла подключения поверочной установки (УП ПУ). БИЛ состоит из четырех рабочих измерительных линий (далее – ИЛ) и одной резервной ИЛ.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

В состав СИКН входят средства измерений, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень средств измерений

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N	15427-01
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N	46057-14
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Преобразователи измерительные 644, 3144Р, 3244MV	14683-04
Преобразователи измерительные 644, 3144Р	14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-05
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-11
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-01
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-06
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	52638-13
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827	15642-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм *	14557-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм *	14557-10
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17
* применяются только при значении температуры нефти в БИК не менее +5 °С	

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов. В БИК установлен преобразователь расхода для контроля выполнения условий изокINETичности пробоотбора.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматизированное измерение массы брутто нефти (т) и объемного расхода нефти (м³/ч) в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти;
- автоматическое измерение объемного влагосодержания (%), плотности (кг/м³), вязкости (сСт), температуры (°С) и давления (МПа) нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода по установке поверочной трубопоршневой двунаправленной стационарной (регистрационный № 77811-20), общей с системой измерений количества и показателей качества нефти № 727 или по передвижной поверочной установке;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защиту информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на информационную табличку, представленную на рисунке 2, установленную на площадке СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Пломбировка СИКН не предусмотрена.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.



Рисунок 2 – Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и АРМ оператора.

ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений, обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется наличием ограничения доступа, установкой логинов и паролей разного уровня доступа, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к ПО для пользователя закрыт. Конструкция системы исключает возможность несанкционированного влияния на ПО системы и измерительную информацию.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9319307D
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7.14.3
Цифровой идентификатор ПО	17D43552
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.18
Цифровой идентификатор ПО	5FD2677A

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.20
Цифровой идентификатор ПО	CB6B884C
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.11
Цифровой идентификатор ПО	116E8FC5
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.28
Цифровой идентификатор ПО	3836BADF
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО	4EF156E4
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.6
Цифровой идентификатор ПО	4D07BD66
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.5
Цифровой идентификатор ПО	D19D9225
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.4
Цифровой идентификатор ПО	3A4CE55B
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	E56EAB1E
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.12
Цифровой идентификатор ПО	23F21EA1
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.17
Цифровой идентификатор ПО	71C65879
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.14.1
Цифровой идентификатор ПО	62C75A03

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО	B8DF3368
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	F3B1C494
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО	232DDC3F
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.14
Цифровой идентификатор ПО	32D8262B
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	F70067AC
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	35DD379D
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9F5CD8E8
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.2
Цифровой идентификатор ПО	5C9E0FFE
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	AB567359
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.34
Цифровой идентификатор ПО	ED6637F5

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.33
Цифровой идентификатор ПО	8D37552D
Примечания: 1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИБК в зависимости от функционального назначения СИКН. 2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр и букв. 3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти*, м ³ /ч	от 400 до 14400
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Давление измеряемой среды, МПа – минимальное – максимально допустимое	0,16 1,6
Режим работы СИКН	периодический
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Физико-химические свойства измеряемой среды: – температура, °С – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м ³ – кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температур, мм ² /с (сСт) – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – содержание свободного газа	от -10 до +40 от 835 до 905 от 2 до 60 0,5 100 0,05 Не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380 ±38 В, трехфазное 220 ±22 В, однофазное 50±1

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки БИЛ – в месте установки ИВК б) относительная влажность в месте установки ИВК, % в) атмосферное давление, кПа	от -36 до +34 от +10 до +35 от 30 до 80 от 84 до 106,7

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество шт./ экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 728	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 728», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 520-RA.RU.312546-2025.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» пункт 6.1.1;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть – Порт Приморск»
(ООО «Транснефть – Порт Приморск»)
ИНН 4704045809

Юридический адрес: 188910, Российская Федерация, Ленинградская обл., Выборгский р-он, проезд Портовый (Приморская тер.), д. 7

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть – Порт Приморск»
(ООО «Транснефть – Порт Приморск»)
ИНН 4704045809

Адрес: 188910, Российская Федерация, Ленинградская обл., Выборгский р-он, проезд
Портовый (Приморская тер.), д. 7

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть - Автоматизация и Метрология»)

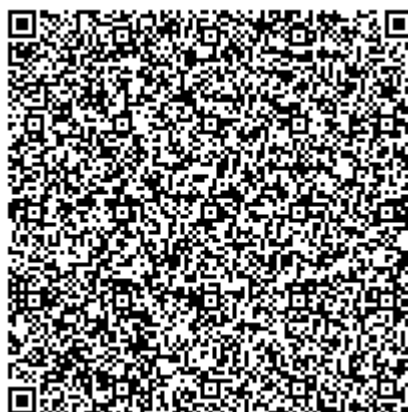
Адрес: 123112, Российская Федерация, г. Москва, Пресненская набережная, д. 4, стр. 2

Телефон: (495) 950-87-00, факс: (495) 950-85-97

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994



Регистрационный № 96985-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Михайловско-Коханская

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Михайловско-Коханская (далее – СИКНС) предназначена для измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси и определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л (ОСТОРУС-Л) (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений массового расхода, давления, температуры и объемной доли воды.

Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ).

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКНС и эксплуатационными документами ее компонентов.

К настоящему типу средства измерений (далее – СИ) относится Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Михайловско-Коханская с заводским номером 928911.

Конструктивно СИКНС состоит из:

- блока фильтров;
- блока измерительных линий (далее – БИЛ): одна рабочая и одна резервно-контрольная измерительные линии;
- блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси (далее – БИК);
- узла подключения турбопоршневой поверочной установки;
- технологических и дренажных трубопроводов;
- системы обработки информации (далее – СОИ).

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора) входит в состав СОИ.

В состав СИКНС входят следующие СИ:

- Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный номер 77657-20);

- Датчики давления ЭМИС-БАР, мод. ЭМИС-БАР 103 (регистрационный номер 72888-18);
- Датчики давления Метран-55, мод. Метран-55-Ех-ДИ (регистрационный номер 18375-08);
- Термопреобразователи сопротивления ТПС, мод. ТПС 106 (регистрационный номер 71718-18);
- Термопреобразователи сопротивления взрывобезопасные с унифицированным выходным сигналом ТСМУ 9418 (регистрационный номер 17627-98);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-100-01 (регистрационный номер 24604-12);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-60-01 (регистрационный номер 24604-12);
- Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L) (регистрационный номер 43239-15).

В состав СИКНС входят показывающие СИ давления и температуры утвержденных типов.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефтегазоводяной смеси, давления и температуры нефтегазоводяной смеси, объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- контроль метрологических характеристик СРМ;
- поверка СРМ с помощью турбопоршневой поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб нефтегазоводяной смеси;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- индикация, регистрация, хранение и передача в системы верхнего уровня текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа.

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на СИКНС отсутствует.

Заводской номер 928911 в виде цифрового обозначения нанесен в виде наклейки на шкаф измерительно-вычислительного комплекса СИКНС, а также типографским способом на титульный лист паспорта.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС и реализовано поэлементно в ИВК и в АРМ оператора.

Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений, несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений ПО и измеренных (вычисленных) данных обеспечивается системой идентификации пользователя, введением паролей и разграничением уровня доступа, а также механическим опломбированием ИВК. Доступ к метрологически значимой части ПО ИВК для пользователя закрыт.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного в ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.10
Цифровой идентификатор ПО	24821CE6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного на АРМ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Rate АРМ оператора УУН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 10 до 430
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти мод. ВСН-2-50-100-01, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 65 % включ. - св. 65 % до 70 % включ. - св. 70 % до 85 % включ. - св. 85 % до 95 % включ.	$\pm(0,15W_{\text{об}}^{1}) + 0,25)$ $\pm(0,075W_{\text{об}} + 1,375)$ $\pm(0,15W_{\text{об}} - 1,25)$ $\pm(0,3W_{\text{об}} - 9,5)$ $\pm 5,65$ $\pm 17,62$ $\pm 63,39$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти мод. ВСН-2-50-60-01, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 60 % включ.	$\pm 1,0$ $\pm(0,15W_{\text{об}}^{1}) + 0,25)$ $\pm(0,075W_{\text{об}} + 1,375)$ $\pm(0,15W_{\text{об}} - 1,25)$ $\pm(0,3W_{\text{об}} - 9,5)$

Продолжение таблицы 3

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477-2014, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 65 % включ. - св. 65 % до 70 % включ.	±0,65 ±0,47 ±0,67 ±1,45 ±2,20 ±2,77
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории по ФР.1.31.2014.17851, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 70 % до 85 % включ. - св. 85 % до 95 % включ.	±199,31 ±802,23
¹⁾ $W_{ов}$ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура нефтегазоводяной смеси, °С	от 0 до +50
Избыточное давление нефтегазоводяной смеси, МПа	от 0,1 до 4,0
Плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, кг/м ³	от 820 до 920
Кинематическая вязкость, мм ² /с	от 1,25 до 35
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1100 до 1200
Объемная доля воды в нефтегазовой смеси, %, не более	95
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более	0,1
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³	от 200 до 6300
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³	от 1 до 25
Плотность растворенного газа в нефтегазоводяной смеси при стандартных условиях, кг/м ³	от 0,001 до 1,6
Свободный газ	не допускается
Параметры электропитания: - напряжение, В: – силовое оборудование – технические средства СОИ - частота, Гц	380⁺³³₋₅₇ 220⁺²²₋₃₃ 50±1

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды в месте установки ИЛ, °С; - температура окружающей среды в месте установки БИК, СОИ, °С; - относительная влажность в помещении, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы СИКНС	непрерывный

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Михайловско-Коханская, зав. № 928911	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Приложении А эксплуатационного документа «Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Михайловско-Коханская. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.2.1);

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Юридический адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, проспект Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, проспект Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика»

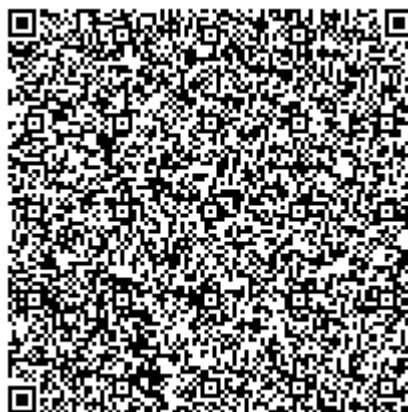
(ООО «КЭР-Автоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Сибирский Тракт, д. 34Л, пом. 1022

Телефон (факс): +7 (843) 528-05-70

E-mail: office2@keravt.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314451



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УК» Разрез Бейский»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УК» Разрез Бейский» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени на базе блока коррекции времени ЭНКС-2 (далее по тексту – УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ) и программное обеспечение (далее по тексту – ПО) программный комплекс (далее по тексту – ПК) «Энергосфера».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика. 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 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 сервер АИИС КУЭ в составе верхнего – второго уровня системы.

На верхнем – втором уровне системы 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.

Передача информации от сервера в заинтересованные организации осуществляется в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергетики и мощности (ОРЭМ), в филиал АО «СО ЕЭС» осуществляется с АРМ энергосбытовых организаций.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию, получаемую посредством интеграции и/или в формате XML-макетов в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet, от АИИС КУЭ утвержденного типа.

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

Сервер АИИС КУЭ оснащен УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемников. Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения более $\pm 0,1$ с (программируемый параметр) сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ равного ± 3 с (программируемый параметр) и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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

Заводской номер (№ 055) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» 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

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 35 кВ Шалгинов, РУ-10 кВ, СШ 10 кВ, яч. 10	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
2	ПС 35 кВ Шалгинов, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТШП Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.02М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
3	ВЛ-10 кВ ф. 111-07, отпайка ВЛ-10 кВ ф. 111-07, опора № 450-1, в сторону КТПН 10 кВ № 2 АБК Горного участка, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-СВЭЛ Кл.т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ-СВЭЛ Кл.т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
4	ВЛ-10 кВ ф. 111-07, отпайка ВЛ-10 кВ ф. 111-07, опора № 438-1, в сторону КТПН 10 кВ № 5 Зумпф-2, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ВЛ-10 кВ ф. 111-07, отпайка ВЛ-10 кВ ф. 111-07, опора ПКУ-10 кВ, в сторону КТПН 10 кВ № 3 Насосная станция очистных сооружений, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-СВЭЛ Кл.т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ-СВЭЛ Кл.т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5
---	----

Примечания:

- 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 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК от - 40 до + 60 °С.
- 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.
- 5 Допускается замена ТТ, ТН и 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 метрологических характеристик.
- 6 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 8 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.
- 9 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.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	8
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от -40 до +70
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	220000 2 70000 1
УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 30 3,5

Надежность 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:

- 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 пропадаания и восстановления напряжения;
- перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадаания и восстановления.

– журнал сервера:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- полученные с уровней ИИК «Журналы событий».

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- 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./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	3
Трансформаторы тока	ТШП	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ	6
Трансформаторы тока	ТОЛ	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ	6

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	ТЕРЦ.100.00.055 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УК» Разрез Бейский», аттестованном ФБУ «Нижегородский ЦСМ», г. Нижний Новгород, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации 01.00269-2013

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Угольная Компания «Разрез Бейский» (ООО «УК» Разрез Бейский))

ИНН 1900004698

Юридический адрес: 655017, Республика Хакасия, г Абакан, пр-кт Ленина, д. 43 стр. 1

Изготовитель

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

ИНН 3702268237

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 9/37, офис 4

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЛЕММА»

(ООО «ЛЕММА»)

ИНН 6658513154

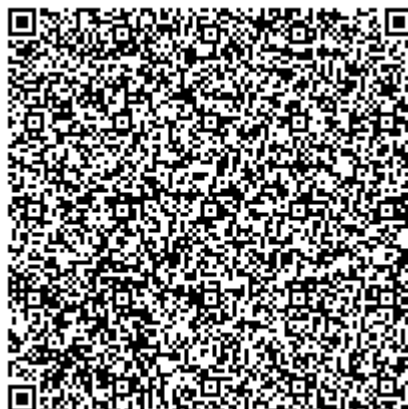
Адрес: 620102, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Ясная, д. 28, кв. 23

Телефон: +7 (343) 372-00-57

Web-сайт: www.lemma-ekb.ru

E-mail: lemma-ekb@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
Росаккредитации RA.RU.RA.RU.314006



Регистрационный № 96987-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Фурье-спектрометры инфракрасные СПЕКТР-О

Назначение средства измерений

Фурье-спектрометры инфракрасные СПЕКТР-О (далее – спектрометры) предназначены для измерений волновых чисел в оптических спектрах пропускания и отражения в инфракрасной области в твердых, жидких и газообразных образцах, а также количественного анализа органических и неорганических веществ.

Описание средства измерений

Принцип действия спектрометра основан на применении двухлучевого интерферометра Майкельсона, в котором оптическая разность хода изменяется за счет движения (сканирования) одного из зеркал в плечах интерферометра. Оптическое излучение от источника проходит через интерферометр, на выходе которого регистрируется интерферограмма, представляющая собой зависимость интенсивности светового потока от оптической разности хода. Спектр, как зависимость интенсивности излучения от волнового числа, получается путем обратного преобразования Фурье интерферограммы, выполняемого с использованием персонального компьютера.

Движение зеркала в интерферометре осуществляется по линейному закону с помощью прецизионного механизма. Точное положение зеркала (разность хода в интерферометре) определяется с помощью референтного канала, регистрирующего интерферограмму лазерного излучения на том же интерферометре.

Спектрометры выпускаются в двух модификациях, отличающихся типами оптических блоков интерферометров: СПЕКТР-О-СТ-1 (с блоком интерферометра MATRIX-F II) и СПЕКТР-О-СТ-2 (с блоком интерферометра ФСМ 2201, ФСМ 2202 или ФСМ 2211). Конструктивно спектрометры выполнены во взрывозащищённом корпусе, в котором размещен блок интерферометра. В дверцу корпуса может устанавливаться взрывозащищённая сенсорная панель для управления локальным ПК, также управление может осуществляться с помощью внешнего ПК.

Спектрометры модификации СПЕКТР-О-СТ-1 оснащаются оптоволоконными измерительными зондами (до 6 шт.). Спектрометры модификации СПЕКТР-О-СТ-2 оснащаются внешними проточными измерительными ячейками (до 6 шт.) или оптоволоконными зондами (до 12 шт., только с блоком интерферометра ФСМ 2211).

Пломбирование спектрометров не предусмотрено. Нанесение знака поверки не предусмотрено.

Заводской номер в виде цифрового обозначения наносится методом цифровой лазерной печати на шильдик, расположенный на правой боковой панели корпуса спектрометров.

Общий вид спектрометров приведен на рисунках 1, 3. Шильдики спектрометров приведены на рисунках 2, 4.



Рисунок 1 – Общий вид спектрометра СПЕКТР-О-СТ-1 (с оптоволоконным зондом)

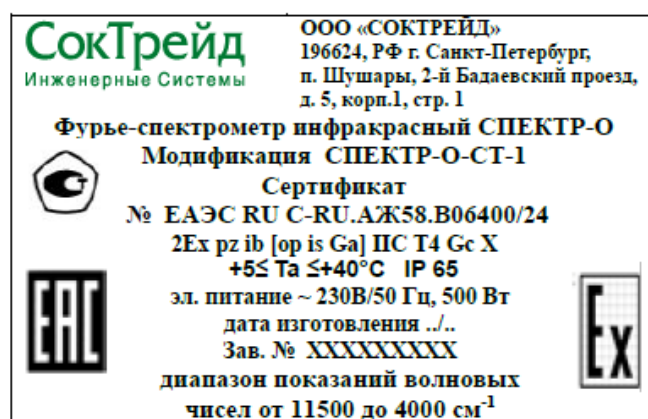


Рисунок 2 – Шильдик спектрометра СПЕКТР-О-СТ-1 с блоком интерферометра MATRIX-F II



Рисунок 3 – Общий вид спектрометра СПЕКТР-О-СТ-2



Рисунок 4 – Шильдик спектрометра СПЕКТР-О-СТ-2 с блоком интерферометра ФСМ 2211

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту – ПО) предназначено для управления спектрометром, контроллером внутренних исполнительных механизмов и настроек, а также для обеспечения функционирования интерфейса, обработки информации, полученной от измерительных устройств в процессе проведения измерений.

