

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3150

**Сведения
об утвержденных типах средств измерений**

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Резервуары (танки) стальные вертикальные цилиндрические самоходного нефтеналивного судна ТР-65	Обозначение отсутствует	Е	87623-22	1, 2, 3, 4, 5	Тюменский судостроительный завод, г. Тюмень (изготовлены в 1960 г.)	Тюменский судостроительный завод, г. Тюмень (изготовлены в 1960 г.)	ОС	МЦ 0406-2021 МП	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Судоходная компания "Витим-лес" (ООО "Судоходная компания "Витим-лес"), Иркутская обл., г. Бодайбо-4	ООО "Метрологический центр", г. Иркутск	10.04.2021
2.	Модули ввода аналоговых сигналов	ADC4S M	С	87624-22	01, 02	Общество с ограниченной ответственностью "Сектор" (ООО "Сектор"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Сектор" (ООО "Сектор"), г. Санкт-Петербург	ОС	СЕМШ10.1 010.00.00 МП	3 года	Общество с ограниченной ответственностью "Сектор" (ООО "Сектор"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Тест-С.-Петербург", г. Санкт-Петербург	25.02.2022
3.	Датчики частоты вращения	ВИПРО-БИТ N	С	87625-22	N110E зав. № 0001-21, N110C зав. № 0001-21, N120C зав.	Общество с ограниченной ответственностью	Общество с ограниченной ответственностью	ОС	ВШПА.421 412.100.13 0 МП	3 года	Общество с ограниченной ответственностью	ФГУП "ВНИИМ им. Д. И. Менделеева",	09.09.2022

					№ 0001-21, N321C зав. № 0001-21, N344C зав. № 0003- 21	Общество с ограниченной ответственно- стью "Энерге- тическая ком- пания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт- Петербург	Общество с ограниченной ответственно- стью "Энерге- тическая ком- пания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт- Петербург	Общество с ограниченной ответственно- стью "Ньюком- НДТ" (ООО "Ньюком- НДТ"), г. Санкт- Петербург	г. Санкт- Петербург		02.09.2022	
4.	Системы автоматизи- рованные информаци- онно- измеритель- ные коммер- ческого уче- та электро- энергии ООО "ЭК "СТИ" на базе про- граммно- технического комплекса "Е-ресурс"	С	87626-22	001		Общество с ограниченной ответственно- стью "Энерге- тическая ком- пания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт- Петербург	Общество с ограниченной ответственно- стью "Энерге- тическая ком- пания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт- Петербург	МП-450- RA.RU.310 556-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Энерге- тическая ком- пания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт- Петербург	Западно- Сибирский фи- лиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	
5.	Комплексы цифровой радиографии	С	87627-22	КАРАТ РТС1024, зав.№ EG1PB2H19G14; КАРАТ РТС2532, зав. № N3DBAW001; КА- РАТ РТС3643, зав.№ N6DBAF003	Общество с ограниченной ответственно- стью "Нью- ком-НДТ" (ООО "Нью- ком-НДТ"), г. Санкт- Петербург	Общество с ограниченной ответственно- стью "Нью- ком-НДТ" (ООО "Нью- ком-НДТ"), г. Санкт- Петербург	Общество с ограниченной ответственно- стью "Ньюком- НДТ" (ООО "Ньюком- НДТ"), г. Санкт- Петербург	МП АПМ 29-22	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "Ньюком- НДТ" (ООО "Ньюком- НДТ"), г. Санкт- Петербург	ООО "Автопро- гресс-М", г. Москва	29.08.2022
6.	Счетчики воды крыль- чатые	С	87628-22	СВК-15 X (И) зав. №0002161595, СВК-20 Г зав. №0002126931, СВМ-15 Г (И) зав. №11774, СВМ-20 X	Общество с ограниченной ответственно- стью "Торго- вый дом "Эк- ватэл" (ООО	Общество с ограниченной ответственно- стью "Торго- вый дом "Эк- ватэл" (ООО	Общество с ограниченной ответственно- стью "Торго- вый дом "Эк- ватэл" (ООО	МИ 1592- 2015	6 лет	Общество с ограниченной ответственно- стью "Торго- вый дом "Эк- ватэл" (ООО	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	09.09.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3150

Регистрационный № 87655-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Каналы измерительные комплексов программно-технических микропроцессорной системы автоматизации «Шнейдер Электрик»

Назначение средства измерений

Каналы измерительные комплексов программно-технических микропроцессорной системы автоматизации «Шнейдер Электрик» (далее – каналы измерительные ПТК МПСА «Шнейдер Электрик») предназначены для измерения и контроля параметров технологических процессов и управления положением или состоянием исполнительных механизмов, путем измерения и генерации силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА и измерения электрического сопротивления от первичных измерительных преобразователей (ПИП).

Описание средства измерений

Принцип действия каналов измерительных ПТК МПСА «Шнейдер Электрик» основан на приеме и преобразовании сигналов, поступающих от ПИП, с последующим вычислением, обработкой и архивированием значений параметров технологических процессов.

Каналы измерительные ПТК МПСА «Шнейдер Электрик» предусматривают возможность:

- автоматического измерения и отображения значений технологических параметров и документирования данных;
- предупредительной и аварийной сигнализации по уставкам, заданным программным путем;
- подключения к системам специальной аппаратуры: центров пожарной сигнализации, аппаратуры сигнализации концентрации взрывоопасных газов, ведущих самостоятельную обработку сигналов от датчиков и выполняющих отдельные управляющие функции защиты;
- автоматического и ручного режимов регулирования параметров технологических процессов.

В зависимости от назначения каналы измерительные ПТК МПСА «Шнейдер Электрик» могут включать в себя измерительные каналы двух типов: каналы измерения технологических параметров и каналы формирования управляющих унифицированных аналоговых сигналов.

В каналах формирования управляющих аналоговых сигналов информация, вводимая оператором или формируемая программным путем в центральном контроллере комплекса посредством модулей вывода аналоговых сигналов, преобразуется в унифицированный сигнал силы постоянного тока.

Каналы измерительные ПТК МПСА «Шнейдер Электрик» являются проектно-компонентным изделием. В зависимости от исполнения, в состав комплекса входит следующее типовое оборудование:

- 1) первичные измерительные преобразователи технологических параметров в сигналы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА или в электрическое сопротивление (в диапазоне от 30 до 180 Ом);

- 2) промежуточные измерительные преобразователи, осуществляющие нормализацию сигналов и гальваническую развязку цепей первичных измерительных преобразователей (исполнительных устройств) и входных цепей аналоговых модулей ввода/вывода;
- 3) аналоговые модули ввода/вывода, производящие аналого-цифровые и цифро-аналоговые преобразования. Модули предназначены для совместной работы по внешней шине с контроллерами программируемыми логическими Modicon Quantum, Modicon M340 и Modicon M580

Используется АРМ оператора, предназначенное для визуализации технологического процесса, формирования отчетных документов и хранения архивов данных.

Каналы измерительные ПТК МПСА «Шнейдер Электрик» по составу разделяются на 5 видов. При этом состав измерительного канала зависит от конкретного исполнения.

Измерительный канал вида 1 имеет структуру: первичный измерительный преобразователь с выходным сигналом постоянного тока стандартного диапазона от 4 до 20 мА – промежуточный измерительный преобразователь с гальванической развязкой – модуль ввода аналоговых сигналов. Основные метрологические характеристики первичных измерительных преобразователей утвержденных типов приведены в таблице 1. Перечень возможных промежуточных измерительных преобразователей приведен в таблице 2. Перечень возможных модулей ввода аналоговых сигналов приведен в таблице 3.

Таблица 1 – Метрологические характеристики первичных измерительных преобразователей

Функциональное назначение первичного измерительного преобразователя	Пределы допускаемой приведенной погрешности, % от диапазона измерений	Пределы допускаемой абсолютной погрешности
ПИП избыточного давления нефти/нефтепродукта	$\pm 0,1$	-
ПИП избыточного давления жидких сред, за исключением нефти/нефтепродукта	$\pm 0,2$	-
ПИП избыточного давления/разрежения газа	$\pm 0,4$	-
ПИП перепада давления нефти/нефтепродуктов	$\pm 0,4$	-
ПИП перепада давления жидких сред вспомогательных систем	$\pm 0,4$	-
ПИП силы тока, напряжения, мощности	$\pm 1,0$	-
ПИП виброскорости	$\pm 10,0$	-
ПИП уровня загазованности атмосферы парами углеводородов, % НКПП*	$\pm 5,0$	-
ПИП измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью накладных ультразвуковых расходомеров, поверенных имитационным (беспроливным) методом	$\pm 1,0$	-
ПИП измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью накладных ультразвуковых расходомеров, поверенных проливным методом со сличением показаний расходомера с эталоном	$\pm 0,5$	-
ПИП измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью врезных ультразвуковых расходомеров, поверенных имитационным (беспроливным) методом	$\pm 0,5$	-

Продолжение таблицы 1

Функциональное назначение первичного измерительного преобразователя	Пределы допускаемой приведенной погрешности, % от диапазона измерений	Пределы допускаемой абсолютной погрешности
ПИП измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью врезных ультразвуковых расходомеров, поверенных проливным методом со сличением показаний расходомера с эталоном	$\pm 0,3$	-
ПИП измерения силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА	$\pm 0,1$	-
ПИП осевого смещения ротора	-	$\pm 0,1$ мм
ПИП измерения уровня нефти/нефтепродуктов в резервуаре РП	-	$\pm 3,0$ мм
ПИП уровня жидкости во вспомогательных емкостях	-	$\pm 10,0$ мм
ПИП температуры нефти/нефтепродукта в трубопроводах	-	$\pm 0,5$ °C
ПИП температуры стенки трубы накладной	-	$\pm 1,0$ °C
ПИП температуры других сред	-	$\pm 2,0$ °C
ПИП многоточечный температуры нефти/нефтепродукта в резервуаре	-	$\pm 0,2$ °C
* НКПРП – Нижний концентрационный предел распространения пламени		

Таблица 2 - Промежуточные измерительные преобразователи

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде
Преобразователи измерительные IM, IMS, MK	49765-12
Преобразователи измерительные IMX12, исп. IMX12-AI, IMX12-AO, IMX12-TI	65278-16
Преобразователи измерительные MACX	68653-17
Преобразователи измерительные S, K, H	65857-16
Барьеры искрозащиты MIB-200 Ex	68031-17

Таблица 3 - Модули ввода аналоговых сигналов

Тип модуля	Наименование СИ	Регистрационный номер
BMXAMI0810RU	Модули аналоговые серии BMX-...-RU	71109-18
BMXAMI0410RU		
BMXAMI0810	Модули аналоговые серии BMX, BME, PME	67370-17
BMXAMI0410		

Измерительный канал вида 2 имеет структуру: первичный измерительный преобразователь с выходным сигналом постоянного тока стандартного диапазона от 4 до 20 мА – модуль ввода аналоговых сигналов. Основные метрологические характеристики первичных измерительных преобразователей приведены в таблице 1. Перечень возможных модулей ввода аналоговых сигналов приведен в таблице 3.

Измерительный канал вида 3 имеет структуру: первичный измерительный преобразователь температуры, представляющий собой термопреобразователь сопротивления – промежуточный измерительный преобразователь с гальванической развязкой – модуль ввода аналоговых сигналов. Основные метрологические характеристики ПИП температуры приведены в таблице 1. Перечень возможных промежуточных измерительных преобразователей приведен в таблице 2. Перечень возможных модулей ввода аналоговых сигналов приведен в таблице 3.

Измерительный канал вида 4 имеет структуру: модуль вывода аналоговых сигналов - промежуточный измерительный преобразователь с гальванической развязкой. Перечень возможных промежуточных измерительных преобразователей приведен в таблице 2. Перечень возможных модулей вывода аналоговых сигналов приведен в таблице 4.

Измерительный канал вида 5 состоит только из модуля вывода аналоговых сигналов. Перечень возможных модулей вывода аналоговых сигналов приведен в таблице 4.

Таблица 4 - Модули вывода аналоговых сигналов

Тип модуля	Наименование СИ	Регистрационный номер
BMXAMO0410RU	Модули аналоговые серии BMX-...-RU	71109-18
BMXAMO0410	Модули аналоговые серии BMX, BME, PME	67370-17

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской (серийный) номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится на металлическую табличку с помощью металлографии или гравировки, табличка с наименованием комплекса и серийным номером наклеена на обратной стороне дверцы шкафа, в верхней части. Номер имеет цифровое обозначение, состоящее из сочетания арабских цифр.

Общий вид шкафов комплекса приведен на рисунке 1.



механический замок

место нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Рисунок 1 - Общий вид шкафов комплекса

Пломбирование каналов измерительных ПТК МПСА «Шнейдер Электрик» не предусмотрено. Механическая защита каналов измерительных ПТК МПСА «Шнейдер Электрик» основана на использовании встроенного механического замка на дверях шкафов, в которых монтируются компоненты каналов.

Программное обеспечение

Программное обеспечение каналов измерительных ПТК МПСА «Шнейдер Электрик» (далее – ПО «ПТК МПСА НПС «Шнейдер Электрик»)) разделено на 2 группы – встроенное ПО контроллеров ПТК МПСА НПС «Шнейдер Электрик» и внешнее, устанавливаемое на персональный компьютер, – ПО «OPC Factory Server» или ПО «Proficy iFix OPC Client» или ПО «MBE Driver» или ПО «Alpha.Server».

Выбор внешнего ПО зависит от вида измерительного канала.

ПО «OPC Factory Server» – программа, представляющая собой сервер данных полученных с контроллера и предоставляющая их клиентам по OPC-стандарту.

ПО «Proficy iFix OPC Client» – программа, представляющая собой сервер данных, полученных с контроллера, и предоставляющая их клиентам (в т.ч. по OPC-стандарту).

ПО «MBE Driver» – программа, представляющая собой сервер данных, полученных с контроллера, и предоставляющая их клиентам (в т.ч. по OPC-стандарту).

ПО «Alpha.Server» – программа, представляющая собой сервер данных, полученных с контроллера, и предоставляющая их клиентам (в т.ч. по OPC-стандарту).

ВПО контроллера ПТК МПСА НПС «Шнейдер Электрик» устанавливается в энергонезависимую память контроллеров в производственном цикле на заводе-изготовителе. Текущие значения идентификационных признаков конкретного экземпляра контроллера устанавливается в процессе первичной поверки комплекса.

Идентификационные данные метрологически значимого ПО приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Идентификационные данные внешнего программного обеспечения ПО «ПТК МПСА НПС «Шнейдер Электрик»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	Значение	Значение	Значение
Наименование программного обеспечения	ПО «OPC Factory Server»	ПО «Proficy iFix OPC Client»	ПО «MBE Driver»	ПО «Alpha.Server»
Идентификационное наименование ПО	OPC Factory Server – [Server Status]	Proficy iFix OPC Client	MBE I/O Server	Alpha.Server
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже V3.60.3108.0	не ниже v7.46g	не ниже v7.46d	не ниже 4.12.1.29174
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-	-	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	-	-	-	-

ПО «ПТК МПСА НПС «Шнейдер Электрик», предназначенное для управления работой модулей и предоставления измерительной информации по стандартным протоколам, не влияет на метрологические характеристики средства измерений (метрологические характеристики

комплекса нормированы с учетом ПО). Программная защита ПО и результатов измерений реализована на основе системы паролей и разграничения прав доступа. Механическая защита ПО основана на использовании встроенного механического замка на дверях шкафов, в которых монтируются компоненты каналов.

Уровень защиты ПО «ПТК МПСА НПС «Шнейдер Электрик» «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 6 - Метрологические характеристики входных измерительных каналов комплексов с учетом погрешности первичных измерительных преобразователей

Наименование характеристики	Пределы допускаемой погрешности измерений
- канал измерения избыточного давления нефти/нефтепродуктов	$\pm 0,15$ % от диапазона (прив.)
- канал измерения избыточного давления жидких сред, за исключением нефти/нефтепродукта	$\pm 0,3$ % от диапазона (прив.)
- канал измерения избыточного давления/разрежения газа	$\pm 0,6$ % от диапазона (прив.)
- канал измерения перепада давления нефти/нефтепродукта	$\pm 0,6$ % от диапазона (прив.)
- канал измерения перепада давления жидких сред вспомогательных систем	$\pm 0,6$ % от диапазона (прив.)
- канал измерения силы тока, напряжения, мощности	$\pm 1,5$ % от диапазона (прив.)
- канал измерения виброскорости	± 15 % от диапазона (прив.)
- канал измерения загазованности атмосферы парами углеводородов, % НКПРП*	$\pm 7,5$ % от диапазона (прив.)
- канал измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью накладных ультразвуковых расходомеров, поверенных имитационным (беспроточным) методом	$\pm 1,5$ % от диапазона (прив.)
- канал измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью накладных ультразвуковых расходомеров, поверенных проточным методом со сличением показаний расходомера с эталоном	$\pm 0,75$ % от диапазона (прив.)
- канал измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью врезных ультразвуковых расходомеров, поверенных имитационным (беспроточным) методом	$\pm 0,75$ % от диапазона (прив.)
- канал измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью врезных ультразвуковых расходомеров, поверенных проточным методом со сличением показаний расходомера с эталоном	$\pm 0,45$ % от диапазона (прив.)
- канал измерения силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА	$\pm 0,15$ % от диапазона (прив.)
- канал измерения осевого смещения ротора	$\pm 0,15$ мм (абс.)
- канал измерения уровня нефти/нефтепродукта в резервуаре РП	$\pm 4,5$ мм (абс.)
- канал измерения уровня жидкости во вспомогательных емкостях	± 15 мм (абс.)

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики	Пределы допускаемой погрешности измерений
- канал измерения температуры нефти/нефтепродукта в трубопроводах	$\pm 0,75$ °C (абс.)
- канал измерения температуры стенки трубы накладной	$\pm 1,5$ °C (абс.)
- канал измерения температуры других сред	$\pm 3,0$ °C (абс.)
- канал многоточечный измерения температуры нефти/нефтепродукта в резервуаре	$\pm 0,3$ °C (абс.)
* НКППР – Нижний концентрационный предел распространения пламени	

Таблица 7 - Метрологические характеристики выходных измерительных каналов комплексов типа «4-20 мА униполярный»:

Наименование характеристики	Пределы допускаемой погрешности измерений
- канал цифро-аналогового преобразования силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА	$\pm 0,25$ % от диапазона (прив.)