ПО разделено на две части:

- метрологически значимая часть ПО прошита в индустриальной карте памяти, установленной во встроенную процессорную плату спектрометров;
- управляющее внешнее ПО, устанавливаемое на персональный компьютер.

Внешнее ПО осуществляет контроль и управление всеми этапами проведения измерений, служит для отображения, обработки и сохранения результатов измерений.

Идентификационные данные ПО указаны в таблицах 1 и 2.

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки) ПО (модификация СПЕКТР-О-СТ-1)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	OPUS
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	8.9
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 2 – Идентификационные данные (признаки) ПО (модификация СПЕКТР-О-СТ-2)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FSpec
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	4.3.1.15
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики спектрометров

Наименование характеристики	Значение
Спектральный диапазон измерений волновых чисел, см ⁻¹ модификация СПЕКТР-О-СТ-1 модификация СПЕКТР-О-СТ-2 с блоком интерферометра: - ФСМ 2201 - ФСМ 2202 - ФСМ 2211	от 10250 до 5130 от 7310 до 537 от 7310 до 537 от 10250 до 5130
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений по шкале волновых чисел, см ⁻¹ - в диапазоне волновых чисел св. 5130 до 537 см ⁻¹ - в диапазоне волновых чисел от 10250 до 5130 см ⁻¹ включ.	±1,0 ±3,5

Таблица 4 – Основные технические характеристики спектрометров

Наименование характеристики	Значение
Спектральный диапазон показаний волновых чисел, см ⁻¹ модификация СПЕКТР-О-СТ-1 модификация СПЕКТР-О-СТ-2 с блоком интерферометра: - ФСМ 2201 - ФСМ 2202 - ФСМ 2211	от 11500 до 4000 от 7800 до 370 от 7800 до 370 от 12500 до 3700
Спектральное разрешение, см ⁻¹ модификация СПЕКТР-О-СТ-1 модификация СПЕКТР-О-СТ-2 с блоком интерферометра: - ФСМ 2201 - ФСМ 2202 - ФСМ 2211	±2,0 ±1,0 ±0,5 ±2,0

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Допускаемое отклонение сигнала 100 % пропускания, %	
модификация СПЕКТР-О-СТ-1	±0,1
модификация СПЕКТР-О-СТ-2 с блоком интерферометра:	
- ФСМ 2201	±0,5
- ФСМ 2202	±0,5
- ФСМ 2211	±0,5
Габаритные размеры блоков интерферометра, мм, не более:	
модификация СПЕКТР-О-СТ-1	
- ширина	310
- глубина	420
- высота	240
модификация СПЕКТР-О-СТ-2	
- ширина	400
- глубина	550
- высота	250
Габаритные размеры во взрывозащищённом корпусе, мм, не более	
- ширина	1000
- глубина	800
- высота	1200
Масса блоков интерферометра, кг, не более	30
Масса взрывозащищённого корпуса, кг, не более	120
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	230±23
- частота переменного тока, Гц	50/60
Потребляемая мощность, Вт, не более	500
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С:	
модификация СПЕКТР-О-СТ-1	от +15 до +25
модификация СПЕКТР-О-СТ-2	от +10 до +35
- относительная влажность воздуха, %, не более	80
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Маркировка взрывозащиты	
модификация СПЕКТР-О-СТ-1	
- с оболочкой вида «d»	1Ex db ib [op is Ga] IIC T4 Gb X
- с оболочкой вида «р»	2Ex pz ib [op is Ga] IIC T4 Gc X
модификация СПЕКТР-О-СТ-2 (с оболочкой вида «р»)	2Ex pz ib [op is Ga] IIC T4 Gc X

Знак утверждения типа

наносится методом цифровой лазерной печати на шильдик, расположенный на боковой панели корпуса спектрометров, и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений (для модификации СПЕКТР-О-СТ-1)

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Фурье-спектрометр инфракрасный	модификация СПЕКТР-О-СТ-1	1
Оптоволоконный зонд	ВО-Х ¹⁾	от 1 до 6
Паспорт	–	1
Руководство по эксплуатации	СПЕКТР.001.СТ.000.01 РЭ	1
¹⁾ Х - количество оптоволоконных зондов или проточных ячеек		

Таблица 6 – Комплектность средства измерений (для модификации СПЕКТР-О-СТ-2)

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Фурье-спектрометр инфракрасный	модификация СПЕКТР-О-СТ-2	1
Оптоволоконный зонд (только для блока ФСМ2211)	ВО-Х ¹⁾	от 1 до 12
Проточная ячейка	П-Х ¹⁾	от 1 до 6
Паспорт	–	1
Руководство по эксплуатации	СПЕКТР.002.СТ.000.02 РЭ	1
¹⁾ Х - количество оптоволоконных зондов или проточных ячеек		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4.1 «Принцип работы» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2840 от 29.12.2018 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм»;

ТУ 26.51.53–001–52211673–2024 Фурье-спектрометры инфракрасные СПЕКТР-О. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «СокТрейд»

(ООО «СокТрейд»)

ИНН 7810185289

Юридический адрес: 196624, г. Санкт-Петербург, вн.тер.г. поселок Шушары, пр-д 2-й Бадаевский, д. 5, корп. 1, стр. 1, помещ. 1-Н, ч.п. 44

Тел. (812) 777-78-22

E-mail: info@soctrade

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СокТрейд»

(ООО «СокТрейд»)

ИНН 7810185289

Адрес: 196624, г. Санкт-Петербург, вн.тер.г. поселок Шушары, пр-д 2-й Бадаевский, д. 5, корп. 1, стр. 1, помещ. 1-Н, ч.п. 44

Тел. (812) 777-78-22

E-mail: info@soctrade

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт оптико-физических измерений» (ФГБУ «ВНИИОФИ»)

Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озёрная, д. 46

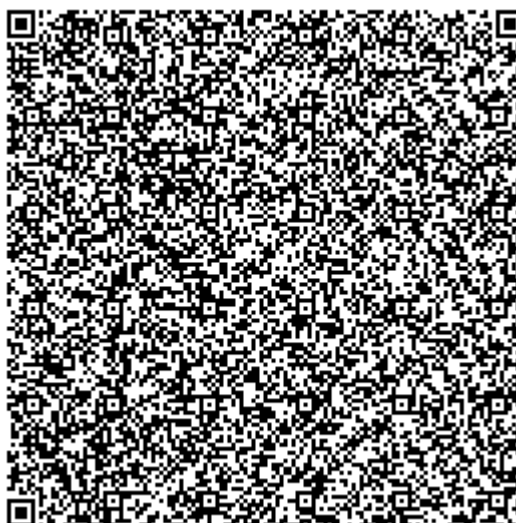
ИНН: 9729338933

Телефон: +7 (495) 437-56-33

Факс: +7 (495) 437-31-47

E-mail: vniiofi@vniiofi.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц 30003-2014



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 28 » ноября 2025 г. № 2591

Регистрационный № 96988-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений массы нефти по резервной схеме учета
ПСП «Нижнекамский НПЗ»

Назначение средства измерений

Система измерений массы нефти по резервной схеме учета ПСП «Нижнекамский НПЗ» (далее по тексту – СИКН РСУ) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН РСУ основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти.

СИКН РСУ, заводской № 54/24, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из узла резервной схемы учета, включающий в себя две измерительные линии, блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК основной схемы учета), системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ), стационарной трубопоршневой поверочной установки (далее по тексту – ТПУ из состава основной схемы учета), узла подключения поверочной установки (далее по тексту – УП ППУ из состава основной схемы учета).

В состав СИКН РСУ входят средства измерений, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень средств измерений

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости ультразвуковые DFX-MM, DFX-LV, модификации DFX-MM типоразмера 08 (далее – УПР)	79419-20
Датчики температуры 644, 3144Р	39539-08
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04 14061-10 14061-15
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16
Датчики давления Агат-100МТ	74779-19

Продолжение таблицы 1

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-06 52638-13
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-06
Преобразователи плотности и вязкости поточные ППВ-6,3.У1-Вн	75029-19
Преобразователи плотности жидкости «ТН-Плотномер-25-6,3»*	77871-20
Влагомеры нефти микроволновые МВН-1	63973-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, модификации УДВН-1пм*	14557-10 14557-15
Трубопоршневая поверочная установка ТПУ	76730-19
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17
*Применяется при температуре нефти от +5 °С до +37 °С.	

В состав СИКН РСУ входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов. В БИК основной схемы учета установлен преобразователь расхода для контроля выполнения условий изокинетичности пробоотбора.

СИКН РСУ обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности, вязкости нефти;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в испытательной лаборатории, массовой доли воды, определенной в испытательной лаборатории;
- автоматическое измерение объемной и массовой доли воды в нефти в линии измерения показателей качества нефти БИК основной схемы учета;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- поверку УПР по ТПУ из состава основной схемы учета или по УП ППУ из состава основной схемы учета;
- КМХ УПР по ТПУ из состава основной схемы учета или по УП ППУ из состава основной схемы учета;
- защиту информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер СИКН РСУ нанесен типографским способом на информационную табличку, представленную на рисунке 1, установленную на площадке СИКН РСУ. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Пломбировка СИКН РСУ не предусмотрена.

Нанесение знака поверки на СИКН РСУ не предусмотрено.



Рисунок 1 – Информационная табличка СИКН РСУ

Программное обеспечение

СИКН РСУ имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и автоматизированном месте оператора (далее – АРМ) оператора.

ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений, обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется наличием ограничения доступа, установкой логинов и паролей разного уровня доступа, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к ПО для пользователя закрыт. Конструкция системы исключает возможность несанкционированного влияния на ПО системы и измерительную информацию.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО РСУ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9319307D
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7.14.3
Цифровой идентификатор ПО	17D43552
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.18
Цифровой идентификатор ПО	5FD2677A

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.20
Цифровой идентификатор ПО	CB6B884C
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.11
Цифровой идентификатор ПО	116E8FC5
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.28
Цифровой идентификатор ПО	3836BADF
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО	4EF156E4
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.6
Цифровой идентификатор ПО	4D07BD66
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.5
Цифровой идентификатор ПО	D19D9225
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.4
Цифровой идентификатор ПО	3A4CE55B
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	E56EAB1E
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.12
Цифровой идентификатор ПО	23F21EA1
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.17
Цифровой идентификатор ПО	71C65879
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.14.1
Цифровой идентификатор ПО	62C75A03

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО	B8DF3368
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	F3B1C494
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО	232DDC3F
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.14
Цифровой идентификатор ПО	32D8262B
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	F70067AC
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	35DD379D
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9F5CD8E8
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.2
Цифровой идентификатор ПО	5C9E0FFE
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	AB567359
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.34
Цифровой идентификатор ПО	ED6637F5

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.33
Цифровой идентификатор ПО	8D37552D
Примечания: 1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИБК в зависимости от функционального назначения СИКН РСУ. 2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр и букв. 3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН РСУ*, м³/ч	от 60 до 1400
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН РСУ и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон избыточного давления нефти, МПа	от 0,17 до 1,6
Режим работы СИКН РСУ	непрерывный
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Физико-химические свойства измеряемой среды: – температура измеряемой среды, °С – плотность нефти в рабочем диапазоне температуры, кг/м³ – вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм²/с (сСт) – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – содержание свободного газа	от 0 до +37 от 836 до 910 от 12 до 105 1,0 900 0,05 не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380 ±38, трехфазное 220 ±22, однофазное 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -35 до +45

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН РСУ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКН РСУ

Наименование	Обозначение	Количество шт./ экз.
Система измерений массы нефти по резервной схеме учета ПСП «Нижнекамский НПЗ»	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений резервной схемой учета ПСП «Нижнекамский НПЗ» Альметьевского РНУ АО «Транснефть – Прикамье», свидетельство об аттестации методики измерений № 531-RA.RU.312546-2025.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» пункт 6.1.1;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть – Прикамье»

(АО «Транснефть – Прикамье»)

ИНН 1645000340

Юридический адрес: 420081, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Патриса Лумумбы, д. 20, корпус 1

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Прикамье»

(АО «Транснефть – Прикамье»)

ИНН 1645000340

Адрес: 420081, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Патриса Лумумбы, д. 20, корпус 1

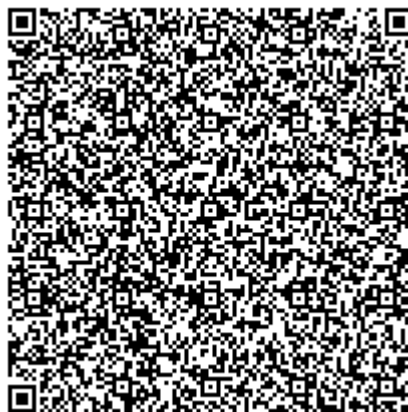
Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская набережная, д. 4, стр. 2

Телефон (факс): (495) 950-87-00, (495) 950-85-97

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994



Регистрационный № 96989-25

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока LMK8-0.66

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока LMK8-0.66 (далее – трансформаторы) предназначены для преобразования переменного тока первичной обмотки в переменный ток вторичной обмотки, для измерений с помощью стандартных измерительных приборов, а также для обеспечения гальванического разделения измерительных приборов от цепи высокого напряжения.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на явлении электромагнитной индукции. Первичный ток, протекая по первичной обмотке, создает в магнитопроводе вторичной обмотки электродвижущую силу (далее по тексту – ЭДС). Так как вторичная обмотка замкнута на внешнюю нагрузку, ЭДС вызывает появление во вторичной обмотке и внешней нагрузке тока, пропорционального первичному току.

Конструкция трансформаторов представляет собой прямоугольный магнитопровод с вторичной обмоткой, заключенный в изолирующий корпус. Корпус трансформатора изготовлен из поликарбоната, стальной сердечник изготовлен из кремниевой стали или некристаллического материала. В качестве первичной обмотки в трансформаторах используют шину или кабель, устанавливаемые в окне магнитопровода трансформатора.

Описание типа распространяется на модификацию LMK8-0.66/30I.

Заводские номера в виде цифро-буквенного обозначения, идентифицирующие каждый экземпляр средства измерений, нанесены арабскими цифрами и латинскими буквами на корпуса трансформаторов методом наклеивания.

Нанесение знака поверки на трансформаторы не предусмотрено.

Общий вид трансформаторов с указанием места пломбирования и нанесения заводского номера приведены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов с указанием места нанесения заводского номера и места пломбирования

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики трансформаторов приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1– Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение, кВ	0,66
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	0,72
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	25, 40, 75, 100
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5
Класс точности трансформатора по ГОСТ Р МЭК 61869-2-2015	1,0
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2\text{ном}}$ с индуктивно-активным коэффициентом мощности $\cos\varphi_2=0,8$, В·А	2,5 ¹⁾
Номинальная частота, Гц	50
Примечание: 1) Нижний предел вторичной нагрузки $S_{2\text{ном}}$ 1,25 В·А с индуктивно-активным коэффициентом мощности $\cos\varphi_2=0,8$	

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг, не более	0,3
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	60×42×80
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -40 до +120
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	86400
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерения

Комплект поставки трансформаторов приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Комплект поставки

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	LMK8-0.66/30I	1
Паспорт	-	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 документа «Трансформатор тока LMK8-0.66, модификация LMK8-0.66/30I. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р МЭК 61869-2-2015 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Дополнительные требования к трансформаторам тока»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 июля 2023 года №1491 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»;

«Трансформаторы тока LMK8-0.66. Стандарт предприятия».

Правообладатель

Фирма «Shanghai Yihu Electrical Appliance Co. Ltd», Китай

Адрес: 95 Bao'an Road, Baoshan District, Shanghai

Изготовитель

Фирма «Shanghai Yihu Electrical Appliance Co. Ltd», Китай

Адрес: 95 Bao'an Road, Baoshan District, Shanghai

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

ИНН 7727061249

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

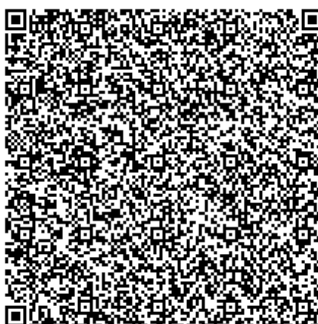
Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



Регистрационный № 96990-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Владивостокская ТЭЦ-2» АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Владивостокская ТЭЦ-2» АО «ДГК» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) АО «ДГК», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, устройства синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ): основное и резервное – ИСС, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «ТЕЛЕСКОП+».

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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. 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 сервер АИИС КУЭ в составе верхнего – второго уровня системы.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер БД (или АРМ) ежедневно формирует и отправляет с использованием электронной подписи (далее – ЭП) с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСП/РП отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ – ИИК и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемников, входящих в состав УССВ (основного и резервного).

Сравнение и синхронизация шкалы времени счетчиков со шкалой времени УССВ осуществляется с интервалом 120 с (программируемый параметр). При наличии расхождения более $\pm 0,1$ с (программируемый параметр) сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ ВТЭЦ-2/022) указывается типографским способом в формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТЕЛЕСКОП+
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО: - сервер сбора данных SERVER_MZ4.dll - АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «ТЕЛЕСКОП+» 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.