Таблица 8 - Основные технические характеристики каналов

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерения физических величин:	
- избыточного давления, МПа	от 0 до 16
- разрежения, МПа	от 0 до 0,1
- перепада давления, МПа	от 0 до 14
- температуры, °C	от -100 до +200
- расхода, м ³ /ч	от 0,1 до 20000
- уровня, мм	от 0 до 23000
- загазованности, % НКППР	от 0 до 100
- виброскорости, мм/с	от 0 до 30
- осевого смещения ротора, мм	от 0 до 10
- силы тока, потребляемого нагрузкой (с учетом понижения токовым трансформатором), А	от 0 до 5
- напряжения нагрузки, В	от 0 до 12000
- сопротивления, Ом	от 30 до 180
- силы тока, мА	от 4 до 20
- мощность, Вт/В·А	от 0 до 40000000
Рабочие условия эксплуатации первичных измерительных преобразователей:	
- температура окружающего воздуха, °C	от -60 до +60
- относительная влажность при температуре +30 °C, %	от 30 до 95 без конденсации влаги
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 107
Рабочие условия эксплуатации промежуточных измерительных преобразователей и модулей ввода/вывода:	
- температура окружающего воздуха, °C	от 0 до +40
- относительная влажность при температуре + 30 °C, %	от 30 до 90 без конденсации влаги
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 107
Параметры электропитания от сети переменного тока:	
- напряжение, В	от 187 до 264

Продолжение таблицы 8

Наименование характеристики	Значение
- частота, Гц	50±0,4
Назначенный срок службы, лет, не менее	20
Масса одного шкафа, кг, не более	320
Габаритные размеры одного шкафа, мм, не более	2400×1600×1000
Максимальное количество ИК для одного шкафа	192

Знак утверждения типа наносится

на табличку шкафа и на титульный лист паспорта и формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 9 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество (шт.)
Каналы измерительные комплекса:		
первичные измерительные преобразователи (тип и количество в соответствии с заказом)	-	
модули измерительные:		
модуль ввода аналоговых сигналов ВМХАМІ0810 (по заказу);	-	
модуль ввода аналоговых сигналов ВМХАМІ0810RU (по заказу);	-	
модуль ввода аналоговых сигналов ВМХАМІ0410 (по заказу);	-	
модуль ввода аналоговых сигналов ВМХАМІ0410RU (по заказу);	-	
модуль вывода аналоговых сигналов ВМХАМО0410 (по заказу);	-	
модуль вывода аналоговых сигналов ВМХАМО0410RU (по заказу)	-	
Преобразователи измерительные ІМ, ІMS, МК (по заказу);	-	
Преобразователи измерительные ІМХ12, исп. ІМХ12-АІ, ІМХ12-АО, ІМХ12-ТІ (по заказу);	-	
Преобразователи измерительные МАСХ (по заказу);	-	
Преобразователи измерительные S, K, H (по заказу);	-	
Барьеры искрозащиты МІВ-200 Ех (по заказу);	-	
Комплект ЗИП	-	1
Комплект эксплуатационных документов:		
Руководство по эксплуатации	4222-022-45857235-2018 РЭ	1
Формуляр	4222-022-45857235-2018 ФО	1

Сведения о методиках измерений

приведены в п. 2.3 «Использование изделия» Руководства по эксплуатации 4222-022-45857235-2018 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

4222-022-45857235-2018 «Каналы измерительные комплексов программно-технических микропроцессорной системы автоматизации «Шнейдер Электрик». Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «Шнейдер Электрик» (АО «Шнейдер Электрик»)

ИНН 7712092928

Адрес: 127018, Москва, ул. Двинцев, д.12, корп. 1

Телефон/факс: 8 (495) 777 99 90 / 8 (495) 777 99 92

E-mail: ru-ccc@schneider-electric.ru

Web-сайт: <http://www.schneider-electric.ru>

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Юридический адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24

Адрес места осуществления деятельности: 450511, Республика Башкортостан, Уфимский р-н, д. Мударисово, ул. Нефтеавтоматики, д.1

Телефон: (347) 279-88-99, 8-800-700-78-68,

Факс: (347) 228-80-98, (347) 228-44-11

Web-сайт: [http:// www.nefteavtomatika.ru](http://www.nefteavtomatika.ru)

Испытательный центр

Федеральное Бюджетное Учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Башкортостан»
(ФБУ «ЦСМ Республики Башкортостан»)

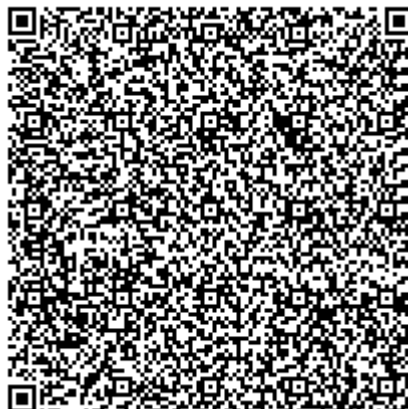
Адрес: 450006, г. Уфа, бульвар Ибрагимова, д. 55/59

Телефон/факс: 8 (347) 276-78-74

E-mail: info@bashtest.ru

Web-сайт: <http://www.bashtest.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311406.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3150

Регистрационный № 87656-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы мониторинга микроклимата ГИГРОТЕРМОН

Назначение средства измерений

Системы мониторинга микроклимата ГИГРОТЕРМОН (далее системы) предназначены для измерений параметров микроклимата (температуры окружающего воздуха, относительной влажности воздуха, перепада давлений), передачи и хранения измеренных параметров.

Описание средства измерений

Принцип действия систем основан на измерении и преобразовании в цифровой код сигналов, поступающих от датчиков климатических ИПМ, термогигрометров многоканальных типа ТГМ и от комплексов регистраторов температуры и относительной влажности серии TR, передачи измеренной информации посредством цифровых сетей, в том числе беспроводных, для дальнейшего хранения, визуализации измеренных значений и создания отчетов на основе измеренной информации.

Системы представляют собой совокупность первичных измерительных преобразователей, приборов мониторинга микроклимата «Гигротермон-М» и (или) «Гигротермон-RF» (далее контроллеры), средств сбора и передачи данных, серверной и клиентской вычислительные техники (ПЭВМ).

Конструкция систем является распределенной и проектно-компонуемой. Первичные измерительные преобразователи систем устанавливаются на объектах контроля (контрольные точки), а контроллеры и устройства сбора и передачи данных могут быть вынесены за пределы объекта контроля (точки контроля) и монтированы в различные шкафы управления, распределительные щитки, щитки управления и т.д.

Перечень возможных компонентов систем с описанием их функционального назначения представлен в таблице 1. Количество контроллеров и первичных измерительных преобразователей, входящих в состав систем, указывается в кодовом обозначении (маркировке) системы. Состав систем указывается в спецификации на систему.

Таблица 1 – Компоненты систем мониторинга микроклимата ГИГРОТЕРМОН

Наименование	Функциональное назначение компонентов	Примечания
Первичные измерительные преобразователи		
Датчики климатические ИПМ	Измерение температуры окружающей среды, измерение относительной влажности воздуха, измерение перепада давления	Номер датчика в ФИФ* 83449-21
Термогигрометры многоканальные типа ТГМ	Измерение температуры окружающей среды, измерение относительной влажности воздуха	Номер датчика в ФИФ 72434-18

Наименование	Функциональное назначение компонентов	Примечания
Комплексы регистраторов температуры и относительной влажности серии TR	Периодические измерения температуры окружающей среды и относительной влажности воздуха	Номер датчика в ФИФ 73311-18
Контроллеры		
Прибор мониторинга микроклимата «Гигротермон-М»	Сбор данных с первичных измерительных преобразователей по интерфейсу 1-wire; Передача данных по интерфейсу RS485.	до 20 подключаемых датчиков
Прибор мониторинга микроклимата «Гигротермон-RF»	Сбор данных с первичных измерительных преобразователей при помощи беспроводных узлов «I-Sens», «E-Sens», «ПИРС-1» и др.; Передача данных по интерфейсам RS485 и Ethernet.	до 50 подключаемых датчиков
Устройства для сбора и передачи данных с первичных измерительных преобразователей на контроллеры		
Узел беспроводной «I-Sens»	Передача измеренных значений от регистратора температуры и относительной влажности серии TR, датчика климатического ИПМ или термогигрометра многоканального типа ТГМ на прибор мониторинга микроклимата «Гигротермон-RF»	Частота передачи данных 433 МГц, антенна встроенная
Узел беспроводной «I-Sens-М» (на супермагнитах для фармацевтического холодильника/морозильника)	Передача измеренных значений от вынесенного датчика климатического ИПМ, термогигрометра многоканального типа ТГМ или регистратора температуры и относительной влажности серии TR, установленного в выносной адаптер, на прибор мониторинга микроклимата «Гигротермон-RF»	Частота передачи данных 433 МГц, антенна встроенная
Узел беспроводной «E-Sens»	Передача измеренных значений от регистратора температуры и относительной влажности серии TR, датчика климатического ИПМ или термогигрометра многоканального типа ТГМ на прибор мониторинга микроклимата «Гигротермон-RF»	Частота передачи данных 433 МГц, антенна внешняя
Узел беспроводной «E-Sens-М» (на супермагнитах для фармацевтического холодильника/морозильника)	Передача измеренных значений от вынесенного датчика климатического ИПМ, термогигрометра многоканального типа ТГМ или регистратора температуры и относительной влажности серии TR, установленного в выносной адаптер, на прибор мониторинга микроклимата «Гигротермон-RF»	Частота передачи данных 433 МГц, антенна внешняя
Узел беспроводной (совместное устройство) «ПИРС-#», где # - модификация узла	Сбор показаний от подключенного датчика или из памяти подключенного регистратора и передача данных на прибор мониторинга микроклимата «Гигротермон-RF»	Частота передачи данных 433 МГц, антенна внешняя или

Наименование	Функциональное назначение компонентов	Примечания
		встроенная
Адаптеры 1W-2/3-iB, 2RJ12-iB-IP20	Установка регистраторов температуры и относительной влажности серии TR и подключение к системе ГИГРОТЕРМОН по интерфейсу 1-wire	
Адаптеры 1W-2/3L-iB, 2RJ12L-iB-IP20	Установка в конце линии 1-wire	
Тройники 3RJ12-IP20 3RJ12-IP65	Выносная установка датчиков в холодильник и подключение к системе ГИГРОТЕРМОН по интерфейсу 1-wire	
Возможные вспомогательные устройства		
Преобразователь интерфейсов «RSWE-1.0 DIN» (Ethernet/RS-485)	Создание «моста» между интерфейсами Ethernet/RS-485 или Wi-Fi/RS485	
Модем «GSMIT»	SMS информирование на основе входных дискретных сигналах и информации, поступающей по интерфейсу RS485	Может применяться для связи с ПК по GPRS
Преобразователь интерфейсов RS485/USB	Создание «моста» между интерфейсами USB/RS485	
Таймер «ТП-1»	Автоматическое дискретное или аналоговое управление электрооборудованием	
Модуль расширения дискретных сигналов «1wio2 DIN»	сопряжение дискретных сигналов типа «сухой контакт» или источник напряжения постоянного тока от 5 до 8 В	
Модуль расширения аналоговых сигналов «HiHx2 DIN»	подключение к системе различных промышленных датчиков с унифицированными выходными сигналами	
Вычислительные устройства		
Серверные и клиентские ПЭВМ	хранение в базе данных системы измеренной информации, визуализация измеренной информации от всех подключенных к системе первичных измерительных преобразователей	
Примечание: * – Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений		

Структура кодового обозначения (маркировки) системы представлена ниже.