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Владивостокская ТЭЦ-2, ЗРУ 110 кВ. Ячейка №5 Трансформатор Т-2	ТВ-ЗТМ Кл.т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 78965-20	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08	ESM-HV100-220-A2E4-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	ИСС Рег. № 71235-18	активная реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$	$\pm 1,6$ $\pm 3,9$
2	Владивостокская ТЭЦ-2, ТГ №2 10,5 кВ (основной)	ТШЛ-20К Кл.т. 0,2S 10000/5 Рег. №68184-17	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 КТН 10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. №68841-17	ESM-HV100-220-A2E4-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17		активная реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$	$\pm 1,6$ $\pm 3,9$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Владивостокская ТЭЦ-2, ТГ №2 10,5 кВ (резервный)	ТШЛ-20К Кл.т. 0,2S 10000/5 Рег. №68184-17	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 К _{ТН} 10500:√3/100:√3 Рег. №68841-17	ESM-HV100- 220-A2E4-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	ИСС Рег. № 71235-18	активная реактивная	±0,6 ±1,2	±1,6 ±3,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	
Примечания: 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 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 40 до плюс 70 °С. 4 Кл. т. – класс точности, К_{ТТ} – коэффициент трансформации трансформаторов тока, К_{ТН} – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик. 6 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа. 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 8 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 АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +70 от +10 до +30 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 Основное УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	170000 2 70000 1 125000 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 30 3,5

Надежность 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:
 - 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 сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
- полученные с уровней ИИК «Журналы событий».

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - 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 титульный лист формуляра на систему АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТВ-ЗТМ	3
Трансформаторы тока	ТШЛ-20К	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ESM	3
Устройство синхронизации системного времени	ИСС	2
Программное обеспечение	ПО «ТЕЛЕСКОП+»	1
Формуляр	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Владивостокская ТЭЦ-2» АО «ДГК», аттестованном ООО «МЦМО», ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314868.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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».

Правообладатель

Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания»

(АО «ДГК»)

ИНН 1434031363

Юридический адрес: 680000, Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, д. 49

Телефон: +7 (4212) 30-49-14

Факс: +7 (4212) 26-43-87

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Телекор ДВ»

(ООО «Телекор ДВ»)

ИНН 2722065434

Адрес: 680026, г. Хабаровск, ул. Тихоокеанская, д. 60А, офис 1

Телефон: +7 (4212) 75-87-75

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ»

(ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

ИНН 7456013961

Юридический адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-т Ленина, д. 124, офис 15

Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр.2, пом. 1, нежилые помещения 34, 38, 39, 41

Телефон: +7 (3519) 450-490

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312601



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Теплозерскцемент»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Теплозерскцемент» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации через удаленный АРМ энергосбытовой организации (далее ЭСО) в ПАК АО «АТС», ПАО «ДЭК», сетевые организации, филиал АО «СО ЕЭС» Тихоокеанское РДУ. Полученные данные и результаты измерений используются для коммерческих расчетов с энергосбытовой организацией и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) (для ИК №№ 1 – 8), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) (для ИК №№ 1 – 8), вторичные измерительные цепи (для ИК №№ 1 – 8), счетчики учета электрической энергии;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя компьютер в серверном исполнении для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений (сервер БД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени (УССВ) с приемником сигналов ГЛОНАСС, удаленное автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации (ЭСО), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

Основными функциями АИИС КУЭ являются:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- один раз в сутки и по запросу сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии со счетчиков (ИИК), с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах электроэнергии и журналов событий в базе данных сервера БД в течение 3,5 лет (для 30 минутных приращений энергии);
- резервирование баз данных на DVD-дисках;

- разграничение доступа посредством паролей к базам данных для разных групп пользователей, и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- конфигурирование параметров и настроек АИИС КУЭ;
- защита от несанкционированного доступа маркированием и пломбированием узлов системы;
- подготовку данных по результатам измерений в XML-формате для их передачи по электронной почте через удаленный АРМ ЭСО в ПАК АО «АТС», ПАО «ДЭК», сетевые организации, филиал АО «СО ЕЭС» Тихоокеанское РДУ;
- ведение журнала событий технических и программных средств (счетчики, линии связи, ПО «АльфаЦЕНТР») на сервере сбора и хранения данных уровня ИВК и счетчиках;
- ведение системы единого времени.

Принцип действия:

Для ИК №№ 1 – 8, первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии, для ИК № 9, фазные токи и напряжение 0,4 кВ по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии.

Счетчики производят измерения и вычисления полученной активной и реактивной энергии и мощности. Интервал времени усреднения мощности для коммерческого учета установлен равным 30 минут. Счетчики автоматически записывают в память измеренные величины (активной и реактивной энергии), с интервалом усреднения 30 минут, на глубину не менее 45 суток (в соответствии с техническими требованиями АО «АТС» Приложение 11.1). В памяти счетчика хранятся два четырехканальных (актив/реактив, прием/отдача) независимых массива профиля мощности. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Измерительная информация и журналы событий со счетчиков электрической энергии по основному (проводной канал связи на основе стандарта RS-485) или резервному (беспроводной канал связи на основе стандарта GSM) каналам связи передается на сервер БД. Вычисление величин потребления электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (для ИК №№ 1 – 8) производится с помощью ПО «АльфаЦЕНТР». Полученная информация от счетчиков записывается в память сервера БД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и оформление справочных и отчетных документов, просмотр баз данных доступен на АРМ.

С ИВК АИИС КУЭ данные передается по выделенному каналу сети «Интернет» через удаленный АРМ ЭСО в ПАК АО «АТС», ПАО «ДЭК», сетевые организации, филиал АО «СО ЕЭС» Тихоокеанское РДУ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью не хуже $\pm 5,0$ с. В СОЕВ входят все средства измерений времени (устройство приема сигналов точного времени УССВ-2, внутренние таймеры счетчиков, сервера БД), влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 38. Заводской номер указывается в формуляре-паспорте на АИИС КУЭ типографским способом. Сведения о форматах, способах и местах нанесения

заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре-паспорте на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». 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 Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «АльфаЦЕНТР» представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование присоединения	Состав измерительных каналов				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик	УССВ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 1-С 6/0,4 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1А с.ш. 6 кВ, яч.3А (Ввод от ф.5)	ТОЛ-СЭЩ 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ-2 Рег. № 89968-23	Сервер, совместимый с платформой x86-x64
2	ПС 1-С 6/0,4 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2А с.ш. 6 кВ, яч.7А (Ввод от ф.23)	ТОЛ-СЭЩ 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
3	ПС 1-С 6/0,4 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.6 (Ввод от ф.3)	ТОЛ-10-I 600/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	ЗНОЛ 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
4	ПС 1 6/0,4 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.8 (Ввод от ф.9)	ТОЛ-10-I 600/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	ЗНОЛ 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
5	ПС 1 6/0,4 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.11 (Ввод от ф.37)	ТОЛ-10-I 600/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	ЗНОЛ 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
6	ПС 1 6/0,4 кВ, ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.22 (Ввод от ф.31)	ТОЛ-10-I 600/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	ЗНОЛ 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
7	ПС 1-Н 6/0,4 кВ, ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.32 (Ввод от ф.19)	ТОЛ 600/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
8	ПС 3 6/0,4 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.13 (Ввод от ф.35)	ТОЛ 600/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
9	ТП-8 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ Базовой станции	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 КТ 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		

Примечания:

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть;

2 Виды измеряемой электрической энергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)} \%$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20} \%$	$\delta_{100} \%$
		$I_{1(2)} \% \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% \leq I_{изм} < I_{120} \%$
1	2	3	4	5	6
1; 2; 7; 8 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,4	3,0	2,3
3 – 6 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	3,0	1,7	1,4	1,4
	0,5	5,5	3,0	2,3	2,3
9 (Счетчик 1,0)	1	-	1,5	1,0	1,0
	0,8	-	-	1,5	1,0
	0,5	-	-	1,5	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_2 \%$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20} \%$	$\delta_{100} \%$
		$I_2 \% \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% \leq I_{изм} < I_{120} \%$
1; 2; 7; 8 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,6	2,1
	0,5	-	2,7	1,8	1,5
3 – 6 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,6	2,6	2,1	2,1
	0,5	3,0	1,8	1,5	1,5
9 (Счетчик 2,0)	0,8	-	-	2,4	2,0
	0,5	-	-	2,1	2,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)} \%$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20} \%$	$\delta_{100} \%$
		$I_{1(2)} \% \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% \leq I_{изм} < I_{120} \%$
1; 2; 7; 8 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1	-	2,3	1,8	1,7
	0,8	-	3,4	2,4	2,2
	0,5	-	5,7	3,5	2,9
3 – 6 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1	2,7	1,8	1,7	1,7
	0,8	3,5	2,4	2,2	2,2
	0,5	5,8	3,5	2,9	2,9
9 (Счетчик 1,0)	1	-	3,1	2,9	2,9
	0,8	-	-	3,3	3,0
	0,5	-	-	3,5	3,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ_2 %	δ_5 %	δ_{20} %	δ_{100} %
		$I_2 \% \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% \leq I_{изм} < I_{120} \%$
1; 2; 7; 8 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,6	4,3	4,0
	0,5	-	4,4	3,9	3,8
3 – 6 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,8	4,3	4,0	4,0
	0,5	4,5	3,9	3,8	3,8
9 (Счетчик 2,0)	0,8	-	-	6,2	6,0
	0,5	-	-	5,7	5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с, не более					5
Примечания: 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)}$ % при измерении активной электрической энергии для $\cos\varphi = 1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)}$ % при измерении активной электрической энергии и δ_2 % при измерении реактивной электрической энергии для $\cos\varphi < 1,0$ нормируется от I_2 %; 2 Для ИК № 9 границы интервала допускаемой относительной погрешности δ_5 % при измерении активной электрической энергии для $\cos\varphi = 1,0$ нормируются от $I_5 \% \leq I_{изм} < I_{10} \%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности δ_{20} % при измерениях активной и реактивной электрической энергии для $\cos\varphi < 1,0$ нормируется от $I_{10} \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности δ_{100} % при измерениях активной и реактивной электрической энергии для $\cos\varphi < 1,0$ нормируется от $I_{20} \% \leq I_{изм} \leq I_{макс}$; 3 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	9
Нормальные условия: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ, °С - температура окружающей среды для ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от -45 до +50 от -45 до +40 от -45 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05МК.00, ПСЧ-4ТМ.05МК.20: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ (УССВ-2): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 110000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

– резервирование электрического 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.

Регистрация событий:

– в журнале событий электросчетчиков:
параметрирования;

пропадания питания;

коррекции времени в электросчетчике с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

– в журнале событий сервера ИВК:
изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
пропадание питания;
замена счетчика;

полученные с уровня ИИК «Журналы событий» счетчиков электроэнергии.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
электросчетчиков;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательных коробок;
УССВ;
сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
результатов измерений (при передаче, возможность использования электронной подписи);
установка пароля на электросчетчиках;
установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	8
Трансформатор тока	ТОЛ	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	18
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	8
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Сервер БД	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Формуляр-паспорт	07.2024.055-АУ.ФО-ПС	1
Руководство по эксплуатации	07.2024.055-АУ.РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ «Теплоозерскцемент», аттестованном ФБУ «Кузбасский ЦСМ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310473.

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.

Правообладатель

Акционерное общество «Спасскцемент»

(АО «Спасскцемент»)

ИНН 2510001238

Юридический адрес: 692239, Приморский край, г. Спасск-Дальний, ул. Цементная, д. 2

Телефон: +7 (42352) 3-23-78

Факс: +7 (42352) 3-27-37

Web-сайт: www.vostokcement.ru

E-mail: oo@spasskcement.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Сибэнергоконтроль»

(АО «Сибэнергоконтроль»)

ИНН 4205290890

Адрес: 650992, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, пр. Советский, д. 6, офис 37

Телефон: +7 (3842) 48-03-50

E-mail: sibencontrol@mail.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области – Кузбассе»

(ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

Адрес: 650991, Кемеровская область – Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Телефон: +7 (3842) 36-43-89

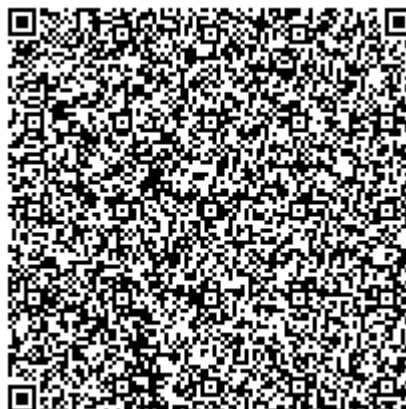
Факс: +7 (3842) 75-88-66

Web-сайт: www.kuzcsm.ru

www.kuzcsm.pф

E-mail: info@kuzcsm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312319



Регистрационный № 96992-25

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры электромагнитные СИМАГ ПРО

Назначение средства измерений

Расходомеры электромагнитные СИМАГ ПРО (далее – расходомеры) предназначены для измерения объёмного расхода и объёма электропроводящих жидкостей, а также для использования в составе других средств измерений, в системах учета тепловой энергии, дозирования, АСУ ТП.

Описание средства измерений

Принцип работы расходомеров основан на законе электромагнитной индукции: в электропроводящей жидкости, движущейся в магнитном поле, индуцируется электродвижущая сила, пропорциональная скорости потока жидкости, которой, в свою очередь, пропорционален объёмный расход жидкости.

Расходомеры состоят из первичного преобразователя расхода (далее – сенсор) и вторичного преобразователя расхода (далее – электронный блок).

Сенсор представляет собой участок трубопровода из немагнитного материала, покрытого внутри неэлектропроводящим материалом - футеровкой, находящийся между полюсами электромагнита и электродов, помещенных в поток жидкости, в направлении перпендикулярном направлению движения жидкости и силовых линий магнитного поля.

Электронный блок может быть выполнен в пластиковом или металлическом корпусе. Электронный блок принимает и обрабатывает сигналы от сенсора, вычисляет объёмный расход и объём, формирует выходные аналоговые и цифровые сигналы, хранит данные о накопленном объёме и ошибках в энергонезависимой памяти, выводит информацию на индикатор.

Расходомеры изготавливаются в исполнениях:

- компактное;
- раздельное.

В компактном исполнении сенсор и электронный блок механически объединены в моноблок. В раздельном исполнении сенсор и электронный блок разнесены и соединяются электрическим кабелем, длина которого не более 300 метров.

Расходомеры могут измерять объёмный расход и объём жидкости в прямом и обратном (реверсивном) направлениях потока. Расходомеры имеют пассивные либо активные аналоговые выходы 4-20 мА по объёмному расходу и частотно-импульсные выходы с открытым коллектором.

Для передачи цифровых данных и управления расходомером могут использоваться стандартные интерфейсы и протоколы связи: RS-485 (Modbus ASCII или RTU), Ethernet (Modbus TCP/IP), HART, Profibus, Foundation Fieldbus, Profinet.

Расходомеры могут выпускаться как в общепромышленном исполнении, в том числе гигиеническом исполнении (со специальными присоединениями), так и во взрывозащищенном варианте.

Общий вид расходомеров представлен на рисунках 1, 2, 3.



Рисунок 1 – Общий вид расходомеров компактного исполнения

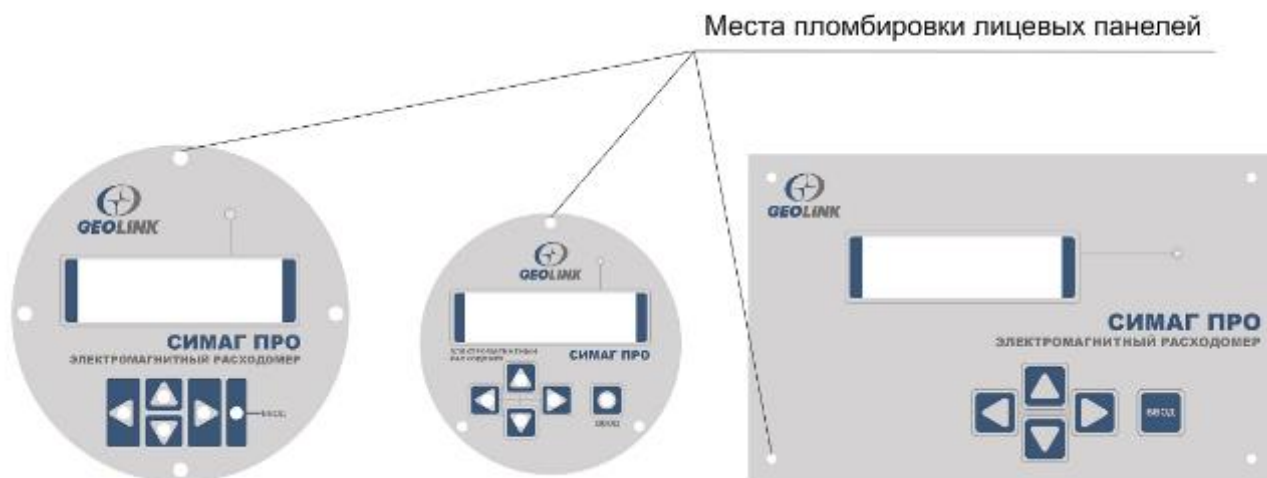


Рисунок 2 – Общий вид электронных блоков расходомеров раздельного исполнения



Рисунок 3 – Общий вид сенсоров раздельного исполнения

Схема пломбировки расходомеров от несанкционированного доступа, представлена на рисунке 4.



а)

Место пломбировки

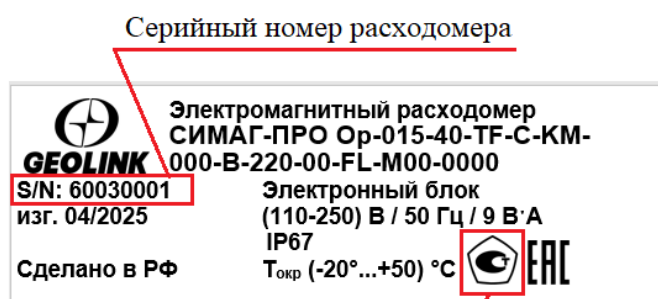


б)

Рисунок 4 – Места пломбировки от несанкционированного доступа:

- а) винтов крепления лицевых панелей;
- б) винтов крепления крышки клеммной коробки для раздельного исполнения

Серийный номер расходомера в цифровом формате наносится типографским способом на самоклеящуюся маркировочную этикетку в соответствии с рисунками 5,а и 6,а, закрепляемую на боковой стороне сенсора и электронного блока, как показано на рисунках 5,б – 5,г и 6,б либо непосредственно на корпус электронного блока методом лазерной гравировки, как показано на рисунках 5,д и 6,в. Нанесение знака поверки на расходомеры не предусмотрено.



а)



б)



в)



г)



д)

Рисунок 5 – Вид маркировочной этикетки электронного блока и места ее нанесения на электронные блоки различного исполнения:

- а) общий вид маркировочной этикетки электронного блока;
- б) маркировочная этикетка на электронном блоке отдельного исполнения;
- в) маркировочная этикетка на электронном блоке компактного исполнения вариант 1;
- г) маркировочная этикетка на электронном блоке компактного исполнения вариант 2;
- д) маркировочная гравировка на электронном блоке компактного гигиенического исполнения.

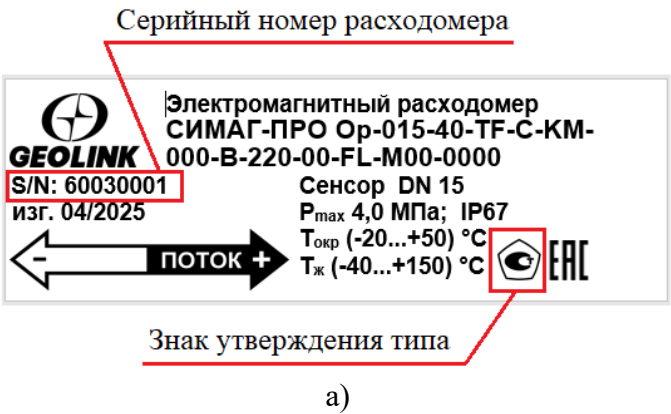


Рисунок 6 – Вид маркировочной этикетки сенсора и места ее нанесения на сенсоры различного исполнения:

- а) общий вид маркировочной этикетки сенсора;
- б) место нанесения маркировочной этикетки на сенсор;
- в) место нанесения маркировочной гравировки на сенсоре гигиенического исполнения.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) расходомеров является встроенным и устанавливается в энергонезависимую память при изготовлении. ПО обеспечивает обработку измерительной информации, отображение измерительной информации на индикаторе, обмен информацией с внешними устройствами по цифровым интерфейсам, а также её преобразование в нормированные токовый и частотно-импульсный выходные сигналы.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий». Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СимагПРО
Номер версии (идентификационный номер) ПО,	4.XX.X
Примечание: «X» может принимать значение от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО	

Метрологические и технические характеристики средства измерений

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики расходомеров от DN 3 до DN 8

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	В соответствии с таблицей 4
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема, %	$\pm(0,5+0,1/v)^{1)}$
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения значения объемного расхода по частотному выходу, %	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой приведенной к диапазону токового выхода погрешности преобразования объемного расхода в токовый выходной сигнал, %	$\pm 0,25$
¹⁾ v – скорость потока, м/с, рассчитывается по формуле $v = Q / (0,0009 \cdot \pi \cdot (DN)^2)$, где Q – текущий расход, м ³ /ч; DN – номинальный диаметр, мм; $\pi = 3,14$.	

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики расходомеров от DN 10 до DN 500

Наименование характеристики	Значение для класса точности		
	A	B	C
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	В соответствии с таблицей 5		
Пределы допускаемой, приведенной к переходному расходу, погрешности измерений объёмного расхода в диапазоне расходов $Q_{\min}^{1)} \leq Q < Q_t^{2)}$, %	±1,0	±0,5	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объёмного расхода и объёма в диапазоне расходов $Q_t \leq Q \leq Q_{\max}^{3)}$, %	±1,0	±0,5	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения значения объёмного расхода по частотному выходу, %	±0,05		
Пределы допускаемой приведенной к диапазону токового выхода погрешности преобразования объемного расхода в токовый выходной сигнал, %	±0,25		
¹⁾ $Q_{\min}$ – значение минимального расхода, м³/ч; ²⁾ Q_t – значение переходного расхода, м³/ч; ³⁾ $Q_{\max}$ – значение максимального расхода, м³/ч.			

Таблица 4 – Диапазоны измерений объемного расхода расходомеров от DN 3 до DN 8

DN, мм	Q _{min} , м³/ч	Q _{max} , м³/ч
3	0,00510	0,25447
4	0,00904	0,45239
6	0,02036	1,01788
8	0,03620	1,80956

Таблица 5 – Диапазоны измерений объемного расхода расходомеров от DN 10 до DN 500

DN, мм	Q _{min} , м³/ч			Q _t , м³/ч			Q _{max} , м³/ч
	Класс точности А	Класс точности В	Класс точности С	Класс точности А	Класс точности В	Класс точности С	
10	0,01414	0,02827	0,05655	0,08506	0,13502	0,21433	2,82743
15	0,03181	0,06362	0,12723	0,19138	0,30380	0,48225	6,36173
20	0,05655	0,11310	0,22619	0,34023	0,54008	0,85733	11,3097
25	0,08836	0,17671	0,35343	0,53161	0,84388	1,33958	17,6715
32	0,14476	0,28953	0,57906	0,87099	1,38262	2,19477	28,9529
40	0,22619	0,45239	0,90478	1,36093	2,16034	3,42932	45,2389
50	0,35343	0,70686	1,41372	2,12645	3,37550	5,35832	70,6858
65	0,59730	1,19459	2,38918	3,59370	5,70464	9,05555	119,459
80	0,90478	1,80956	3,61911	5,44371	8,64135	13,7173	180,956
100	1,41372	2,82743	5,65487	8,50580	13,5021	21,4333	282,743
125	2,20893	4,41786	8,83573	13,2903	21,0970	33,4895	441,786
150	3,18086	6,36173	12,7235	19,1380	30,3797	48,2248	636,173
200	5,65487	11,3098	22,6195	34,0232	54,0084	85,7331	1130,97
250	8,83573	17,6714	35,3429	53,1612	84,3882	133,958	1767,15
300	12,7234	25,4469	50,8938	76,5522	121,519	192,899	2544,69
350	17,3180	34,631	69,2721	104,196	165,401	262,557	3463,61
400	22,6195	45,2390	90,4779	136,093	216,034	342,932	4523,89
450	28,6278	57,2555	114,511	172,242	273,418	434,024	5725,55
500	35,3429	70,6858	141,372	212,645	337,553	535,832	7068,58

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более	6,3
Диапазон температур измеряемой среды, °С	от -20 до +180
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды °С – относительная влажность при температуре 35 °С без конденсации влаги, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -40 до +60 98 от 84,0 до 106,7
Напряжение питания переменного тока, В	от 110 до 250
Напряжение питания постоянного тока, В	от 12 до 48

Продолжение таблицы 6

Наименование параметра	Значение
Потребляемая мощность, не более: - для расходомеров с питанием от источника постоянного тока, В·А - для расходомеров с питанием от источника переменного тока, Вт	9 9
Выходные сигналы электронного блока: - частотно-импульсный, Гц - токовый, мА	от 3 до 3000 от 4 до 20
Степень защиты расходомера от внешних воздействий по ГОСТ 14254-2015	IP65/67/68

Таблица 7 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	150000
Средний срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на маркировочную этикетку, закрепляемую на верхней стороне электронного блока и на сенсоре, либо непосредственно на корпус электронного блока и сенсора методом лазерной гравировки как показано на рисунках 5, 6, а также на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта расходомера.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомер электромагнитный	СИМАГ ПРО	1 шт.
Соединительный электрический кабель ¹⁾		1 шт.
Паспорт	ПМЕК.407111.011 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации ²⁾	ПМЕК.407111.011 РЭ	1 экз.
¹⁾ При раздельном исполнении расходомера, по запросу, с указанием длины ²⁾ Руководство по эксплуатации поставляется на партию свыше 5 расходомеров, а также опубликовано на сайте изготовителя.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 3, 7, 8 руководства по эксплуатации ПМЕК.407111.011 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 №2356 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерения массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости;

ПМЕК.407111.011 ТУ «Расходомеры электромагнитные СИМАГ ПРО. Технические условия».

Правообладатель

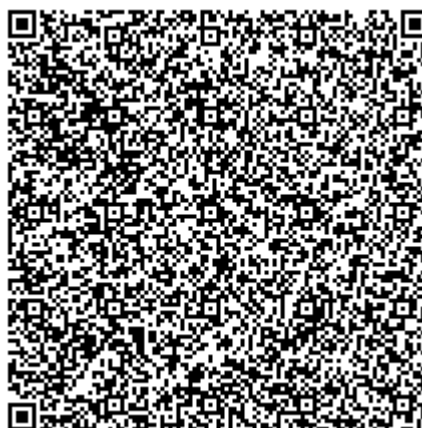
Общество с ограниченной ответственностью «Геолинк Ньютек»
(ООО «Геолинк Ньютек»)
ИНН 7710494607
Юридический адрес: 117105, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Нагатинно-Садовники, Варшавское ш., д. 37А, стр. 2, этаж 2, помещ. №V, ком. №1А
Телефон: +7 (495) 380-21-64
Web-сайт: www.geolink.ru
E-mail: info@geolink.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Геолинк Ньютек»
(ООО «Геолинк Ньютек»)
ИНН 7710494607
Адрес: 117105, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Нагатинно-Садовники, Варшавское ш., д. 37А, стр. 2, этаж 2, помещ. №V, ком. №1А
Телефон: (495) 380-21-64
E-mail: info@geolink.ru
Web-сайт: www.geolink.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»
(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)
Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31
Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13



Регистрационный № 96993-25

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры электромагнитные ArtMAG

Назначение средства измерений

Расходомеры электромагнитные ArtMAG (далее – расходомеры) предназначены для измерения объёмного расхода и объёма электропроводящих жидкостей, а также для использования в составе других средств измерений, в системах учета тепловой энергии, дозирования, АСУ ТП.

Описание средства измерений

Принцип работы расходомеров основан на законе электромагнитной индукции: в электропроводящей жидкости, движущейся в магнитном поле, индуцируется электродвижущая сила, пропорциональная скорости потока жидкости, которой, в свою очередь, пропорционален объёмный расход жидкости.

Расходомеры состоят из первичного преобразователя расхода (далее – сенсор) и вторичного преобразователя расхода (далее – электронный блок).

Сенсор представляет собой участок трубопровода из немагнитного материала, покрытого внутри неэлектропроводящим материалом - футеровкой, находящийся между полюсами электромагнита и электродов, помещенных в поток жидкости, в направлении перпендикулярном направлению движения жидкости и силовых линий магнитного поля.

Электронный блок может быть выполнен в пластиковом или металлическом корпусе. Электронный блок принимает и обрабатывает сигналы от сенсора, вычисляет объёмный расход и объём, формирует выходные аналоговые и цифровые сигналы, хранит данные о накопленном объёме и ошибках в энергонезависимой памяти, выводит информацию на индикатор.

Расходомеры изготавливаются в исполнениях:

- компактное;
- раздельное;

В компактном исполнении сенсор и электронный блок механически объединены в моноблок. В раздельном исполнении сенсор и электронный блок разнесены и соединяются электрическим кабелем, длина которого не более 300 метров.

Расходомеры могут измерять объёмный расход и объём жидкости в прямом и обратном (реверсивном) направлениях потока. Расходомеры имеют пассивные либо активные аналоговые выходы 4-20 мА по объёмному расходу и частотно-импульсные выходы с открытым коллектором.

Для передачи цифровых данных и управления расходомером могут использоваться стандартные интерфейсы и протоколы связи: RS-485 (Modbus ASCII или RTU), Ethernet (Modbus TCP/IP), HART, Profibus, Foundation Fieldbus, Profinet.

Расходомеры могут выпускаться как в общепромышленном исполнении, в том числе гигиеническом исполнении (со специальными присоединениями), так и во взрывозащищенном варианте.

Общий вид расходомеров представлен на рисунках 1, 2, 3.



Рисунок 1 – Общий вид расходомеров компактного исполнения

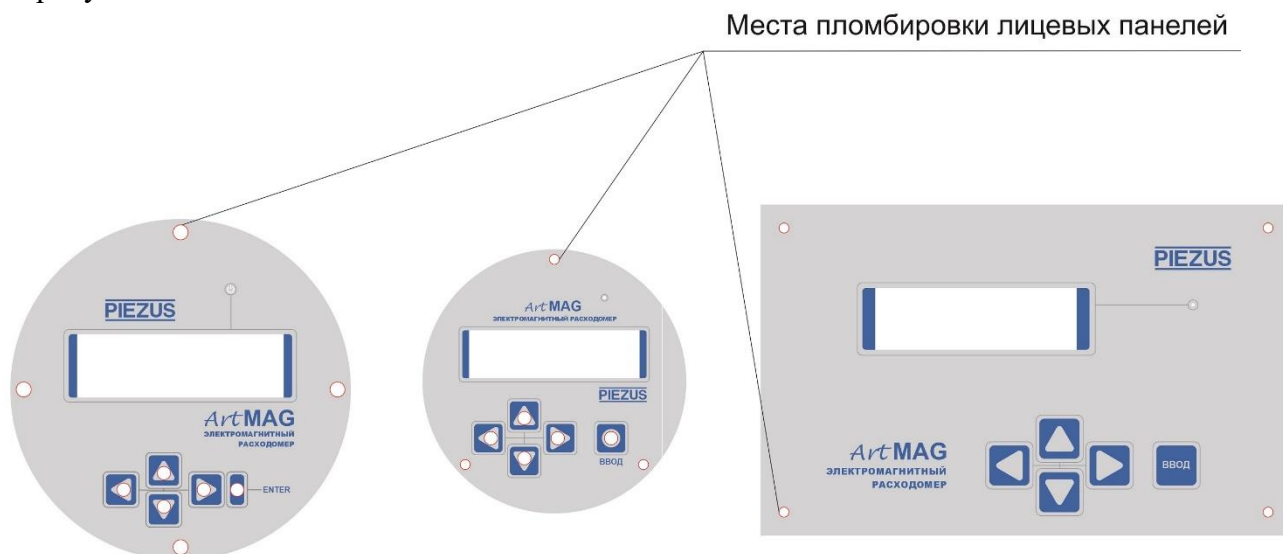


Рисунок 2 – Общий вид электронных блоков расходомеров раздельного исполнения



Рисунок 3 – Общий вид сенсоров раздельного исполнения

Схема пломбировки расходомера от несанкционированного доступа, представлена на рисунке 4.



а)

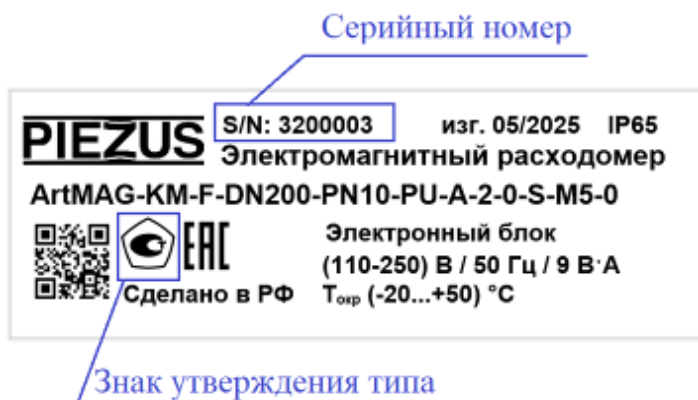


б)

Рисунок 4 – Места пломбировки от несанкционированного доступа:

- а) винтов крепления лицевых панелей;
- б) винтов крепления крышки клеммной коробки для раздельного исполнения

Серийный номер расходомера в цифровом формате наносится типографским способом на самоклеящуюся маркировочную этикетку в соответствии с рисунками 5,а и 6,а, закрепляемую на боковой стороне сенсора и электронного блока, как показано на рисунках 5,б – 5,г и 6,б, либо непосредственно на корпус электронного блока методом лазерной гравировки, как показано на рисунках 5,д и 6,в. Нанесение знака поверки на расходомеры не предусмотрено.



а)



б)



в)



г)



д)

Рисунок 5 – Вид маркировочной этикетки электронного блока и места ее нанесения на электронные блоки различного исполнения:

- а) общий вид маркировочной этикетки электронного блока;
- б) маркировочная этикетка на электронном блоке раздельного исполнения;
- в) маркировочная этикетка на электронном блоке компактного исполнения вариант 1;
- г) маркировочная этикетка на электронном блоке компактного исполнения вариант 2;
- д) маркировочная гравировка на электронном блоке компактного гигиенического исполнения.