Гигротермон-А-БББ-Тxxx-ТВууу-ДДzzz-ккк,

Где:

А – тип связи с датчиками:

- П – проводная, на базе контроллеров Гигротермон-М
- Р – беспроводная, на базе контроллеров Гигротермон-RF
- К – комбинированная, используются оба типа контроллеров

БББ – количество контроллеров

Тxxx – датчики температуры, xxx – их количество

ТВууу – датчики температуры и относительной влажности, ууу – их количество

ДДzzz – датчики дифференциального давления, zzz – их количество

ккк – количество беспроводных узлов в беспроводных и комбинированных системах.

Принципиальная схема систем, а также общий вид различных компонентов системы представлены на рисунках 1-7. Общий вид подключаемых первичных измерительных преобразователей представлен в соответствующих им описаниях типа средства измерений. Внешний вид различных компонентов систем, не имеющих метрологические характеристики, может быть изменен изготовителем в одностороннем порядке.



Рисунок 1 – принципиальная схема систем мониторинга микроклимата ГИГРОТЕРМОН



Рисунок 2 – общий вид контроллера «Гигротермон-М»



Рисунок 3 - общий вид контроллера «Гигротермон-RF»

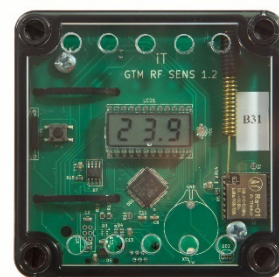


Рисунок 4 – общий вид узла беспроводного «I-Sens»



Рисунок 5 – общий вид узла беспроводного «E-Sens»



Рисунок 6 – общий вид узла беспроводного «E/I-Sens-M»



Рисунок 7 – общий вид узла беспроводного «ПИРС-#»

Заводской номер системы наносится в паспорт системы типографским способом. Конструкция системы не предусматривает нанесения на нее знака поверки. Пломбирование системы не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы состоит из встроенного и автономного ПО. Метрологически значимыми являются обе части ПО. Встроенное ПО устанавливается на контроллеры «Гигротермон-М» и «Гигротермон-RF» и недоступно для несанкционированной внешней модификации.

Автономное ПО «Гигротермон-АРМ» устанавливается на серверные и клиентские ПЭВМ и используется для сбора, хранения, и визуализации измеренной информации. В качестве автономного ПО также используется «Гигротермон-Web», находящееся на сервере интернет-ресурса по ссылке <https://itsensor.ru> и не требующее установки на клиентские ПЭВМ.

Метрологические характеристики системы нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты программного обеспечения от преднамеренных и непреднамеренных изменений «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014

Идентификационные данные ПО представлены в таблицах 2-4.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО контроллера «Гигротермон-М»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	GTM-M
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	2.5

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО контроллера «Гигротермон-RF»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	RfServer
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	6.2

Таблица 4 – Идентификационные данные автономного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Гигротермон-АРМ
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	2.2.20
Идентификационное наименование ПО	Гигротермон-Web
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.1

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики систем мониторинга микроклимата ГИГРОТЕРМОН приведены в таблицах 5 - 6.

Таблица 5 – метрологические характеристики систем мониторинга микроклимата ГИГРОТЕРМОН

Наименование измерительного канала	Первичный измерительный преобразователь измерительного канала	Диапазон измерений	Пределы допускаемой абсолютной погрешности в рабочих условиях применения
Канал измерения температуры окружающей среды, °C (на базе датчиков климатических ИПМ)	ИПМ-10-1х, ИПМ-12-10	от -40 до +60	±1,0 °C во всем диапазоне измерений
	ИПМ-10-2х, ИПМ-12-20		±0,5 °C во всем диапазоне измерений
	ИПМ-10-3х, ИПМ-12-30		±0,3 °C во всем диапазоне измерений
	ИПМ-10-4х, ИПМ-12-40		±0,3 °C в диапазоне от -40 до +20 °C включ. ±0,2 °C в диапазоне св. +20 °C
	ИПМ-11-1х	от -10 до +60	±1,0 °C во всем диапазоне измерений
	ИПМ-11-2х		±0,5 °C во всем диапазоне измерений
	ИПМ-11-3х		±0,3 °C во всем диапазоне измерений
	ИПМ-11-4х		±0,3 °C в диапазоне от -10 до +20 °C включ. ±0,2 °C в диапазоне св. +20 °C
	ИПМ-21-10	от -80 до +125	±5,0 °C во всем диапазоне измерений
	ИПМ-21-20		±2,5 °C во всем диапазоне измерений
Канал измерения температуры окружающей среды, °C (на базе термогигрометров многоканальных типа ТГМ)	ТГМ1-ДТ1-П6, ТГМ2-ДТ1-П6, ТГМ1-ДТ1-П2, ТГМ2-ДТ1-П2, ТГМ1-ДТ1-Б, ТГМ2-ДТ1-Б	от -40 до +80	±2,0 °C в диапазоне от -40 до -10 °C включ. ±0,5 °C в диапазоне св. -10 до +80 °C
	ТГМ1-ДТ1-М, ТГМ2-ДТ1-М	от -55 до +125	±2,0 °C в диапазоне от -55 до -10 °C включ. ±0,5 °C в диапазоне св. -10 до +85 °C включ. ±2,0 °C в диапазоне св. +85 до +125 °C
	ТГМ1-ДТ1-К1, ТГМ2-ДТ1-К1	от -40 до +60	±2,0 °C в диапазоне от -40 до -10 °C включ. ±0,5 °C в диапазоне св. -10 до +60 °C
	ТГМ1-ДТ1-К2, ТГМ2-ДТ1-К2	от -55 до +80	±2,0 °C в диапазоне от -5 до -10 °C включ. ±0,5 °C в диапазоне св. -10 до +80 °C
Канал измерения температуры окружающей среды, °C (на базе комплексов регистраторов)	TRKO-1G	от -40 до +85	±1,3 °C в диапазоне от -40 до -30 °C включ. ±1,0 °C в диапазоне св. -30 до +70 °C включ. ±1,3 °C в диапазоне св. +70 до +85 °C
	TRKO-2L	от -40 до +85	±0,6 °C в диапазоне

Наименование измерительного канала	Первичный измерительный преобразователь измерительного канала	Диапазон измерений	Пределы допускаемой абсолютной погрешности в рабочих условиях применения
температуры и относительной влажности серии (TR)			от -40 до -10 °С включ. ±0,5 °С в диапазоне св. -10 до +65 °С включ. ±0,9 °С в диапазоне св. +65 до +85 °С
	TRKO-2V	от -20 до +85	±0,6 °С в диапазоне от -20 до -10 °С включ. ±0,5 °С в диапазоне св. -10 до +65 °С включ. ±0,8 °С в диапазоне св. +65 до +85 °С
Канал измерения относительной влажности воздуха, % (на базе датчиков климатических ИПМ)*	ИПМ-10-х1, ИПМ-11-х1	от 5 до 95	±5,0 % во всем диапазоне измерений
	ИПМ-10-х2, ИПМ-11-х2	от 5 до 95	±3,0 % во всем диапазоне измерений
	ИПМ-10-х3, ИПМ-11-х3	от 5 до 95	±2,0 % в диапазоне от 5 до 75 % включ. ±3,0 % в диапазоне св. 75 до 95 % включ.
Канал измерения относительной влажности воздуха, % (на базе термогигрометров многоканальных типа ТГМ)	ТГМ1-ДВ1-П2, ТГМ2-ДВ1-П2, ТГМ1-ДТВ1-П2, ТГМ2-ДТВ1-П2	от 5 до 95	±5,0 % в диапазоне от 5 до 89 % включ. ±7,0 % в диапазоне св. 89 до 95 % включ.
Канал измерения относительной влажности воздуха, % (на базе комплексов регистраторов температуры и относительной влажности серии TR)	TRKO-2V	от 5 до 95	±5,0 % во всем диапазоне измерений
Канал измерений перепада давления, Па (на базе датчиков климатических ИПМ)	ИПМ-41-01	от 0 до 50	±3,0 Па во всем диапазоне измерений
	ИПМ-41-02	от 0 до 50	±2,5 Па во всем диапазоне измерений
	ИПМ-41-03	от 0 до 50	±1,5 Па в диапазоне от 0 до 20 Па включ. ±2,5 Па в диапазоне св. 20 до 50 Па включ.
Примечания: Где: х – параметр точности смежного канала датчика. * – Данные указаны для диапазона эксплуатации при температуре от -20 до + 60 °С			

Таблица 6 – Основные технические характеристики компонентов систем мониторинга микроклимата ГИГРОТЕРМОН