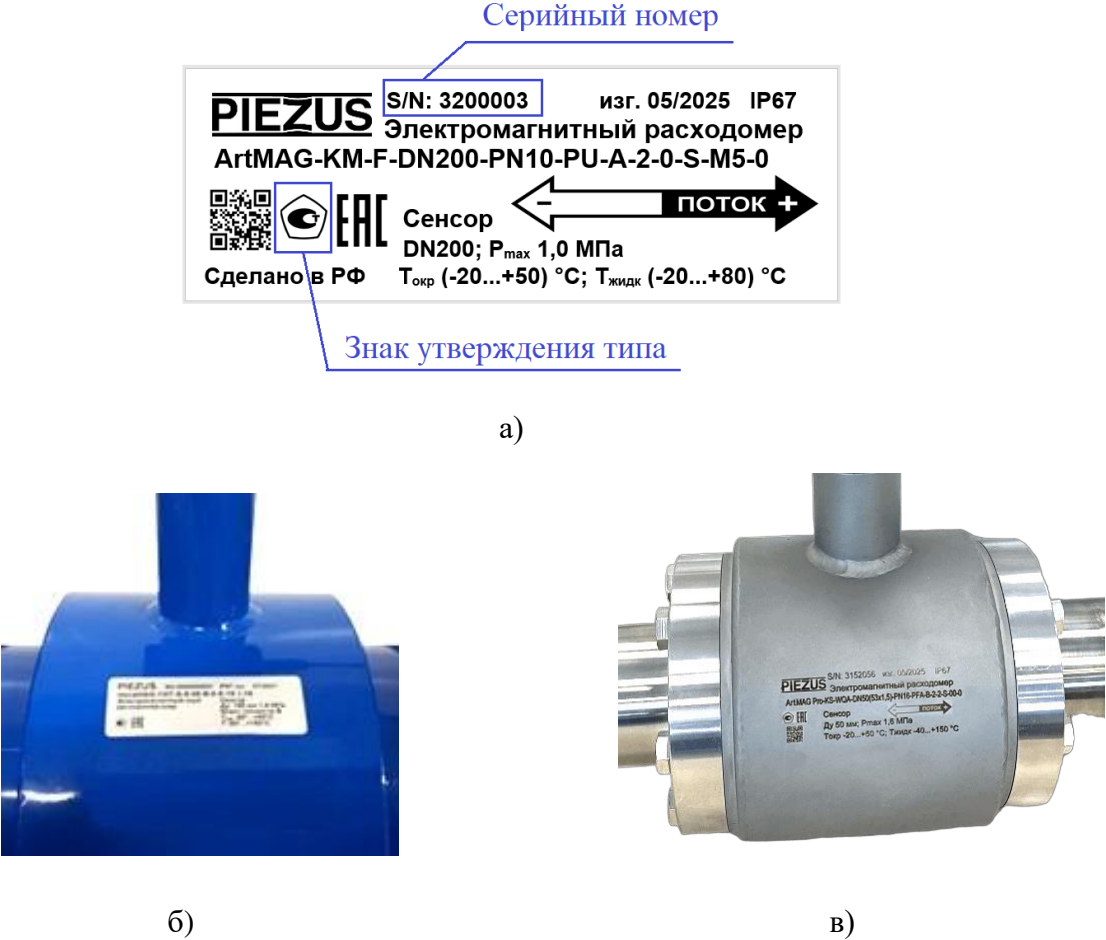


Рисунок 6 – Вид маркировочной этикетки сенсора и места ее нанесения на сенсоры различного исполнения:

а) общий вид маркировочной этикетки сенсора; б) место нанесения маркировочных этикеток на сенсорах; в) место нанесения маркировочной гравировки на сенсоре гигиенического исполнения.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) расходомеров является встроенным и устанавливается в энергонезависимую память при изготовлении. ПО обеспечивает обработку измерительной информации, отображение измерительной информации на индикаторе, обмен информацией с внешними устройствами по цифровым интерфейсам, а также её преобразование в нормированные токовый и частотно-импульсный выходные сигналы.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий». Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Artmag
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.XX.X
Примечание: «X» может принимать значение от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО	

Метрологические и технические характеристики средства измерений

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики расходомеров от DN 3 до DN 8

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	В соответствии с таблицей 4
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема, %	$\pm(0,5+0,1/v)^{1)}$
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения значения объемного расхода по частотному выходу, %	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой приведенной к диапазону токового выхода погрешности преобразования объемного расхода в токовый выходной сигнал, %	$\pm 0,25$
¹⁾ v – скорость потока, м/с, рассчитывается по формуле $v = Q / (0,0009 \cdot \pi \cdot (DN)^2)$, где Q – текущий расход, м ³ /ч; DN – номинальный диаметр, мм; $\pi = 3,14$.	

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики расходомеров от DN 10 до DN 500

Наименование характеристики	Значение для класса точности		
	A	B	C
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	В соответствии с таблицей 5		
Пределы допускаемой, приведенной к переходному расходу, погрешности измерений объёмного расхода в диапазоне расходов $Q_{\min}^{1)} \leq Q < Q_t^{2)}$, %	±1,0	±0,5	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объёмного расхода и объёма в диапазоне расходов $Q_t \leq Q \leq Q_{\max}^{3)}$, %	±1,0	±0,5	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения значения объёмного расхода по частотному выходу, %	±0,05		
Пределы допускаемой приведенной к диапазону токового выхода погрешности преобразования объемного расхода в токовый выходной сигнал, %	±0,25		
<			

Таблица 4 – Диапазоны измерений объемного расхода расходомеров от DN 3 до DN 8

DN, мм	Q _{min} , м³/ч	Q _{max} , м³/ч
3	0,00510	0,25447
4	0,00904	0,45239
6	0,02036	1,01788
8	0,03620	1,80956

Таблица 5 – Диапазоны измерений объемного расхода расходомеров от DN 10 до DN 500

DN, мм	Q _{min} , м³/ч			Q _t , м³/ч			Q _{max} , м³/ч
	Класс точности А	Класс точности В	Класс точности С	Класс точности А	Класс точности В	Класс точности С	
10	0,01414	0,02827	0,05655	0,08506	0,13502	0,21433	2,82743
15	0,03181	0,06362	0,12723	0,19138	0,30380	0,48225	6,36173
20	0,05655	0,11310	0,22619	0,34023	0,54008	0,85733	11,3097
25	0,08836	0,17671	0,35343	0,53161	0,84388	1,33958	17,6715
32	0,14476	0,28953	0,57906	0,87099	1,38262	2,19477	28,9529
40	0,22619	0,45239	0,90478	1,36093	2,16034	3,42932	45,2389
50	0,35343	0,70686	1,41372	2,12645	3,37550	5,35832	70,6858
65	0,59730	1,19459	2,38918	3,59370	5,70464	9,05555	119,459
80	0,90478	1,80956	3,61911	5,44371	8,64135	13,7173	180,956
100	1,41372	2,82743	5,65487	8,50580	13,5021	21,4333	282,743
125	2,20893	4,41786	8,83573	13,2903	21,0970	33,4895	441,786
150	3,18086	6,36173	12,7235	19,1380	30,3797	48,2248	636,173
200	5,65487	11,3098	22,6195	34,0232	54,0084	85,7331	1130,97
250	8,83573	17,6714	35,3429	53,1612	84,3882	133,958	1767,15
300	12,7234	25,4469	50,8938	76,5522	121,519	192,899	2544,69
350	17,3180	34,631	69,2721	104,196	165,401	262,557	3463,61
400	22,6195	45,2390	90,4779	136,093	216,034	342,932	4523,89
450	28,6278	57,2555	114,511	172,242	273,418	434,024	5725,55
500	35,3429	70,6858	141,372	212,645	337,553	535,832	7068,58

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более	6,3
Диапазон температур измеряемой среды, °С	от -20 до +180
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды °С – относительная влажность при температуре 35 °С без конденсации влаги, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -40 до +60 98 от 84,0 до 106,7
Напряжение питания переменного тока, В	от 110 до 250
Напряжение питания постоянного тока, В	от 12 до 48

Продолжение таблицы 6

Наименование параметра	Значение
Потребляемая мощность, не более:	
- для расходомеров с питанием от источника постоянного тока, В·А	9
- для расходомеров с питанием от источника переменного тока, Вт	9
Выходные сигналы электронного блока:	
- частотно-импульсный, Гц	от 3 до 3000
- токовый, мА	от 4 до 20
Степень защиты расходомера от внешних воздействий по ГОСТ 14254-2015	IP65/67/68

Таблица 7 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	150000
Средний срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на маркировочную этикетку, закрепляемую на верхней стороне электронного блока и на сенсоре, либо непосредственно на корпус электронного блока и сенсора методом лазерной гравировки как показано на рисунках 5, 6, а также на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта расходомера.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомер электромагнитный	ArtMAG	1 шт.
Соединительный электрический кабель ¹⁾		1 шт.
Паспорт	38978553.407111.012 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации ²⁾	38978553.407111.012 РЭ	1 экз.
¹⁾ При раздельном исполнении расходомера, по запросу, с указанием длины ²⁾ Руководство по эксплуатации поставляется на партию свыше 5 расходомеров, а также опубликовано на сайте изготовителя.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 3, 7, 8 руководства по эксплуатации 38978553.407111.012 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 №2356 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерения массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости;

38978553.407111.012 ТУ «Расходомеры электромагнитные ArtMAG. Технические условия».

Правообладатель

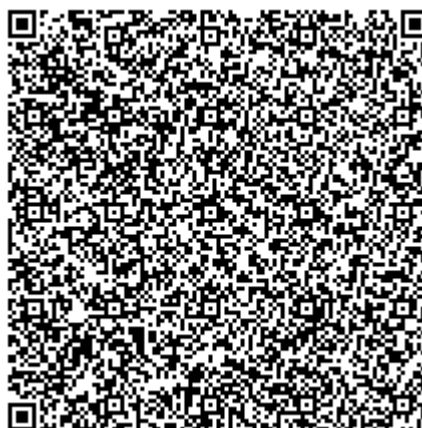
Общество с ограниченной ответственностью «Пьезус»
(ООО «Пьезус»)
ИНН 7722857693
Юридический адрес: 109316, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Печатники,
Волгоградский проспект, д. 42 к. 5
Телефон: (495) 796-92-20
E-mail: info@piezus.ru
Web-сайт: www.piezus.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Пьезус»
(ООО «Пьезус»)
ИНН 7722857693
Адрес: 109316, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Печатники, Волгоградский
проспект, д. 42 к. 5
Телефон: (495) 796-92-20
E-mail: info@piezus.ru
Web-сайт: www.piezus.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной
метрологии – Ростест»
(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)
Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31
Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13



Регистрационный № 96994-25

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТФЗМ 35Б-I У1

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТФЗМ 35Б-I У1 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока представляют собой опорную конструкцию. Выводы первичной обмотки расположены на верхней части трансформаторов тока. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформатора тока и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТФЗМ 35Б-I У1 зав. № 30373, 30476, 30486.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке методом тиснения в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки и места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

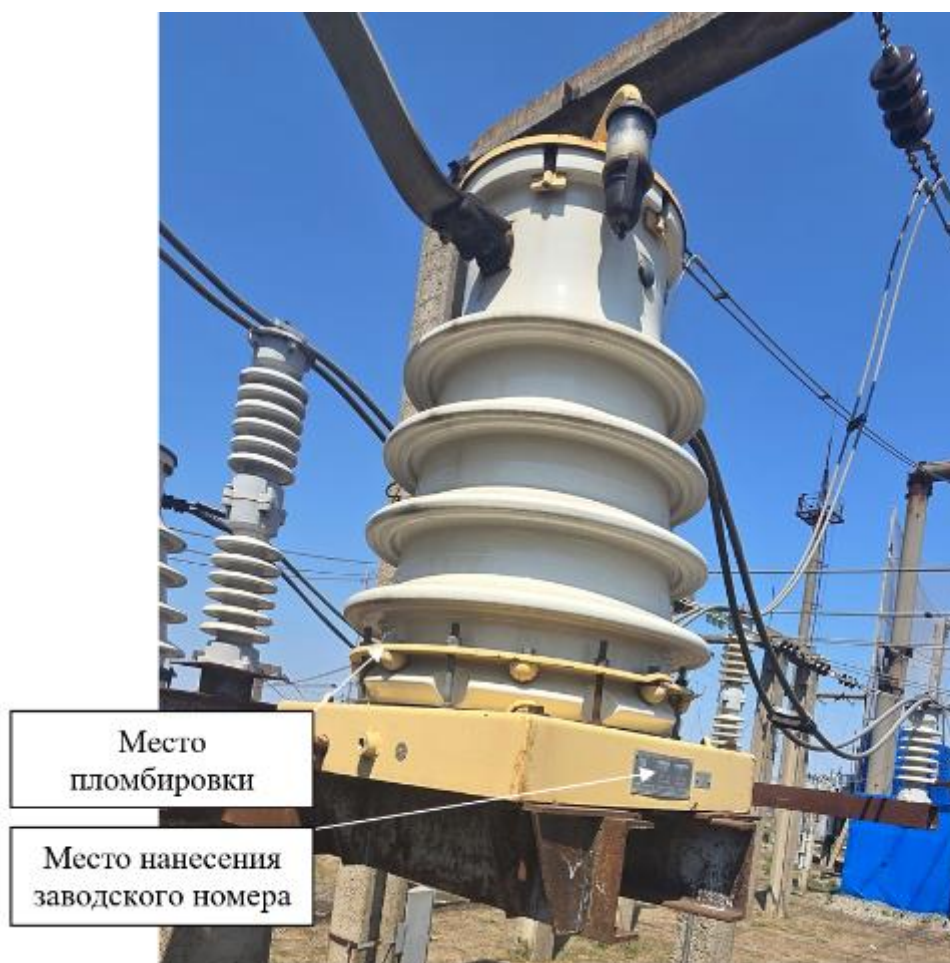


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	600
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета для защиты	0,5 10P
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФЗМ 35Б-I У1	1 шт.
Паспорт	ТФЗМ 35Б-I У1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 21.07.2023 № 1491 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока.

Правообладатель

ПО «Запорожтрансформатор»

Юридический адрес: 69069, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, 3

Изготовитель

ПО «Запорожтрансформатор» (изготовлены в 1989 г.)

Адрес: 69069, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, 3

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

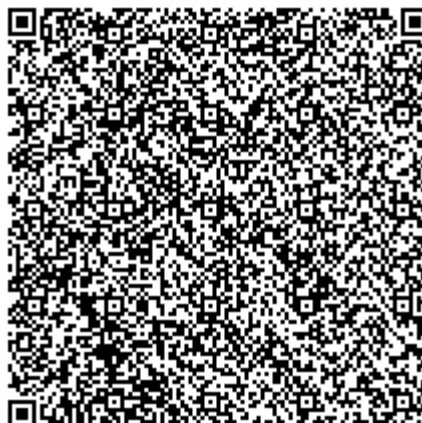
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



Регистрационный № 96996-25

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная автоматизированная учета тепловой энергии и массы теплоносителя Тюменской ТЭЦ-2 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Форвард Энерго»

Назначение средства измерений

Система измерительная автоматизированная учета тепловой энергии и массы теплоносителя Тюменской ТЭЦ-2 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Форвард Энерго» (далее – АСУТЭ) предназначена для измерений перепада давления, избыточного давления, температуры, объемного расхода, массового расхода, тепловой энергии, интервалов времени.

Описание средства измерений

Принцип действия АСУТЭ основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке входных сигналов силы постоянного тока и электрического сопротивления, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от преобразователей перепада давления, избыточного давления, температуры и объемного расхода, установленных на измерительных трубопроводах (далее – ИТ), и вычислении массового расхода (массы) теплоносителя и тепловой энергии.

АСУТЭ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка АСУТЭ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

АСУТЭ представляет собой иерархичную систему распределенного типа, состоящую из нижнего, среднего и верхнего уровней, связанных между собой линиями связи.

Нижний уровень АСУТЭ состоит из средств измерений (далее – СИ) перепада давления, избыточного давления, объемного расхода и температуры.

Средний уровень АСУТЭ состоит из тепловычислителей СПТ962, которые измеряют аналоговые сигналы, поступающие от СИ перепада давления, избыточного давления, объемного расхода и температуры и вычисляют значение массового расхода (массы) теплоносителя, тепловой энергии, а также передают измерительную информацию на верхний уровень посредством цифровых сигналов.

Нижний и средний уровни АСУТЭ образуют узлы учета (далее – УУ) на основе теплосчетчиков Логика 1962 (регистрационный номер 68377-17 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ)) и теплосчетчиков Логика 6962 (регистрационный номер 65010-16 в ФИФОЕИ).

Верхний уровень АСУТЭ состоит из сервера АСУТЭ и автоматизированных рабочих мест. Для синхронизации времени между средним и верхним уровнем АСУТЭ используется блок коррекции времени ЭНКС-2 (регистрационный номер 37328-15 в ФИФОЕИ).

Перечень и состав УУ АСУТЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень и состав УУ АСУТЭ

Наименование УУ	ИТ	Наименование СИ, входящих в состав УУ	Регистрационный номер в ФИФОЕИ
Сетевая вода в город № 1 (на базе теплосчетчика Логика 6962)	Прямая сетевая вода в город № 1	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой OPTISONIC, модель OPTISONIC 3400 (далее – OPTISONIC 3400)	80128-20
		Датчик давления Метран-150, модель Метран-150TG (далее – Метран-150TG)	32854-13
		Комплект термометров сопротивления из платины технических разностных КТПТР-01 (далее – КТПТР-01)	46156-10
		Тепловычислитель СПТ962	64150-16
	Обратная сетевая вода из города № 1	OPTISONIC 3400	80128-20
		Метран-150TG	32854-13
		КТПТР-01	46156-10
		Тепловычислитель СПТ962	64150-16
Сетевая вода в город № 2 (на базе теплосчетчика Логика 6962)	Прямая сетевая вода в город № 2	OPTISONIC 3400	80128-20
		Метран-150TG	32854-13
		КТПТР-01	46156-10
		Тепловычислитель СПТ962	64150-16
	Обратная сетевая вода из города № 2	OPTISONIC 3400	80128-20
		Метран-150TG	32854-13
		КТПТР-01	46156-10
		Тепловычислитель СПТ962	64150-16
Сетевая вода в город № 3 (на базе теплосчетчика Логика 6962)	Прямая сетевая вода в город № 3	OPTISONIC 3400	80128-20
		Метран-150TG	32854-13
		КТПТР-01	46156-10
		Тепловычислитель СПТ962	64150-16
	Обратная сетевая вода из города № 3	OPTISONIC 3400	80128-20
		Метран-150TG	32854-13
		КТПТР-01	46156-10
		Тепловычислитель СПТ962	64150-16
Сетевая вода на собственные нужды (на базе теплосчетчика Логика 1962)	Прямая сетевая вода на собственные нужды	Датчик давления Метран-150, модель Метран-150CDR (далее – Метран-150CDR)	32854-13
		Метран-150TG	32854-13
		КТПТР-01	46156-10
		Тепловычислитель СПТ962	64150-16
	Обратная сетевая вода на собственные нужды	Метран-150CDR	32854-13
		Метран-150TG	32854-13
		КТПТР-01	46156-10
		Тепловычислитель СПТ962	64150-16

Продолжение таблицы 1

Наименование УУ	ИТ	Наименование СИ, входящих в состав УУ	Регистрационный номер в ФИФОЕИ
Сетевая вода на собственные нужды (на базе теплосчетчика Логика 1962)	Холодная вода	Метран-150TG	32854-13
		Термопреобразователи сопротивления из платины и меди ТС и их чувствительные элементы ЧЭ, модификация ТС-1088 (далее – ТС-1088)	58808-14
		Тепловычислитель СПТ962	64150-16
Подпитка теплосети (на базе теплосчетчика Логика 1962)	Сетевая вода к ВД	Датчики давления Метран-150, модель Метран-150CD (далее – Метран-150CD)	32854-13
		Метран-150TG	32854-13
		ТС-1088	58808-14
		Тепловычислитель СПТ962	64150-16
	Сетевая вода на основную подпитку теплосети	Метран-150CDR	32854-13
		Метран-150CD	32854-13
		Метран-150TG	32854-13
		ТС-1088	58808-14
		Тепловычислитель СПТ962	64150-16
	Сетевая вода на резервную подпитку теплосети	Метран-150CDR	32854-13
		Метран-150TG	32854-13
		ТС-1088	58808-14
		Тепловычислитель СПТ962	64150-16

Состав ИК АСУТЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 –Состав ИК АСУТЭ

Наименование ИК	Наименование ИТ	Состав ИК	
		Измерительный преобразователь (выходной сигнал)	Вторичная часть
ИК объемного расхода	Прямая сетевая вода в город № 1, обратная сетевая вода из города № 1, прямая сетевая вода в город № 2, обратная сетевая вода из города № 2, прямая сетевая вода в город № 3, обратная сетевая вода из города № 3	OPTISONIC 3400 (регистрационный номер 80128-20 в ФИФОЕИ) (от 4 до 20 мА)	Тепловычислитель СПТ962 (регистрационный номер 64150-16 в ФИФОЕИ)
ИК перепада давления	Прямая сетевая вода на собственные нужды, обратная сетевая вода на собственные нужды, сетевая вода на основную подпитку теплосети, сетевая вода на резервную подпитку теплосети	Метран-150CDR (регистрационный номер 32854-13 в ФИФОЕИ) (от 4 до 20 мА)	Тепловычислитель СПТ962 (регистрационный номер 64150-16 в ФИФОЕИ)

Наименование ИК	Наименование ИТ	Состав ИК	
		Измерительный преобразователь (выходной сигнал)	Вторичная часть
	Сетевая вода к ВД, сетевая вода на основную подпитку теплосети	Метран-150CD (регистрационный номер 32854-13 в ФИФОЕИ) (от 4 до 20 мА)	Тепловычислитель СПТ962 (регистрационный номер 64150-16 в ФИФОЕИ)
ИК избыточного давления	Прямая сетевая вода в город № 1, обратная сетевая вода из города № 1, прямая сетевая вода в город № 2, обратная сетевая вода из города № 2, прямая сетевая вода в город № 3, обратная сетевая вода из города № 3, прямая сетевая вода на собственные нужды, обратная сетевая вода на собственные нужды, холодная вода, сетевая вода к ВД, сетевая вода на основную подпитку теплосети, сетевая вода на резервную подпитку теплосети	Метран-150TG (регистрационный номер 32854-13 в ФИФОЕИ) (от 4 до 20 мА)	Тепловычислитель СПТ962 (регистрационный номер 64150-16 в ФИФОЕИ)
ИК температуры	Прямая сетевая вода в город № 1, обратная сетевая вода из города № 1, прямая сетевая вода в город № 2, обратная сетевая вода из города № 2, прямая сетевая вода в город № 3, обратная сетевая вода из города № 3, прямая сетевая вода на собственные нужды, обратная сетевая вода на собственные нужды	КТПТР-01 (регистрационный номер 46156-10 в ФИФОЕИ) (НСХ 100П)	Тепловычислитель СПТ962 (регистрационный номер 64150-16 в ФИФОЕИ)
	Сетевая вода к ВД, сетевая вода на основную подпитку теплосети, сетевая вода на резервную подпитку теплосети, холодная вода	ТС-1088 (регистрационный номер 58808-14 в ФИФОЕИ) (НСХ 100П)	Тепловычислитель СПТ962 (регистрационный номер 64150-16 в ФИФОЕИ)

Основные функции АСУТЭ:

- измерение перепада давления на диафрагме по ГОСТ 8.586.2–2005, избыточного давления, объемного расхода, температуры теплоносителя, интервалов времени;
- вычисление массового расхода (массы) теплоносителя и тепловой энергии;
- формирование отчетов, архивирование, хранение измеренных и вычисленных значений;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

К настоящему типу средства измерений относится АСУТЭ с заводским номером 01-2025.

Заводской номер АСУТЭ в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на маркировочную табличку, закрепленную на серверном шкафу и на титульный лист формуляра типографским способом.

Нанесение знака поверки на АСУТЭ не предусмотрено.

Пломбирование АСУТЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) АСУТЭ обеспечивает реализацию функций АСУТЭ и включает в себя ПО тепловычислителей СПТ962 и ПО сервера АСУТЭ.

ПО АСУТЭ разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. К метрологически значимой части ПО АСУТЭ относятся: ПО тепловычислителей СПТ962 и следующие программные модули ПО сервера АСУТЭ: модули расчета среднего значения энтальпии, массы подпитки и тепла. К метрологически незначимой части ПО АСУТЭ относятся следующие программные модули ПО сервера АСУТЭ: конфигуратор мнемосхем и отчетов, конфигуратор базы данных, модули опроса устройств, сервер данных.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АСУТЭ приведены в таблице 3. ПО АСУТЭ защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров паролем, ведением доступного только для чтения журнала событий и пломбированием тепловычислителей СПТ962.

Уровень защиты ПО АСУТЭ «средний» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО АСУТЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО тепловычислителей СПТ962	ПО сервера АСУТЭ
Идентификационное наименование ПО	–	ENTALPNEW.fl
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.0.x.xx	–
Цифровой идентификатор ПО	F409	112eb06761145eaa05efd 3fdd093fa5087ae999f4f2 7fac2fdddcdbde3d6c351b
Примечание – Символы «х» обозначают любые символы латинского алфавита или цифры.		

Продолжение таблицы 3

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ПО сервера АСУТЭ		
Идентификационное наименование ПО	PODPITTC15.fl	PODPITTC16.fl	PODPITTM.fl
Номер версии (идентификационный номер) ПО	–	–	–
Цифровой идентификатор ПО	8427f7fc55ce4e89b 6d6a28da2ff9cb45e 5a097423468a9138 346e9109ab9bab	68ddecf71f41d54ec 8acccdce9771f6fa6 11581bf181098144 eadfd2837f556b	c29dce452fc6356a b945779b5e63cc6d f11599c4d298cfd4 07fdf1cb0c6184e9

Продолжение таблицы 3

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО сервера АСУТЭ	
Идентификационное наименование ПО	TENERGY.fl	TENERGYIST.fl
Номер версии (идентификационный номер) ПО	—	—
Цифровой идентификатор ПО	1bcb667cd11b1b8c5f968a3b14ba3c2d00cac7283f590ddeb96aa904425826ae	78c63d96bfb264d9e1f16906d4cc9f661923f605acc269170296d8553bf34ad8

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики АСУТЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Метрологические характеристики АСУТЭ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода теплоносителя, т/ч: – по ИТ «Прямая сетевая вода в город № 1», «Прямая сетевая вода в город № 2», «Прямая сетевая вода в город № 3» – по ИТ «Обратная сетевая вода из города № 1», «Обратная сетевая вода из города № 2», «Обратная сетевая вода из города № 3» – по ИТ «Прямая сетевая вода на собственные нужды» в зимний период – по ИТ «Прямая сетевая вода на собственные нужды» в летний период – по ИТ «Обратная сетевая вода на собственные нужды» в зимний период – по ИТ «Обратная сетевая вода на собственные нужды» в летний период – по ИТ «Сетевая вода к ВД» – по ИТ «Сетевая вода на основную подпитку теплосети» – по ИТ «Сетевая вода на резервную подпитку теплосети»	от 1867,53 до 12621,29 от 1990,75 до 12806,88 от 86,81 до 612,85 от 21,28 до 151,80 от 88,15 до 598,08 от 17,68 до 121,29 от 60,64 до 828,79 от 58,89 до 1283,25 от 37,24 до 255,74
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода теплоносителя по ИТ «Прямая сетевая вода в город № 1», «Прямая сетевая вода в город № 2», «Прямая сетевая вода в город № 3», «Обратная сетевая вода из города № 1», «Обратная сетевая вода из города № 2», «Обратная сетевая вода из города № 3», %	±0,74
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода теплоносителя по ИТ «Прямая сетевая вода на собственные нужды», «Обратная сетевая вода на собственные нужды», «Сетевая вода к ВД», «Сетевая вода на основную подпитку теплосети», «Сетевая вода на резервную подпитку теплосети», %	±3,5
Диапазон измерений тепловой энергии за час, Гкал: – по каждому УУ «Сетевая вода в город № 1», «Сетевая вода в город № 2», «Сетевая вода в город № 3» – по АСУТЭ в целом	от 19,49 до 1419,65 от 19,49 до 4258,95
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тепловой энергии, отпущенной по каждому УУ «Сетевая вода в город № 1», «Сетевая вода в город № 2», «Сетевая вода в город № 3» и АСУТЭ в целом, %	±4,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений времени, %	±0,01

Метрологические характеристики ИК АСУТЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК АСУТЭ

Наименование ИК	Наименование ИТ	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК в условиях эксплуатации
		Измерительный преобразователь (выходной сигнал)	Вторичная часть		
ИК объемного расхода	Прямая сетевая вода в город № 1, обратная сетевая вода из города № 1, прямая сетевая вода в город № 2, обратная сетевая вода из города № 2, прямая сетевая вода в город № 3, обратная сетевая вода из города № 3	OPTISONIC 3400 (от 4 до 20 мА)	Тепловычислитель СПТ962	от 2035,75 до 12900,00 м ³ /ч	$\delta=\pm 0,73 \%$
ИК перепада давления	Прямая сетевая вода на собственные нужды, обратная сетевая вода на собственные нужды	Метран-150CDR (от 4 до 20 мА)	Тепловычислитель СПТ962	от 0 до 0,4 кгс/см ²	$\gamma=\pm 0,15 \%$
	Сетевая вода на основную подпитку теплосети, сетевая вода на резервную подпитку теплосети			от 0 до 0,25 кгс/см ²	$\gamma=\pm 0,17 \%$
	Сетевая вода к ВД	Метран-150CD (от 4 до 20 мА)	Тепловычислитель СПТ962	от 0 до 0,4 кгс/см ²	$\gamma=\pm 0,17 \%$
				от 0 до 1,6 кгс/см ²	$\gamma=\pm 0,17 \%$
	Сетевая вода на основную подпитку теплосети			от 0 до 2,5 кгс/см ²	$\gamma=\pm 0,14 \%$
ИК избыточного давления	Прямая сетевая вода в город № 1, прямая сетевая вода в город № 2, прямая сетевая вода в город № 3	Метран-150TG (от 4 до 20 мА)	Тепловычислитель СПТ962	от 0 до 16 кгс/см ²	$\gamma=\pm 0,18 \%$
	Сетевая вода к ВД				$\gamma=\pm 0,29 \%$

Наименование ИК	Наименование ИТ	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК в условиях эксплуатации
		Измерительный преобразователь (выходной сигнал)	Вторичная часть		
ИК избыточного давления	Обратная сетевая вода из города № 1, обратная сетевая вода из города № 2, обратная сетевая вода из города № 3	Метран-150TG (от 4 до 20 мА)	Тепловычислитель СПТ962	от 0 до 10 кгс/см ²	$\gamma=\pm 0,25 \%$
	Прямая сетевая вода на собственные нужды, обратная сетевая вода на собственные нужды, сетевая вода на основную подпитку теплосети, сетевая вода на резервную подпитку теплосети			от 0 до 10 кгс/см ²	$\gamma=\pm 0,14 \%$
	Холодная вода			от 0 до 6 кгс/см ²	$\gamma=\pm 0,17 \%$
ИК температуры	Прямая сетевая вода в город № 1, обратная сетевая вода из города № 1, прямая сетевая вода в город № 2, обратная сетевая вода из города № 2, прямая сетевая вода в город № 3, обратная сетевая вода из города № 3, прямая сетевая вода на собственные нужды, обратная сетевая вода на собственные нужды	КТПТР-01 (НСХ 100П)	Тепловычислитель СПТ962	от 0 до +180 °С	$\Delta=\pm\sqrt{(0,15+0,002\cdot t)^2+0,01} \text{ } ^\circ\text{C}$
	Сетевая вода к ВД, сетевая вода на основную подпитку теплосети, сетевая вода на резервную подпитку теплосети, холодная вода	ТС-1088 (НСХ 100П)	Тепловычислитель СПТ962	от 0 до +180 °С	$\Delta=\pm\sqrt{(0,15+0,002\cdot t)^2+0,01} \text{ } ^\circ\text{C}$

Наименование ИК	Наименование ИТ	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК в условиях эксплуатации
		Измерительный преобразователь (выходной сигнал)	Вторичная часть		
Примечание – Приняты следующие обозначения и сокращения: δ – пределы допускаемой относительной погрешности, %; γ – пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности, %; Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности, °С; t – значение измеряемой температуры, °С; НСХ – номинальная статическая характеристика.					

Основные технические характеристики АСУТЭ приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные технические характеристики АСУТЭ

Наименование характеристики	Значение
Теплоноситель	вода
Система теплоснабжения	закрытая
Избыточное давление теплоносителя, кгс/см ² : – ИТ «Прямая сетевая вода в город № 1», ИТ «Прямая сетевая вода в город № 2», ИТ «Прямая сетевая вода в город № 3» – ИТ «Обратная сетевая вода из города № 1», ИТ «Обратная сетевая вода из города № 2», ИТ «Обратная сетевая вода из города № 3» – ИТ «Прямая сетевая вода на собственные нужды» – ИТ «Обратная сетевая вода на собственные нужды» – ИТ «Сетевая вода к ВД» – ИТ «Сетевая вода на основную подпитку теплосети» – ИТ «Сетевая вода на резервную подпитку теплосети» – ИТ «Холодная вода»	от 5,4045 до 12,4405 от 2,0394 до 3,0591 от 3,6 до 6,0 от 1,6 до 3,0 от 4 до 6 от 2 до 3 от 2,8 до 3,2 от 2 до 5
Температура теплоносителя, °С: – ИТ «Прямая сетевая вода в город № 1», ИТ «Прямая сетевая вода в город № 2», ИТ «Прямая сетевая вода в город № 3» – ИТ «Обратная сетевая вода из города № 1», ИТ «Обратная сетевая вода из города № 2», ИТ «Обратная сетевая вода из города № 3», ИТ «Сетевая вода на основную подпитку теплосети», ИТ «Сетевая вода на резервную подпитку теплосети» – ИТ «Прямая сетевая вода на собственные нужды» – ИТ «Обратная сетевая вода на собственные нужды» – ИТ «Сетевая вода к ВД» – ИТ «Холодная вода»	от +70 до +150 от +40 до +70 от +65 до +115 от +50 до +70 от +70 до +115 от +1 до +25
Перепад давления на диафрагме, кгс/см ² : – ИТ «Прямая сетевая вода на собственные нужды» – ИТ «Обратная сетевая вода на собственные нужды» – ИТ «Сетевая вода к ВД» – ИТ «Сетевая вода на основную подпитку теплосети» – ИТ «Сетевая вода на резервную подпитку теплосети»	от 0,0085 до 0,4000 от 0,0056 до 0,2500 от 0,0090 до 0,4000; от 0,0358 до 1,6000 от 0,0055 до 0,2500; от 0,0465 до 2,5000 от 0,0056 до 0,2500
Допускаемые относительные диаметры отверстия диафрагмы при температуре +20 °С: – ИТ «Прямая сетевая вода на собственные нужды» в зимний период – ИТ «Прямая сетевая вода на собственные нужды» в летний период – ИТ «Обратная сетевая вода на собственные нужды» в зимний период – ИТ «Обратная сетевая вода на собственные нужды» в летний период – ИТ «Сетевая вода к ВД» – ИТ «Сетевая вода на основную подпитку теплосети» – ИТ «Сетевая вода на резервную подпитку теплосети»	от 0,619 до 0,623 от 0,319 до 0,323 от 0,678 до 0,682 от 0,322 до 0,326 от 0,733 до 0,737 от 0,440 до 0,444 от 0,350 до 0,354

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики	Значение
Внутренний диаметр ИТ перед диафрагмой при температуре +20 °С, мм: – ИТ «Прямая сетевая вода на собственные нужды» – ИТ «Обратная сетевая вода на собственные нужды» – ИТ «Сетевая вода к ВД» – ИТ «Сетевая вода на основную подпитку теплосети» – ИТ «Сетевая вода на резервную подпитку теплосети»	310,51 308,679 206,83 411,47 412,36
Разность температур теплоносителя между подающим и обратным ИТ УУ «Сетевая вода в город № 1», «Сетевая вода в город № 2», «Сетевая вода в город № 3», °С, не менее	10
Отношение суммарного массового расхода теплоносителя по ИТ «Сетевая вода на основную подпитку теплосети» и «Сетевая вода на резервную подпитку теплосети» к суммарному массовому расходу теплоносителя по ИТ «Прямая сетевая вода в город № 1», «Прямая сетевая вода в город № 2», «Прямая сетевая вода в город № 3», %, не более: – при разнице температур теплоносителя между подающим и обратным ИТ УУ «Сетевая вода в город № 1», «Сетевая вода в город № 2», «Сетевая вода в город № 3» от 10 до 15 °С – при разнице температур теплоносителя между подающим и обратным ИТ УУ «Сетевая вода в город № 1», «Сетевая вода в город № 2», «Сетевая вода в город № 3» от 15 до 20 °С – при разнице температур теплоносителя между подающим и обратным ИТ УУ «Сетевая вода в город № 1», «Сетевая вода в город № 2», «Сетевая вода в город № 3» более 20 °С	2,9 8,7 13,4
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220⁺²²₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды в месте установки, °С: а) КТПТР-01 в составе УУ «Сетевая вода в город № 1», «Сетевая вода в город № 2», «Сетевая вода в город № 3» б) OPTISONIC 3400, Метран-150TG в составе УУ «Сетевая вода в город № 1», «Сетевая вода в город № 2», «Сетевая вода в город № 3» в) Метран-150CDR, Метран-150CD, Метран-150TG, КТПТР-01 и ТС-1088 в составе ИТ «Сетевая вода к ВД», ИТ «Сетевая вода на основную подпитку теплосети», ИТ «Сетевая вода на резервную подпитку теплосети», УУ «Сетевая вода на собственные нужды» г) Метран-150TG и ТС-1088 в составе ИТ «Холодная вода», тепловычислителей СПТ962 – относительная влажность (без конденсации влаги), %, не более – атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +5 до +30 от +5 до +40 от +5 до +30 90 от 98 до 104

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АСУТЭ приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность АСУТЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная автоматизированная учета тепловой энергии и массы теплоносителя Тюменской ТЭЦ-2 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Форвард Энерго»	—	1 шт.
Формуляр	ТТ238R.00.QC.AK02.FO	1 экз.
Руководство по эксплуатации системы АСУТЭ	ТТ238R.00.QC.AK02.RE	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Тепловая энергия и масса теплоносителя. Методика измерений системой измерительной автоматизированной учета тепловой энергии и массы теплоносителя Тюменской ТЭЦ-2 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Форвард Энерго», аттестованном ООО ЦМ «СТП», свидетельство об аттестации № 2907/1–38–RA.RU.311459–2025, регистрационный номер ФР.1.29.2025.52129 в ФИФОЕИ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 10 марта 2025 г. № 472 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 ноября 2024 г. № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры».