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: -напряжение постоянного тока, В: - для первичных измерительных преобразователей, адаптеров, тройников и модулей расширения - для узлов беспроводных (от сменного элемента питания) - для контроллеров и преобразователя «RSWE-1.0 DIN» - для модема «GSMIT» и таймера «ТП-1»	5 3,6 от 12 до 24 12
Условия эксплуатации: -диапазон рабочих температур, °С: - для первичных измерительных преобразователей - для контроллеров - для узлов беспроводных «ПИРС-#», «I-Sens», «E-Sens» и для преобразователя интерфейсов «RSWE-1.0 DIN» - для узлов беспроводных «I-Sens-M», «E-Sens-M» и для модема «GSMIT» - для адаптеров 1W-2/3-iB, 1W-2/3L-iB, 2RJ12L-iB-IP20 - для тройников 2RJ12-IP65, 3RJ12-IP20 и для адаптеров 2RJ12-iB-IP20 - для модулей расширения -относительная влажность, %: - для первичных измерительных преобразователей - для контроллеров, узлов беспроводных, модема «GSMIT», таймера «ТП-1», и преобразователя «RSWE-1.0 DIN» - для адаптеров 1W-2/3-iB, 1W-2/3L-iB, 2RJ12L-iB-IP20 - для тройников 2RJ12-IP65, 3RJ12-IP20 - для адаптера 2RJ12-iB-IP20 - для модулей расширения	в соответствии с ОТ* от -20 до +50 от -20 до +70 от -20 до +50 от -40 до +40 от -40 до +80 от 0 до +70 в соответствии с ОТ* от 0 до 95 от 0 до 99 от 0 до 100 от 0 до 100 от 30 до 80
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более: - для первичных измерительных преобразователей - для контроллера «Гигротермон- М», модулей расширения, модема «GSMIT» и таймера «ТП-1» - для контроллера «Гигротермон-RF» - для узлов беспроводных «ПИРС-#» - для узлов беспроводных «I-Sens», «E-Sens», «I-Sens-M», «E-Sens-M»	в соответствии с ОТ* 97×53×63 90×71×57 114×58×30 94×94×57
- для адаптеров 2RJ12-iB-IP20, 2RJ12L-iB-IP20 - для тройника 3RJ12-IP20 - для тройника 2RJ12-IP65 - для адаптеров 1W-2/3-iB, 1W-2/3L-iB - для преобразователя интерфейсов «RSWE-1.0 DIN»	58×42×25 51×78×28 93×93×65 93×93×65 85×53×55
Масса компонентов, г, не более - для первичных измерительных преобразователей - для контроллера «Гигротермон- М» - для контроллера «Гигротермон-RF» - для узлов беспроводных «ПИРС-#» - для узлов беспроводных «I-Sens», «E-Sens», «I-Sens-M», «E-Sens-M»	в соответствии с ОТ* 130 140 95 300

Наименование характеристики	Значение
Примечание: * – данные технические характеристики указаны в описании типа средства измерений на применяемые первичные измерительные преобразователи	

Знак утверждения типа

наносится на Руководство по эксплуатации и паспорт системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7- Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Система мониторинга микроклимата ГИГРОТЕРМОН	в соответствии с заказом	1 шт.
Компоненты системы	-	определяется спецификацией на систему
Руководство по эксплуатации	СЦТР.421452.200 РЭ	1 экз.
Паспорт (со спецификацией на систему в виде приложения)	СЦТР.421452.200 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Использование по назначению» Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам мониторинга машинного оборудования СММО

ГОСТ 8.547-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов;

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

Приказ Росстандарта от 31 августа 2021 г. №1904 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па»;

СЦТР.421452.200 ТУ «Системы мониторинга микроклимата ГИГРОТЕРМОН. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерные Технологии»
(ООО «Инженерные Технологии»)

ИНН 6672328241

Адрес: 454081, г. Челябинск, ул. Ферросплавная, д.124, оф. 1314

Адрес места осуществления деятельности: 454081, г. Челябинск, ул. Ферросплавная, д.124, оф. 1314

Телефон: +7 (351) 242-0745

E-mail: info@gigrotermon.ru

Web-сайт: www.gigrotermon.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерные Технологии»
(ООО «Инженерные Технологии»)

ИНН 6672328241

Адрес: 454081, г. Челябинск, ул. Ферросплавная, д.124, оф. 1314

Адрес места осуществления деятельности: 454081, г. Челябинск, ул. Ферросплавная,
д.124, оф. 1314

Телефон: +7 (351) 242-0745

E-mail: info@gigrotermon.ru

Web-сайт: www.gigrotermon.ru

Испытательный центр

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

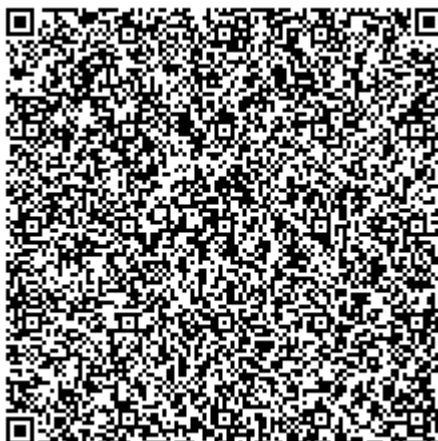
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское,
ул. Озерная, д. 46

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

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3150

Регистрационный № 87657-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи измерительные Метран-2700

Назначение средства измерений

Преобразователи измерительные Метран-2700 (далее по тексту – преобразователи, ИП) предназначены для измерений и преобразований сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей (термопреобразователей сопротивления, преобразователей термоэлектрических и преобразователей, имеющих на выходе сигнал в виде изменения электрического сопротивления или электрического напряжения постоянного тока) либо в унифицированный выходной сигнал электрического постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА и/или цифровой сигнал для передачи по проводному интерфейсу HART.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей основан на измерении и преобразовании сигнала первичного измерительного преобразователя либо в унифицированный выходной сигнал электрического постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА и/или цифровой сигнал для передачи по проводному интерфейсу HART.

Преобразователи конструктивно выполнены в корпусе с расположенными на нем клеммами для подачи напряжения питания, подключения входного и выходного сигналов.

Преобразователи могут работать с термопреобразователями сопротивления и преобразователями термоэлектрическими, номинальные статические характеристики преобразований (НСХ) которых указаны в таблице 2, в том числе с Индивидуальной Статической Характеристикой термопреобразователя сопротивления при помощи функции Каллендара – Ван Дюзена (далее – ИСХ с КВД), а также с преобразователями, имеющими на выходе сигналы в виде изменения электрического сопротивления или электрического напряжения постоянного тока. Конфигурацию преобразователя (тип входного сигнала, диапазон измерений, схему подключения и т.д.) можно изменять, используя HART-коммуникатор или специальное программное обеспечение.

Возможно изготовление преобразователей следующих исполнений: Метран-2700ЕТ – базовое исполнение с унифицированным выходным сигналом: Метран-2700СТ – базовое исполнение с цифровым протоколом; Метран-2700НТ – исполнение высокой точности с цифровым протоколом. Возможно изготовление с дополнительными опциями BR5 и BR6 отличающимися рабочими диапазонами температуры окружающей среды.

Преобразователи могут устанавливаться либо в соединительной головке, смонтированной вместе с первичным измерительным преобразователем, либо отдельно (на монтажном кронштейне). Также преобразователи могут устанавливаться на рейке стандарта DIN с помощью дополнительного монтажного зажима.

Максимально возможные диапазоны измерений преобразователей в зависимости от типа НСХ приведены в таблице 2. Преобразователи обеспечивают перенастройку диапазона измерений в пределах, обозначенных в эксплуатационной документации.

Преобразователи, в зависимости от исполнения, имеют вид взрывозащиты «искробезопасная цепь», «взрывонепроницаемая оболочка при монтаже в соединительную головку». Взрывобезопасные исполнения преобразователей соответствуют требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах». Взрывозащищенность преобразователей обеспечивается следующими видами взрывозащиты: взрывонепроницаемая оболочка «d», искробезопасная электрическая цепь «i», защита от воспламенения пыли оболочками «t», а также выполнением их конструкции в соответствии с общими требованиями к оборудованию, предназначенному для использования во взрывоопасных средах.

Допускается изготовление преобразователей с другим цветом корпуса.

Пломбирование преобразователей измерительных Метран-2700 не предусмотрено.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографическим методом на наклейку.

Общий вид преобразователей представлено на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид преобразователей

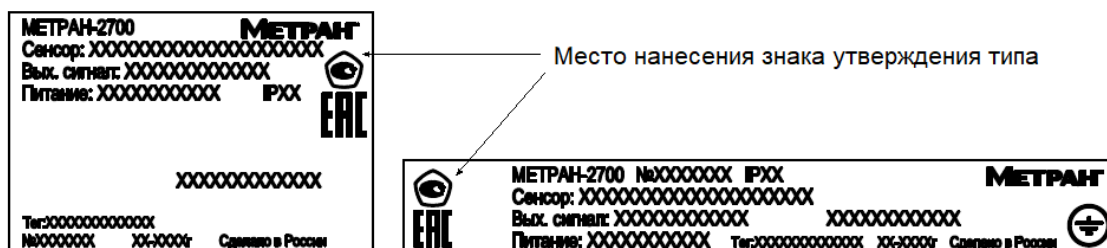


Рисунок 2 – Нанесение знака утверждения типа

Программное обеспечение

Преобразователи имеют только встроенное метрологически значимое программное обеспечение (далее - ПО). Данное ПО является неизменяемым и не считываемым. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики (основные погрешности)

НСХ, входные сигналы	Диапазон измерений, °С	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений и преобразований входных сигналов,	
		для исполнений с кодом НТ	для исполнений с кодами СТ и ЕТ
1	2	3	4
Pt100 ($\alpha = 0,00385$)	от -200 до +850	$\pm 0,10$ °С	$\pm 0,15$ °С
Pt200 ($\alpha = 0,00385$)	от -200 до +850	$\pm 0,30$ °С	$\pm 0,40$ °С
Pt500 ($\alpha = 0,00385$)	от -200 до +850	$\pm 0,20$ °С	$\pm 0,30$ °С
Pt1000 ($\alpha = 0,00385$)	от -200 до +300	$\pm 0,15$ °С	$\pm 0,20$ °С
50П ($\alpha = 0,00391$)	от -200 до +550	$\pm 0,20$ °С	$\pm 0,30$ °С
100П ($\alpha = 0,00391$)	от -200 до +550	$\pm 0,10$ °С	$\pm 0,15$ °С
Cu50 ($\alpha = 0,00426$)	от -50 до +200	$\pm 0,20$ °С	$\pm 0,30$ °С
Cu50 ($\alpha = 0,00428$)	от -185 до +200	$\pm 0,20$ °С	$\pm 0,30$ °С
Cu100 ($\alpha = 0,00426$)	от -50 до +200	$\pm 0,15$ °С	$\pm 0,20$ °С
Cu100 ($\alpha = 0,00428$)	от -185 до +200	$\pm 0,15$ °С	$\pm 0,20$ °С
В	от +100 до +1820	$\pm 3,00$ °С (от +100 до +300 °С) $\pm 1,00$ °С (св. +300 до +1820 °С)	$\pm 3,00$ °С (от +100 до +300 °С) $\pm 1,30$ °С (св. +300 до +1820 °С)
Е	от -200 до +1000	$\pm 0,25$ °С	$\pm 0,40$ °С
Ј	от -180 до +760	$\pm 0,25$ °С	$\pm 0,35$ °С
К	от -180 до +1372	$\pm 0,70$ °С (от -180 до -90 °С) $\pm 0,40$ °С (от -90 до +1372 °С)	$\pm 0,70$ °С (от -180 до -90 °С) $\pm 0,50$ °С (от -90 до +1372 °С)
Н	от -200 до +1300	$\pm 0,50$ °С	$\pm 0,70$ °С
Р	от 0 до +1768	$\pm 0,90$ °С	$\pm 1,00$ °С
S	от 0 до +1768	$\pm 0,80$ °С	$\pm 0,90$ °С