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Форвард Энерго»

(ПАО «Форвард Энерго»)

ИНН 7203162698

Юридический адрес: 123112, г. Москва, наб. Пресненская, д. 10, эт 15 пом 20

Телефон: +7 (495) 788-46-88

Web-сайт: www.frwd.energy

E-mail: forwardenergy@frwd.energy

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-технический центр СОЛОТЕРМ»

(ООО «ИТЦ СОЛОТЕРМ»)

ИНН 7224029591

Юридический адрес: 625013, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Севастопольская, д. 14/2

Адрес места осуществления деятельности: 625501, Тюменская область, Тюменский район, п. Московский, ул. Северная, 10

Телефон: 8 (800) 707-59-41

Web-сайт: soloterm.ru

E-mail: mail@soloterm.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»

(ООО ЦМ «СТП»)

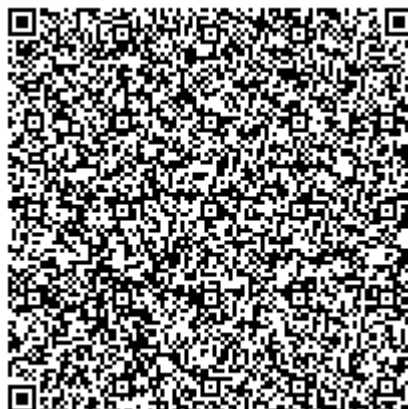
Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, офис 7

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229



Регистрационный № 97012-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Манометры показывающие ДМГ-60

Назначение средства измерений

Манометры показывающие ДМГ-60 (далее – манометры) предназначены для измерений избыточного давления воздуха и неагрессивных газов.

Описание средства измерений

Принцип действия манометров основан на уравнивании измеряемого давления силой упругой деформации мембранной коробки (или мембранным блоком). Под воздействием измеряемого давления свободный конец мембранной коробки перемещается и через тягу передается на трибкосекторный механизм, который приводит во вращательное движение указательную стрелку.

Отсчетное устройство выполнено в виде круговой шкалы и показывающей стрелки, насаженной на ось трибки.

Манометры выпускаются в 2 модификациях: ДМГ-60-Р, ДМГ-60-Т, отличающихся внешним видом и расположением соединительного штуцера для подачи давления.



Рисунок 1 – Общий вид

Общий вид манометров приведен на рисунке 1.

Защита манометров от несанкционированного доступа осуществляется методом пломбирования на боковые поверхности с помощью наклеек.

Знак поверки наносится на заднюю сторону манометров.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на циферблат манометров методом окрашивания.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 1 и 2 соответственно.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний избыточного давления, кПа	от 0 до 6; от 0 до 10; от 0 до 40; от 0 до 60
Диапазон измерений избыточного давления, %	от 0 до 75 диапазона показаний
Класс точности по ГОСТ 2405-88 ¹⁾	1,5; 2,5
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений избыточного давления ¹⁾ , %	$\pm 1,5; \pm 2,5$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений избыточного давления, вызванной отклонением температуры окружающей среды от нормальной, %	$\pm K_t \times t_2 - t_1 $ где K_t – температурный коэффициент равный 0,06 %/°C для манометров класса точности 1,5 и 0,1 %/°C для манометров класса точности 2,5 t_2 – температура окружающего воздуха, °C t_1 – нормальное значение температуры равное 15 °C, если $t_2 < t_1$, °C и 25 °C, если $t_2 > t_1$, °C
Примечания: 1) Фактическое значение указано в паспорте. 2) Нормирующим значением для приведённой погрешности является верхнее значение диапазона показаний.	

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-2015 – ДМГ-60-Р – ДМГ-60-Т	IP40 IP54
Нормальные условия: – температура окружающего воздуха, °C – относительная влажность окружающего воздуха, % – атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °C – относительная влажность окружающего воздуха при температуре +35 °C без конденсации влаги, % – атмосферное давление, кПа	от –50 до +60 до 98 от 84 до 106,7
Габаритные размеры (диаметр× высота× ширина), мм, не более – ДМГ-60-Р – ДМГ-60-Т	67×110×42 74×76×42
Масса, кг, не более	0,2

Знак утверждения типа

наносится на циферблат манометров методом окрашивания и на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Манометр показывающий	ДМГ-60-Х*	1
Руководство по эксплуатации	ЦТКА.406121.031 РЭ	1
Паспорт	ЦТКА.406121.031 ПС	1
Примечания: * Х – в зависимости от модификации. Допускается при поставке манометров в один адрес поставлять 1 экземпляр руководства по эксплуатации.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» документа ЦТКА.406121.031 РЭ «Манометр показывающий ДМГ-60. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

ТУ 4212-118-00227471-2005 Манометры показывающие ДМГ-60. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Измерение»

(ООО «Измерение»)

ИНН 1327157989

Юридический адрес: 430034, г. Саранск, ул. Лодыгина, д. 5, стр. 13

Телефон: (8342) 29-65-09

E-mail: tpkspz@yandex.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Измерение»

(ООО «Измерение»)

ИНН 1327157989

Адрес: 430034, г. Саранск, ул. Лодыгина, д. 5, стр. 13

Телефон: (8342) 29-65-09

E-mail: tpkspz@yandex.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области»
(ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

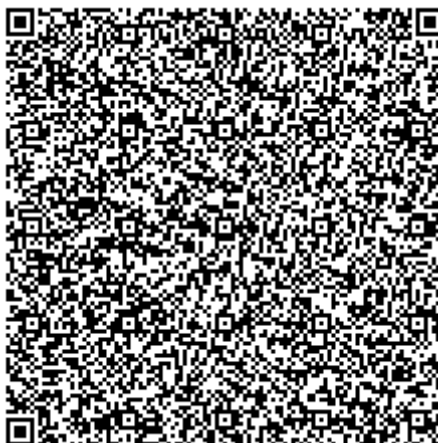
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон/факс: (8412) 49-82-65

E-mail: info@penzacsm.ru

Web-site: www.penzacsm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.311197



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЭСК РусГидро»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

АИИС КУЭ являются проектно-компонуемыми изделиями из выпускаемых различными изготовителями технических средств и представляют собой двухуровневые, 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 включают в себя два уровня (ИИК 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 (далее – ИВК), включающий в себя сервер(а) АИИС КУЭ (далее – сервер), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), каналаобразующую 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).

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), 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 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. Коррекция часов сервера проводится при расхождении часов сервера и времени УССВ более чем на ± 1 с (программируемый параметр).

Коррекция часов счетчиков производится сервером при расхождении часов счетчиков и времени сервера более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

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

Журнал событий сервера отражает 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 в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера 9», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера 9» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче от ИИК в ИВК является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера 9».

ПО ПК «Энергосфера 9» 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.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера 9»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 9.0
ОС MS Windows	
Цифровой идентификатор ПО по алгоритму MD5 (библиотека pso_metr.dll)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b (для 32-разрядного сервера опроса)
	6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93 (для 64-разрядного сервера опроса)
Номер версии (идентификационный номер) ПО (библиотека pso_metr.dll)	не ниже 1.1.1.1
Linux-подобные ОС	
Цифровой идентификатор ПО по алгоритму MD5 (библиотека libpso_metr.so)	01e3eae897f3ce5aa58ff2ea6b948061

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

Продолжение таблицы 2

1	2
Счетчики электрической энергии	
Тип	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Альфа А1800	31857-06, 31857-11, 31857-20
Меркурий 230	23345-07
Меркурий 234	48266-11, 75755-19
Меркурий 236	47560-11
ПСЧ-4ТМ.05	27779-04
ПСЧ-4ТМ.05МД	51593-18
ПСЧ-4ТМ.05МК	50460-12, 50460-18, 64450-16
СМ 15	73137-18
СТЭМ-300	71771-18
СЭТ-4ТМ.03	27524-04
СЭТ-4ТМ.02М	36697-08, 36697-12, 36697-17
СЭТ-4ТМ.03М	36697-08, 36697-12, 36697-17
СЭТ-4ТМ.03МК	74671-19
ТЕ1000	82562-21
ТЕ2000	83048-21
ТЕ3000	77036-19
СЕ 208	55454-13
СЕ 301	34048-08
СЕ 303	33446-08
СЕ 308	59520-14
Устройства синхронизации системного времени	
Тип	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
УСВ-3	51644-12, 64242-16, 84823-22
Программное обеспечение	
ПК «Энергосфера 9»	—
Примечания: 1. Состав конкретного экземпляра АИИС КУЭ (типы и количество входящих СИ, технических устройств и программного обеспечения) указывается в паспорте-формуляре. 2. Допускается замена сервера при условии сохранения цифрового идентификатора ПО и технических характеристик, указанных в таблицах 1 и 4. 3. 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.	

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Конфигурация ИК (класс точности)			Вид электро- энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %	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	0,5S/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

Продолжение таблицы 3

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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
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
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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
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	2,2 6,2	±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
1	2
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, $^\circ\text{C}$ - счетчиков, $^\circ\text{C}$ - УССВ, $^\circ\text{C}$ - сервера, $^\circ\text{C}$	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до $+40$ от -10 до $+50$ от $+10$ до $+30$ от $+10$ до $+30$
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 72 35000 24 70000 1

Продолжение таблицы 4

Глубина хранения информации:	
Счетчики:	
– профиль нагрузки в двух направлениях за интервал 1, 3, 5, 15, 30, 60 мин, сут, не менее	1,5; 4,5; 7,5; 22,5; 45; 90
– при отключении питания, год, не менее	5
Сервер:	
– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	3,5

Надежность 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 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 сервера:
 - 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 журналы событий ИИК.

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:

- счётчиках (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) АО «ЭСК РусГидро»	—	1*
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера 9»	1
Паспорт-формуляр	ЭСРГ.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) АО «ЭСК РусГидро», аттестованном ООО «ПИКА», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

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»;

ЭСРГ.411711.АИИС.ТУ «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЭСК РусГидро». Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество «Энергосбытовая компания РусГидро»
(АО «ЭСК РусГидро»)
ИНН 7804403972

Юридический адрес: 660017, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Дубровинского, д. 43
Телефон (факс): +7 800 333 80 00
Web-сайт: esc-rushydro.ru
E-mail: esc@rushydro.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Энергосбытовая компания РусГидро»
(АО «ЭСК РусГидро»)
ИНН 7804403972

Юридический адрес: 660017, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Дубровинского, д. 43
Адрес места осуществления деятельности: 117393, г. Москва, ул. Архитектора Власова,

д. 51

Телефон (факс): +7 800 333 80 00
Web-сайт): esc-rushydro.ru
E-mail: esc@rushydro.ru

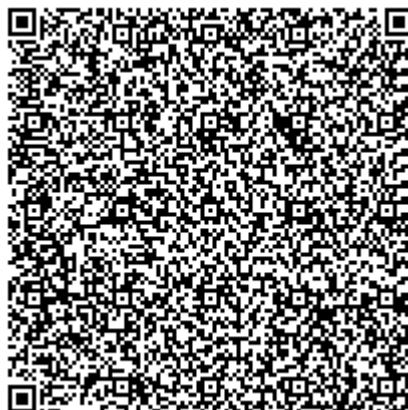
Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская область, г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,

д. 14А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736



Регистрационный № 97025-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Генераторы сигналов VESNA SGV

Назначение средства измерений

Генераторы сигналов VESNA SGV предназначены для формирования измерительных СВЧ сигналов с нормированными уровнем и частотой: немодулированных синусоидальных колебаний, а также колебаний с импульсной модуляцией.

Описание средства измерений

Конструктивно генераторы сигналов VESNA SGV выполнены в моноблочном исполнении, работающие под управлением встроенного компьютера или внешнего ПЭВМ с ОС Windows. Управление режимами формирования СВЧ сигналов осуществляется специальным программным обеспечением.

Принцип работы генераторов сигналов VESNA SGV основан на формировании синусоидального сигнала синтезатором высокой частоты и при необходимости его модуляции с помощью модулятора и модулирующего импульсного сигнала. При формировании сигнала в диапазоне частот от 20 до 40 ГГц используется дополнительный перенос частоты смесителем с помощью второго синтезатора. Источником опорной частоты для синтезаторов высокой частоты служит кварцевый генератор с частотой 10 МГц. Выходной уровень генератора регулируется встроенным аттенуатором.

К данному типу генераторов сигналов VESNA SGV относятся следующие модификации, отличающиеся исполнением корпуса и типом интерфейса управления: VESNA SGVL06, VESNA SGVA20K, VESNA SGVA40K, VESNA SGVA20, VESNA SGVA40.

Особенности конструктивного исполнения:

- модификация VESNA SGVL06 (6 ГГц) имеет на передней панели выходной разъем СВЧ тип 3,5 мм (SMA) «розетка», управление осуществляется только дистанционно через интерфейс USB-A, расположенный на задней панели;

- модификации VESNA SGVA20K (20 ГГц), VESNA SGVA40K (40 ГГц) имеют на передней панели выходные разъемы СВЧ типа NMD 2,92 мм «вилка» и NMD 2,4 мм «вилка» соответственно, входы и выходы опорной частоты и синхронизации, управление осуществляется только дистанционно через интерфейс USB-C, расположенный на задней панели;

- модификации VESNA SGVA20 (20 ГГц), VESNA SGVA40 (40 ГГц) имеют на левой панели панели выходные разъемы СВЧ типа NMD 2,92 мм «вилка» и NMD 2,4 мм «вилка» соответственно, опорной частоты, промежуточной частоты и синхронизации, управление может осуществляться с передней панели, оснащенной сенсорным дисплеем, а также дистанционно через интерфейс LAN, разъем которого расположен на верхней панели генератора.

Знак поверки в виде наклейки с изображением знака поверки может наноситься на свободном от надписей пространстве на задней панели генераторов модификаций VESNA SGVA20K, VESNA SGVA40K или правой панели генераторов модификаций VESNA SGVL06,

VESNA SGVA20, VESNA SGVA40.

Серийный номер в формате тринадцатизначного буквенно-цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, напечатанный типографским способом, наносится методом наклейки на задней панели генераторов модификаций VESNA SGVA20K, VESNA SGVA40K или правой панели генераторов модификаций VESNA SGVL06, VESNA SGVA20, VESNA SGVA40.

Для предотвращения несанкционированного доступа генераторы сигналов VESNA SGV имеют защитную наклейку изготовителя, которая наносится на винт крепления правой стенки прибора для модификаций VESNA SGVA20, VESNA SGVA40 и на стык задней и боковой панелей для модификаций VESNA SGVL06, VESNA SGVA20K, VESNA SGVA40K.

Общий вид генераторов сигналов VESNA SGV с указанием мест нанесения обозначения модификаций, серийного номера, знака утверждения типа СИ, схемы пломбировки от несанкционированного доступа для каждой модификации представлены на рисунках 1 - 5.