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
T	от -200 до +400	$\pm 0,40$ °C	$\pm 0,45$ °C
L	от -200 до +800	$\pm 0,35$ °C	$\pm 0,4$ °C
ИСХ с КВД*	от -50 до +100	$\pm 0,07$ °C	-
ИСХ с КВД	от -200 до +850	$\pm 0,10$ °C	$\pm 0,15$ °C
Милливольты	от -10 до +100 мВ	$\pm 0,025$ мВ	$\pm 0,035$ мВ
2-, 3-, 4-проводной омический вход	от 0 до 2000 Ом	$\pm 0,3$ Ом	$\pm 0,4$ Ом

Примечания:

1) Пределы основной абсолютной погрешности ИП с выходным сигналом на основе цифрового протокола равны пределам основной абсолютной погрешности измерений и преобразований входных сигналов

2) Пределы основной абсолютной погрешности ИП с выходным сигналом от 4 до 20 мА равны сумме пределов основной абсолютной погрешности измерений и преобразований входных сигналов и предела основной приведенной погрешности преобразований цифрового сигнала в унифицированный электрический выходной сигнал постоянного тока

3) Пределы основной приведенной погрешности преобразований цифрового сигнала в унифицированный электрический выходной сигнал постоянного тока равны:

$\pm 0,05\%$ от настроенного диапазона измерения для Метран-2700 с кодом ЕТ и СТ

$\pm 0,03\%$ от настроенного диапазона измерения для Метран-2700 с кодом НТ

4) При работе с преобразователями термоэлектрическими пределы основной абсолютной погрешности ИП увеличивается на величину абсолютной погрешности автоматической компенсации температуры свободных (холодных) концов термопары равной $\pm 0,5$ °C

* Предел основной абсолютной погрешности преобразований цифрового сигнала в унифицированный электрический выходной сигнал постоянного тока с ИСХ по константам Каллендара – Ван Дюзена в пределах от -50 до +100 °C равна $\pm 0,02\%$ от настроенного диапазона измерения.

Таблица 3 – Метрологические характеристики (дополнительные погрешности)

НСХ, входные сигналы	Диапазон измерений, °C	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений и преобразований входных сигналов от изменения температуры окружающей среды на каждый 1 °C отклонения температуры от +20 °C
1	2	3
Pt100 ($\alpha = 0,00385$)	от -200 до +850	$\pm 0,004$ °C
Pt200 ($\alpha = 0,00385$)	от -200 до +850	$\pm 0,012$ °C
Pt500 ($\alpha = 0,00385$)	от -200 до +850	$\pm 0,012$ °C
Pt1000 ($\alpha = 0,00385$)	от -200 до +300	$\pm 0,006$ °C
50П ($\alpha = 0,00391$)	от -200 до +550	$\pm 0,008$ °C
100П ($\alpha = 0,00391$)	от -200 до +550	$\pm 0,004$ °C
Cu50 ($\alpha = 0,00426$)	от -50 до +200	$\pm 0,008$ °C
Cu50 ($\alpha = 0,00428$)	от -185 до +200	$\pm 0,008$ °C
Cu100 ($\alpha = 0,00426$)	от -50 до +200	$\pm 0,004$ °C
Cu100 ($\alpha = 0,00428$)	от -185 до +200	$\pm 0,004$ °C

Продолжение таблицы 3

1	2	3
B	от +100 до +1820	$\pm 0,056$ °C
E	от -200 до +1000	$\pm 0,016$ °C
J	от -180 до +760	$\pm 0,016$ °C
K	от -180 до +1372	$\pm 0,020$ °C
N	от -200 до +1300	$\pm 0,020$ °C
R	от 0 до +1768	$\pm 0,060$ °C
S	от 0 до +1768	$\pm 0,060$ °C
T	от -200 до +400	$\pm 0,020$ °C
L	от -200 до +800	$\pm 0,026$ °C
ИСХ с КВД	от -50 до +100	$\pm 0,004$ °C
ИСХ с КВД	от -200 до +850	$\pm 0,004$ °C
Милливольты	от -10 до +100 мВ	$\pm 0,002$ мВ
2-, 3-, 4-проводной омический вход	от 0 до 2000 Ом	$\pm 0,020$ Ом

Примечания:

1) Пределы дополнительной абсолютной погрешности ИП с выходным сигналом на основе цифрового протокола равны пределам дополнительной абсолютной погрешности измерений и преобразований входных сигналов

2) Пределы дополнительной абсолютной погрешности ИП с выходным сигналом от 4 до 20 мА равны сумме пределов дополнительной абсолютной погрешности измерений и преобразований входных сигналов и предела дополнительной приведенной погрешности преобразований цифрового сигнала в унифицированный электрический выходной сигнал постоянного тока

3) Пределы дополнительной приведенной погрешности преобразований цифрового сигнала в унифицированный электрический выходной сигнал постоянного тока равны $\pm 0,002\%$ от настроенного диапазона измерений.

4) Значения в таблице приведены для диапазона окружающей среды от -40 до +85 °C. Пределы дополнительной погрешности измерений на 1 °C, в диапазоне температур окружающей среды от -60 до -40 °C в 3 раза выше значений указанных.

Пример расчета пределов суммарной погрешности преобразований в температуру, при температуре окружающей среды -56 °C для ИП Метран-2700НТ с НСХ Pt100 ($\alpha=0,00385$ °C), настроенного на диапазон измерений от 0 °C до +100 °C для цифрового выходного сигнала:

$$0,1+0,004 \times [20-(-40)]+0,0012 \times [-40-(-56)]=0,532 \text{ °C}$$

Пример расчета пределов суммарной погрешности преобразований в температуру, при температуре окружающей среды -50 °C для ИП Метран-2700ЕТ с НСХ Pt100 ($\alpha=0,00385$ °C), настроенного на диапазон измерений от 0 °C до +100 °C для аналогового (токового) выходного сигнала:

$$(0,15+0,0005 \times [100-0])+(0,004 \times [20-(-40)]+0,012 \times [-40-(-50)]+0,00002 \times [20-(-40)] \times [100-0]+0,00006 \times [-40-(-50)] \times [100-0])=0,740 \text{ °C}$$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	от 12 до 42,4
Потребляемая мощность, Вт, не более	1
Выходной сигнал	от 4 до 20 мА, HART
Степень защиты от пыли и воды: -для исполнения с соединительной головкой, в зависимости от типа соединительной головки; -для исполнения без соединительной головки.	IP65, IP66, IP68 -
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIC T6...T5 Ga X; 1Ex db IIC T6...T5 Gb X; Ex tb IIIC T130°C Db X
Рабочие условия измерений: Температура окружающей среды, °C - без дополнительных опций - с опцией BR5 - с опцией BR6	от -40 до +85 от -51 до +85 от -60 до +85
Габаритные размеры, ширина × высота, мм, не более: -для исполнения с соединительной головкой; -для исполнения без соединительной головки.	160×205 128×100
Масса, кг, не более	2
Средняя наработка на отказ, ч., не менее	130000
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на табличку преобразователя способом, принятым на предприятии-изготовителе на место, указанное на рисунке 2, а также типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Преобразователь измерительный Метран-2700	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз. ¹⁾
Паспорт	-	1 экз.

¹⁾ -допускается на 10 штук преобразователей и меньшее количество при поставке в один адрес

Сведения и методиках (методах) измерений

приведены в разделе «1 Описание и работа» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов.
Общие технические условия;

ГОСТ 6651-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля.
Общие технические требования и методы испытаний;

ГОСТ Р 8.585-2001 ГСИ. Термопары. Номинальные статические характеристики преобразований;

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3457 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

ТУ 4211-100-51453097-2022 Преобразователи измерительные Метран-2700. Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество «Промышленная группа «Метран»

(АО «ПГ «Метран»)

ИНН 7448024720

Адрес: 454003, г. Челябинск, Новоградский пр-т, 15

Телефон: +7 (351) 799-51-51

Факс: +7 (351) 799-55-90

Web-сайт: www.metran.ru

E-mail: info.metran@emerson.com

Изготовитель

Акционерное общество «Промышленная группа «Метран»

(АО «ПГ «Метран»)

ИНН 7448024720

Юридический адрес: 454003, г. Челябинск, Новоградский пр-т, 15

Адрес места осуществления деятельности: 454003, г. Челябинск, Новоградский пр-т, 15

Телефон: +7 (351) 799-51-51

Факс: +7 (351) 799-55-90

Web-сайт: www.metran.ru

E-mail: info.metran@emerson.com

Испытательный центр

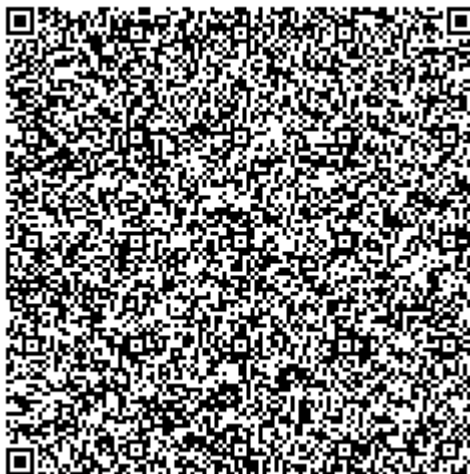
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Адрес: 142300, Россия, Московская область, г. Чехов, Симферопольское шоссе, д. 2,
Литера А, Помещение I

Телефон: +7 (495) 108 69 50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314164.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары (танки) стальные вертикальные цилиндрические самоходного нефтеналивного судна ТР-65

Назначение средства измерений

Резервуары (танки) стальные вертикальные цилиндрические самоходного нефтеналивного судна ТР – 65 предназначены для хранения и перевозки нефти и нефтепродуктов, проведения государственных учетных и торговых операций, взаимных расчетов между поставщиком и потребителем.