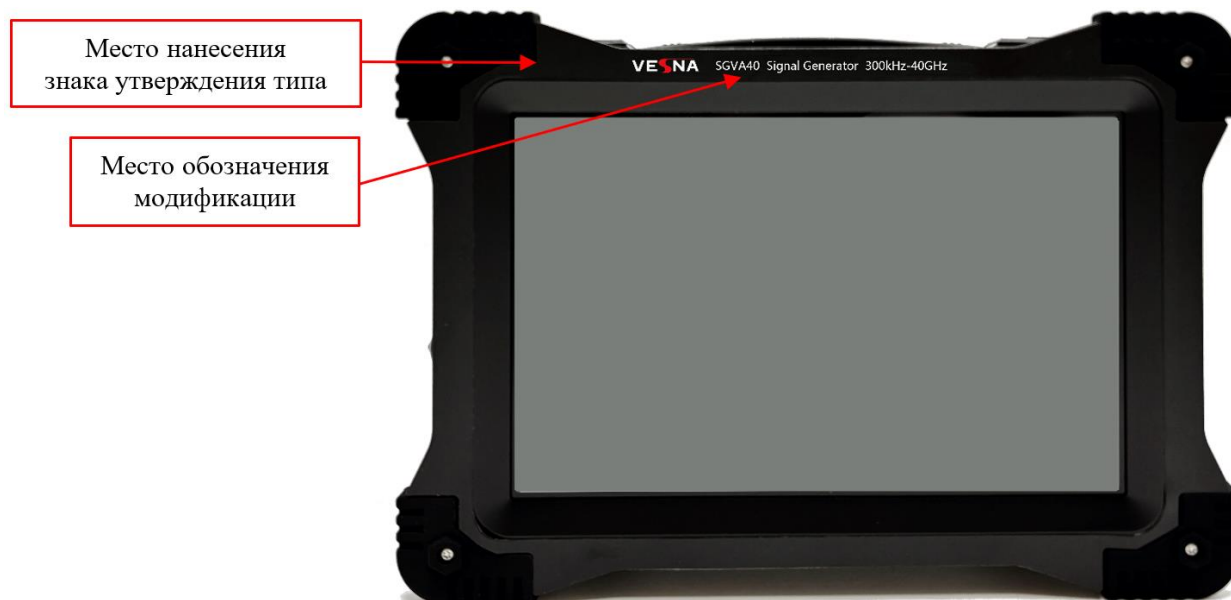


Рисунок 1 – Общий вид генераторов сигналов VESNA SGV модификаций VESNA SGVA20 и VESNA SGVA40



Рисунок 2 – Общий вид генераторов сигналов VESNA SGV модификаций VESNA SGVA20K и VESNA SGVA40K



Рисунок 3 – Общий вид генераторов сигналов VESNA SGV модификации VESNA SGVL06



Рисунок 4 – Вид правой панели модификаций VESNA SGVA20 и VESNA SGVA40



Рисунок 5 – Вид задней панели модификаций VESNA SGVA20K и VESNA SGVA40K

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) «Signal Generator» предназначено для управления режимами работы генераторов сигналов VESNA SGV. Программное обеспечение реализовано без выделения метрологически значимой части. Влияние программного обеспечения не приводит к выходу метрологических характеристик средства измерения за пределы допускаемых значений.

Уровень защиты программного обеспечения «низкий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение для модификаций	
	VESNA SGVL06	VESNA SGVA20, VESNA SGVA20K, VESNA SGVA40, VESNA SGVA40K
Идентификационное наименование ПО	Signal Generator (6Ghz)	Signal Generator (20-40 Ghz)
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0.9	1.0.14
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики		Значение для модификаций		
		VESNA SGVL06	VESNA SGVA20 и VESNA SGVA20K	VESNA SGVA40 и VESNA SGVA40K
1		2	3	4
Диапазон частот, Гц		от $1 \cdot 10^6$ до $6 \cdot 10^9$	от $3 \cdot 10^5$ до $2 \cdot 10^{10}$	от $3 \cdot 10^5$ до $4 \cdot 10^{10}$
Номинальное значение частоты $f_{ог}$ опорного генератора, Гц		-	$1 \cdot 10^7$	$1 \cdot 10^7$
Пределы допускаемой относительной погрешности частоты внутреннего опорного генератора $\delta f_{ог}$		-	$\pm 1 \cdot 10^{-6}$	$\pm 1 \cdot 10^{-6}$
Дискретность установки частоты, Гц		10^4	1	1
Пределы допускаемой относительной погрешности установки частоты		$\pm 1 \cdot 10^{-6}$	$\pm 1 \cdot 10^{-6}$	$\pm 1 \cdot 10^{-6}$
Максимальный уровень мощности выходного синусоидального сигнала в зависимости от частоты, дБ (1 мВт) ¹⁾ , не менее	от 0,3 до 1 МГц включ.	-	5	5
	от 1 до 10 МГц включ.	0	-	-
	св. 1 до 10 МГц включ.	-	12	12
	св. 10 до 100 МГц включ.	14	12	12
	св. 0,1 до 0,3 ГГц включ.	14	15	15
	св. 0,3 до 6 ГГц включ.	14	18	18
	св. 6 до 13 ГГц включ.	-	15	15
	св. 13 до 20 ГГц включ.	-	12	12
св. 20 до 40 ГГц		-	-	12

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4
Минимальный уровень мощности выходного синусоидального сигнала в зависимости от частоты, дБ (1 мВт), не более	от 0,3 до 1 МГц включ.	-	-90	-90
	от 1 до 10 МГц включ.	-75	-	-
	св. 1 до 10 МГц включ.	-	-90	-90
	св. 0,01 до 6 Гц включ.	-70	-90	-90
	св. 6 до 20 ГГц включ.	-	-90	-90
	св. 20 до 35 ГГц включ.	-	-	-90
	св. 35 до 40 ГГц	-	-	-80
Дискретность установки уровня мощности выходного синусоидального сигнала, дБ		1,0	0,5	0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки уровня мощности выходного синусоидального сигнала, дБ	от -75 до -40 дБ (1 мВт) включ.	-	±2,0	±2,0
	св. -40 до 10 дБ (1 мВт)	±1,5	±1,5	±1,5
Уровень мощности фазовых шумов в полосе пропускания 1 Гц при отстройке 10 кГц от несущей частоты, дБ относительно мощности несущей, не более	300 МГц	-	-111	-111
	1 ГГц	-105	-122	-122
	3 ГГц	-	-115	-115
	6 ГГц	-	-108	-108
	10 ГГц	-	-104	-104
	20 ГГц	-	-98	-98
	30 ГГц	-	-	-95
	40 ГГц	-	-	-92
Уровень гармонических составляющих относительно несущей при уровне мощности выходного синусоидального сигнала 0 дБ (1 мВт), дБ, не более	от 0,1 до 0,3 ГГц включ.	-	-30	-30
	св. 0,3 до 6 ГГц включ.	-40	-40	-40
	св. 6 до 20 ГГц	-	-45	-45
Уровень негармонических составляющих относительно несущей при уровне мощности выходного синусоидального сигнала 0 дБ (1 мВт), дБ, не более		-50	-60	-60
Уровень субгармонических составляющих относительно несущей при уровне мощности выходного синусоидального сигнала 0 дБ (1 мВт), дБ, не более		-	-80	-80
Диапазон установки периода следования импульсов модулирующего генератора, с		от $1 \cdot 10^{-6}$ до 0,999	от $1 \cdot 10^{-7}$ до 10	от $1 \cdot 10^{-7}$ до 10
Диапазон установки длительности импульсов модулирующего генератора, с		от $5 \cdot 10^{-7}$ до 0,2	от $5 \cdot 10^{-8}$ до 5	от $5 \cdot 10^{-8}$ до 5
Коэффициент подавления сигнала несущей в паузе между радиоимпульсами для диапазона частот от 400 МГц до 40 ГГц, дБ, не менее		-	50	50
Время нарастания/спада радиоимпульсов, нс, не более		-	20	40
КСВН выхода, не более		-	2,5	2,5
¹⁾ дБ относительно 1 мВт				

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания модификации VESNA SGVA20, VESNA SGVA20K, VESNA SGVA40 и VESNA SGVA40K - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 210 до 240 50
Параметры электрического питания модификации VESNA SGVL06 - напряжение постоянного тока, В	5
Время прогрева, мин	45
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более модификация VESNA SGVL06 модификация VESNA SGVA20K, VESNA SGVA40K модификация VESNA SGVA20, VESNA SGVA40	135×43×16 196×172×65 130×300×220
Масса, кг, не более модификация VESNA SGVL06 модификации VESNA SGVA20K, VESNA SGVA40K модификации VESNA SGVA20, VESNA SGVA40	0,2 2 6
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %	от +15 до +25 от 30 до 80

Знак утверждения типа

наносится на генераторы сигналов VESNA SGV методом наклейки в местах, указанных на рисунках 1 - 3, и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Генератор сигналов VESNA SGV	VESNA SGVL06 или VESNA SGVA20 или VESNA SGVA20K или VESNA SGVA40 или VESNA SGVA40K	1 шт.
Программное обеспечение	Signal Generator VESNA SGV	1 шт.*
Руководство по эксплуатации	VESNA SGV РЭ	1 шт.**
Паспорт	VESNA SGV ПС	1 шт.**
* для модификаций VESNA SGVA20 и VESNA SGVA40 ПО встроенное, для остальных модификаций поставляется в комплекте ** По заказу поставляется в бумажном или электронном виде		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Порядок работы» руководства по эксплуатации VESNA SGV РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3461 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц»;

Приказ Росстандарта от 9 ноября 2022 г. № 2813 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 37,5 до 118,1 ГГц»;

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 г № 3383 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений ослабления напряжения постоянного тока и электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 20 Гц до 178,4 ГГц».

Стандарт предприятия «Генераторов сигналов VESNA SGV».

Правообладатель

Chengdu Rf-Cube Technology Co., Ltd., Китай

Адрес: Building G1, Middle Section of Yizhou Avenue, High-tech Zone, Chengdu, China

Телефон: +86 - 400-960-9313

Web-сайт: www.rf-cube.com

Изготовитель

Chengdu Rf-Cube Technology Co., Ltd., Китай

Адрес: Building G1, Middle Section of Yizhou Avenue, High-tech Zone, Chengdu, China

Телефон: +86 - 400-960-9313

Web-сайт: www.rf-cube.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

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

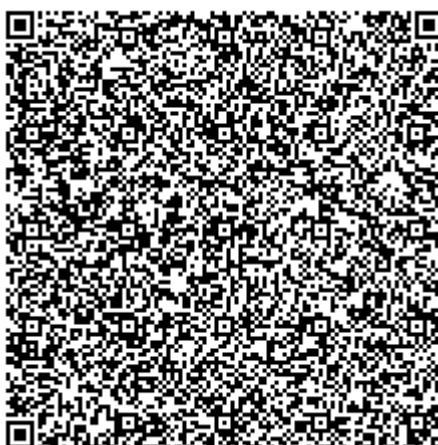
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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



Регистрационный № 97030-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные Оренбург-1-250

Назначение средства измерений

Установки измерительные Оренбург-1-250 (далее – установки) предназначены для измерений массы скважинной жидкости, массы скважинной жидкости без учета массы воды и массы попутного нефтяного газа, а также объема свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на разделении в сепараторе нефтегазоводяной смеси на жидкость и нефтяной газ, измерении массы скважинной жидкости и объемной (или массовой) доли воды в ней, а также массы свободного попутного нефтяного газа и последующего вычисления объема газа, приведенного к стандартным условиям.

Установка представляет собой изделие, состоящее из следующих частей:

- комплекс технологический;
- комплекс инженерного оборудования;
- система сбора, обработки информации и управления;
- система распределения электроэнергии.

В состав технологического комплекса установки входят два блок-бокса – блок технологический (далее – БТ) и блок автоматики (далее – БА).

В БТ осуществляется прием газожидкостной смеси, разделение ее на жидкость и газ, формирование измерительной информации о массовом расходе и плотности жидкости, массовом расходе газа, температуре жидкости и газа.

В состав БТ входит следующее оборудование и средства измерений (далее – СИ):

- двухфазный сепаратор;
- пробоотборники жидкости и газа;
- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (рег. №№ 45115-16, 45115-10);
- счетчики-расходомеры массовые кориолисовые Rotamass (рег. № 27054-14);
- расходомеры-счетчики массовые кориолисовые Rotamass модели RC (рег. № 75394-19);
- счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс (рег. № 70629-18);
- датчики давления Метран-150 (рег. № 32854-13);
- датчики давления «Метран-150» (рег. №№ 32854-08, 32854-09);
- датчики давления Метран-75 (рег. № 48186-11);
- датчики давления АМ-2000 (рег. № 35035-08);
- датчики давления серии АМ-2000 (рег. № 35035-14);
- датчики давления МС3000 (рег. № 29580-10);
- датчики давления ЭМИС-БАР (рег. № 72888-18);
- преобразователи давления измерительные ЕЈА (рег. № 14495-09);

- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270 (рег. № 21968-11);
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700 (рег. №№ 38548-08, 38548-13);
- показывающие СИ давления утвержденного типа с верхним пределом диапазона измерений не ниже 10,0 МПа, класс точности не ниже 1,5.

В БА размещаются:

- шкаф блока индикации и управления (далее – БИУ), в котором осуществляется сбор и обработка информации, поступающей от датчиков и преобразователей БТ, управление оборудованием, входящим в состав БТ, передачу информации на верхний уровень управления;
- устройства программного управления TREI-5B (рег. № 31404-08);
- шкаф силового управления;
- вторичные устройства СИ, установленных в БТ.

К установкам данного типа относятся установки измерительные Оренбург-1-250 с заводскими номерами 012, 013, 014, 015, 016, 017, 018, 019, 020, 021.

На рис. 1 приведена фотография общего вида установки.

На рис. 2 приведена фотография маркировочной таблички установки.



Маркиро-
вочная
табличка

Рисунок 1 – Фотография общего вида установки и место крепления маркировочной таблички

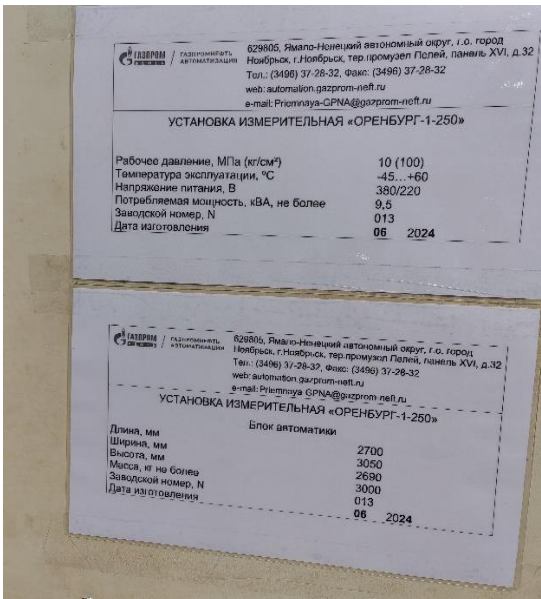


Рисунок 2 – Фотография маркировочной таблички

Заводской номер указывается в паспорте установки типографским способом и на маркировочной табличке типографским способом. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Маркировочная табличка закрепляется внутри помещения блок-бокса в месте, доступном для однозначной идентификации установки. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) установок реализовано в контроллере, входящем в состав каждой установки, и обеспечивает реализацию функций установок. Метрологические характеристики установок нормированы с учетом влияния ПО.

Наименования ПО и идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО установок

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ORNTR
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО	DCDEAD20
Алгоритм вычисления контрольной суммы	CRC32

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики установок приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, т/сут	от 5 до 1500
Диапазон измерений объёмного расхода свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенный к стандартным условиям, м³/сут	от 5000 до 350000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений: а) массы и массового расхода скважинной жидкости, % б) массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды и попутного нефтяного газа, при содержании воды (в объемных долях): - до 70% - свыше 70% до 95% - свыше 95% в) объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	±2,5 ±6 ±15 не нормируется ± 5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Содержание газа (газовый фактор) в стандартных условиях, м³/т	от 10 до 800
Содержание воды в нефтегазоводяной смеси, %	от 0 до 98
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 10,0
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от -5 до +90
Кинематическая вязкость жидкости при +20 °С, сСт	от 3,3 до 3,75
Плотность жидкости в рабочих условиях, кг/м³	от 700 до 1180
Плотность нефти при 20 °С, кг/м³	от 800 до 900
Плотность свободного попутного нефтяного газа, кг/м³	от 0,75 до 0,915
Содержание механических примесей, мг/л, не более	1000
Объемное содержание сероводорода, %, не более	6
Габаритные размеры блок-бокса технологического (ДхШхВ), мм	7500х3220х3300
Габаритные размеры блок-бокса автоматики (ДхШхВ), мм	2700х3050х2690
Масса блок-бокса технологического, кг	11000
Масса блок-бокса автоматики, кг	2500
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±0,4
Потребляемая мощность, кВт, не более	9,5
Условия эксплуатации: - температура воздуха внутри блок-бокса, °С, не ниже - диапазон температуры окружающего воздуха, °С	+5 от -45 до +60

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульных листах руководства по эксплуатации и паспорта установок.

Комплектность средства измерений

Комплектность установок приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность установок

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная Оренбург-1-250	-	10 шт.
Комплект эксплуатационных документов: - руководство по эксплуатации «Установка измерительная Оренбург-1-250»; - паспорт «Установка измерительная Оренбург-1-250»	ГПНА 01.00.00.000 РЭ ГПНА 01.00.00.000 ПС	1 шт. 10 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных ОРЕНБУРГ-1-250», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № RA.RU.313391/2909-24 от 27.04.2024 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.2.1, п. 6.5)

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Оренбург»
(ООО «Газпромнефть-Оренбург»)
ИНН 5610218014
Юридический адрес: 460000, г. Оренбург, ул. Краснознаменная, д. 56/1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Автоматизация»
(ООО «Газпромнефть-Автоматизация»)
ИНН 8905032469
Адрес: 629805, Ямало-Ненецкий автономный округ, г.о. город Ноябрьск, г. Ноябрьск, тер. промузел Пелей, панель XVI, д. 32

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU
310592.