Описание средства измерений

Принцип действия танков основан на измерении объема нефтепродукта, в зависимости от уровня его наполнения.

Резервуары (танки) стальные вертикальные цилиндрические самоходного нефтеналивного судна ТР – 65, заводские номера (по технологической схеме) 1, 2, 3, 4, 5, представляют собой стальные сосуды цилиндрической формы с коническим днищем (нижнем конусом) и конической крышей (верхним конусом).

Танки, заводские номера (по технологической схеме) 1, 2, 3, 4, 5, состоят из четырех поясов. К внутренним деталям каждого танка относится лестница.

Танки отделены от наружной обшивки судна. Погрузка и выгрузка нефтепродуктов производится закрытым способом. Трубы для подвода и отвода нефтепродуктов изготовлены таким образом, что при измерениях уровня жидкости исключена возможность притока или вывода жидкости произвольным образом.

Танки оборудованы центральным замерным устройством, имеют газоотводную систему, состоящую из газоотводного стояка с верхним огневым предохранителем, гидравлического дыхательного клапана; системы водо-пенотушения и системы орошения.

Идентификация резервуаров (танков) стальных вертикальных цилиндрических самоходного нефтеналивного судна ТР – 65 осуществляется по заводским номерам (по технологической схеме), нанесенным на верхнюю стенку резервуара методом окраса. Пломбирование не предусмотрено.

Общий вид самоходного нефтеналивного судна ТР – 65 представлен на рисунке 1. Схематичное расположение танков на палубе самоходного нефтеналивного судна ТР – 65 представлено на рисунках 2 и 3.



Рисунок 1 – Общий вид наливного самоходного нефтеналивного судна ТР-65

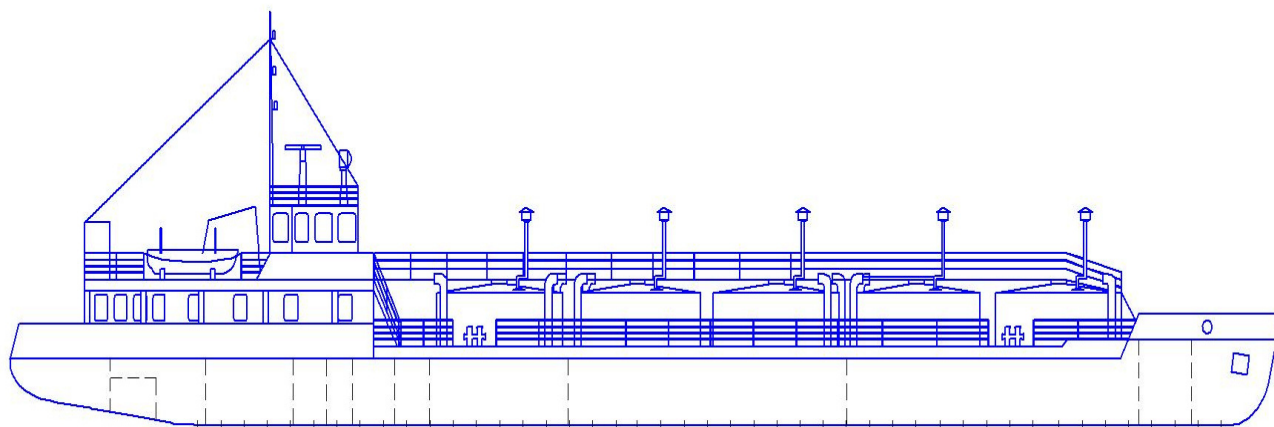


Рисунок 2 – Схематичное расположение танков на палубе самоходного нефтеналивного судна ТР-65 (вид с бока)

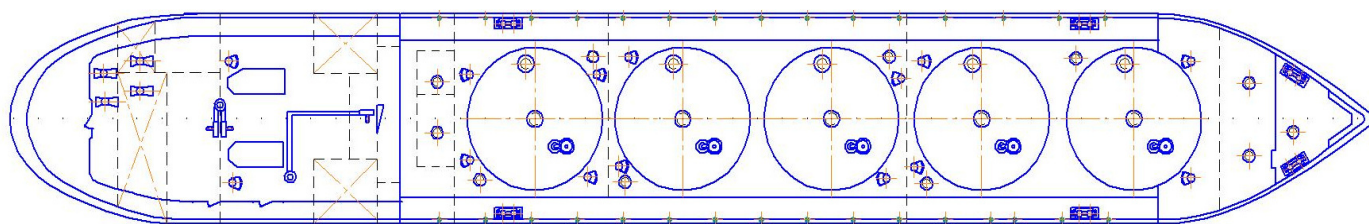


Рисунок 3 – Схематичное расположение танков на палубе самоходного нефтеналивного судна ТР-65 (вид сверху)

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
Заводской номер (по технологической схеме)	1	2	3	4	5
Номинальная вместимость, м ³	150	150	150	150	150
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,25	±0,25	±0,25	±0,25	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
Заводской номер (по технологической схеме)	1	2	3	4	5
Высота, мм	5339	5339	5340	5362	5372
Диаметр внешний, мм	6397	6394	6408	6398	6400
Средний срок службы, лет, не менее	30				
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от +5 до +35 от 84,0 до 106,7				

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Несамоходное наливное судно	ТР – 65	1 шт.
Резервуары (танки) стальные вертикальные цилиндрические	зав. №№ 1, 2, 3, 4, 5	5 шт.
Паспорта на танки стальные прямоугольные	-	5 экз.
Градуировочная таблица	-	5 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 1 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерения массы и объема жидкости в поток, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Тюменский судостроительный завод
Адрес: г. Тюмень

Изготовитель

Тюменский судостроительный завод (изготовлены в 1960 г.)
Адрес: г. Тюмень

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический центр»
(ООО «Метрологический центр»).

Юридический адрес: 665816, Иркутская обл., г. Ангарск, 33-й мкр, д. 1, оф. 53

Почтовый адрес: 665816, Иркутская обл., г. Ангарск, а/я 326

Телефон: +7 (3955) 61-00-33

E-mail: metrolog.irk@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312397.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Модули ввода аналоговых сигналов ADC4SM

Назначение средства измерений

Модули ввода аналоговых сигналов ADC4SM (далее – модули) предназначены для работы в системах технической диагностики и мониторинга (далее – СТДМ) средств железнодорожной автоматики и телемеханики для измерения параметров аналоговых сигналов.

Описание средства измерений

Принцип действия модулей основан на преобразовании уровня измеряемого напряжения в цифровые коды и последующей их обработкой с использованием специализированного программного обеспечения, находящегося в памяти микропроцессора модулей.

Измеряемый аналоговый сигнал поступает на вход первого, а затем второго масштабирующего усилителя с регулируемыми коэффициентами усиления. Комбинируя коэффициенты усиления двух усилителей, можно получить до 16 диапазонов измерения входных сигналов. Управление коэффициентами усиления усилителей осуществляет микроконтроллер. С выхода второго масштабирующего усилителя аналоговый сигнал поступает на вход встроенного в микроконтроллере аналого-цифрового преобразователя (далее – АЦП). Измеренный АЦП аналоговый сигнал преобразуется в цифровой код и с помощью приемопередатчика по гальванически изолированному интерфейсу передается на верхний уровень.

Модули включают в себя программно-аппаратные средства, обеспечивающие (по команде запроса) измерение поступающих на их вход сигналов переменного или постоянного тока и передачу результатов измерения (параметров аналоговых сигналов) по последовательному порту RS-485 в верхний уровень СТДМ.

На лицевой панели модулей расположены три световых индикатора: РАБОТА, ГОТОВ, ПИТАНИЕ и тумблер ВКЛ включения/выключения питания 24 В.

Модули обеспечивают работу в круглосуточном режиме.

Нанесение знака поверки на модули не предусмотрено.

Пломбирование модулей не предусмотрено.

Поверка модулей возможна только в полном объеме.

Заводские номера нанесены на боковую панель модулей методами шелкографии и этикетирования.

Внешний вид модулей, место нанесения знака утверждения типа и заводского номера, представлены на рисунках 1, 2.



Рисунок 1 – Общий вид модулей

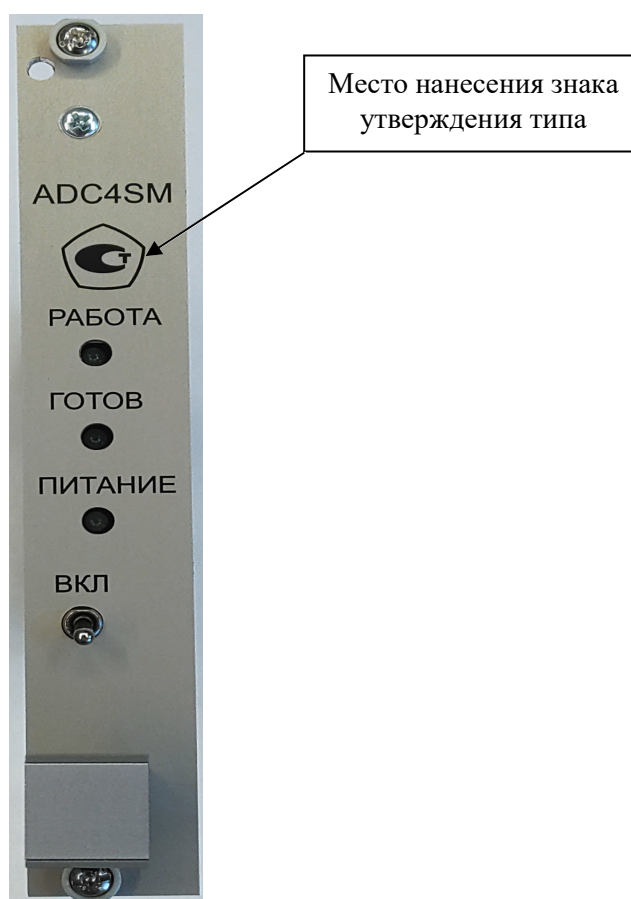


Рисунок 2 – Общий вид модулей и место нанесения знака утверждения типа

Программное обеспечение

Встроенное программное обеспечение (далее – ПО) ADC4SM предназначено для сбора и обработки входных сигналов, реализации алгоритмов вычисления и организации управления и взаимодействия с внешними системами. Автономное ПО предназначено для организации автоматической поверки модулей.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование встроенного ПО	ADC4SM
Номер версии (идентификационный номер) встроенного ПО	3.1.1
Цифровой идентификатор встроенного ПО (CRC16)	D67A
Наименование автономного ПО	Метрология ADC4SM
Номер версии (идентификационный номер) автономного ПО	1.0.0 и выше

В соответствии с Р 50.2.077-2014 уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «Средний».

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Измеряемый параметр	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений ²⁾ , %
1	2	3
Напряжение постоянного тока положительной и отрицательной полярности, В	от 0,1 до 10,0	$\pm \left[1,0 + 0,02 \times \left(\left \frac{U_{\text{изм}}}{U_x} \right - 1 \right) \right]$
Напряжение постоянного тока положительной и отрицательной полярности, В	от 10 до 200	$\pm 1,0$
Среднеквадратическое значение напряжения переменного тока в диапазоне частот от 20 до 1000 Гц, В	от 0,1 до 135,0	$\pm 1,0$
Среднеквадратическое значение напряжения переменного тока при значениях частоты из ряда (от 73 до 77), (от 123 до 127), (от 172 до 178), (от 221 до 229), (от 268 до 282), (от 318 до 332) Гц в селективном режиме измерений, В	от 0,1 до 135,0	$\pm 1,5$
Среднеквадратическое значение напряжения амплитудно-модулированного переменного тока с несущей частотой в диапазоне от 400 до 1000 Гц и частотой модуляции 8 или 12 Гц, В	от 0,1 до 135,0	$\pm 2,5$

Продолжение таблицы 2

1	2	3
Среднеквадратическое значение напряжения амплитудно-модулированного переменного тока с несущей частотой из ряда (от 416 до 428), (от 472 до 484), (от 572 до 584), (от 717 до 729), (от 772 до 784) Гц и частотой модуляции 8 или 12 Гц в селективном режиме измерения, В	от 0,1 до 95,0	$\pm 4,0$
Среднеквадратическое значение напряжения в импульсе для сигналов переменного тока в числовой кодовой автоблокировки с несущими частотами 25, 50 или 75 Гц в широкополосном и селективном режимах, В	от 0,1 до 135,0	$\pm 2,5$
Длительность первой паузы для сигналов переменного тока в числовой кодовой автоблокировки с несущими частотами 25, 50 или 75 Гц, В	от 0,1 до 135,0	$\pm 4,0$
Частота переменного тока в диапазоне напряжений от 0,1 до 135,0 В, Гц	от 20 до 1000	$\pm 0,2$
П р и м е ч а н и я : 1 $U_{\max}$ - верхнее значение диапазона измерения; U_x - измеренное значение. 2 Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С от +15 до +25; - относительная влажность воздуха, % от 30 до 80; - атмосферное давление, кПа от 84 до 106. 3 Дополнительные погрешности измерений, вызванные отклонением температуры окружающего воздуха от нормальных условий применения от +15 до +25 °С, составляют 0,5 предела основной погрешности на каждые 10 °С в пределах диапазона рабочих температур		

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Входное сопротивление измерительного канала модулей, кОм	от 465,4 до 514,5
Напряжение питания постоянного тока, В	от 19,2 до 28,8
Потребляемый ток, мА, не более	100
Рабочие условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от -30 до +50
- относительная влажность воздуха при +30 °С, %, не более	90
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106
Время установления рабочего режима, мин, не более	1
Средняя загрузка при круглосуточной работе, ч, не более	6

Продолжение таблицы 3

1	2		
Габаритные размеры, мм, не более	высота	ширина	длина
	130	20	250
Масса, кг, не более	0,3		
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	50000		
Средний срок службы, лет, не менее	15		
П р и м е ч а н и е – По требованию заказчика нижнее значение рабочей температуры модулей может быть уменьшено до -40 °С, а верхнее значение рабочей температуры может быть увеличено до +65 °С.			

Знак утверждения типа наносится
на лицевую панель модулей методом лазерной гравировки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Модуль ввода аналоговых сигналов ADC4SM	СЕМШ10.1010.00.00	1
Руководство по эксплуатации	СЕМШ10.1010.00.00РЭ	1*
Формуляр	СЕМШ10.1010.00.00Ф0	1
ПО «Метрология ADC4SM»	52133845.50 5230 104-04 91 02-ЛУ	1*
Упаковка	В соответствии с КД предприятия-изготовителя	—
П р и м е ч а н и е – *Один экземпляр в каждый адрес поставки модуля		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 1 «Описание и работа изделия» документа СЕМШ10.1010.00.00РЭ «Модуль ввода аналоговых сигналов ADC4SM. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3457 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Росстандарта от 3 сентября 2021 г. № 1942 «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»;

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

СЕМШ10.1010.00.00ТУ «Модуль ввода аналоговых сигналов шестиканальный ADC4SM. Технические условия».

Правообладатель

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

ИНН 7826710455

Адрес: 191119, г. Санкт-Петербург, ул. Боровая, д. 32, лит. А, пом. 40Н, ком. 5

Телефон: 8 (812) 493-33-95, 8 (812) 493-33-96, 8 (812) 433-33-97

E-mail: mail@sector-spb.ru

Изготовитель

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

ИНН 7826710455

Адрес: 191119, г. Санкт-Петербург, ул. Боровая, д. 32, лит. А, пом. 40Н, ком. 5

Телефон: 8 (812) 493-33-95, 8 (812) 493-33-96, 8 (812) 433-33-97

E-mail: mail@sector-spb.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

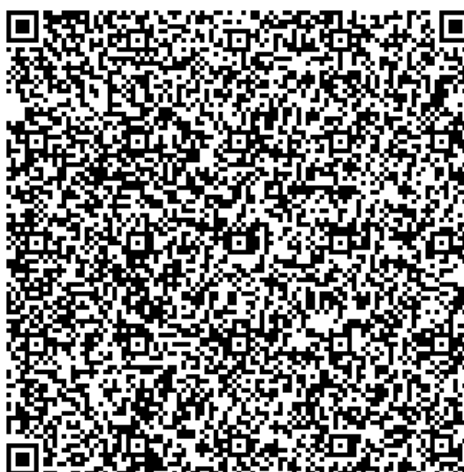
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3150

Регистрационный № 87625-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики частоты вращения ВИБРОБИТ N

Назначение средства измерений

Датчики частоты вращения ВИБРОБИТ N (далее – датчики), предназначены для преобразования частоты вращения в импульсный сигнал тока или напряжения с частотой, пропорциональной частоте вращения.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на преобразовании частоты вращения зубчатого ферромагнитного колеса, закреплённого на валу агрегата, в электрические импульсы прямоугольной формы.

К настоящему типу средств измерений относятся датчики частоты вращения следующих модификаций N3xxC, N1xxC, N1xxE, которые отличаются друг от друга принципом действия, размещением электронного узла и метрологическими характеристиками.

Принцип действия датчиков модификации N3xxC основан на использовании эффекта Холла. Встроенный дифференциальный полупроводниковый чувствительный элемент, совмещённый с постоянным магнитом, преобразует изменения магнитного поля, возникающие при прохождении профиля зуба вблизи датчика, в изменение напряжения, а встроенная электронная схема преобразует и компарирует их в импульсы напряжения прямоугольной формы. Дифференциальный принцип измерения снижает влияние внешних магнитных полей рассеяния и вибрации объекта контроля. Частота выходных импульсов равна частоте следования профилей зубьев (пазов), а их амплитуда постоянна во всём рабочем диапазоне частот и определяется уровнем напряжения питания датчика.

Датчики модификации N3xxC требует правильного позиционирования корпуса датчика, относительно плоскости вращения профиля контрольной поверхности (шестерни или паза), размещённой на объекте контроля.

Выходной сигнал датчиков модификации N3xxC представлен дискретными уровнями напряжений в диапазоне от нуля до напряжения питания.

Датчики модификации N1xxC и N1xxE представляют собой бесконтактные вихретоковые преобразователи, возбуждающие высокочастотное электромагнитное поле вблизи измерительной части, которое распространяется в пространстве и создаёт в металле вихревые токи, приводящие к его ослаблению. Ослабление происходит обратно пропорционально величине воздушного зазора между датчиком и металлом объекта контроля.

Измерительной частью датчиков модификации N1xxC и N1xxE является катушка индуктивности, расположенная в торцевой части корпуса датчика, непосредственно возле объекта контроля, и связанная с электрической схемой преобразователя, встроенного в корпус или разъём датчика.

Выходной сигнал датчиков модификации N1xxC и N1xxE представлен дискретными уровнями тока.

По размещению электронного узла преобразователя датчики подразделяются на две группы:

- с электронным узлом преобразования, расположенным в корпусе датчиков модификации N1xxC, N3xxC;
 - с электронным узлом преобразования, расположенным на конце кабеля, в компактном соединительном разъёме датчиков модификации N1xxE,
- где xx – цифровые коды вариантов исполнений датчиков 21, 41, 42, 44, 45, 10, 20.

Размеры измерительной катушки индуктивности датчиков определяются диапазоном установочных зазоров.

Выходной величиной датчиков модификаций N1xxC и N1xxE является импульсный сигнал тока прямоугольной формы, соответствующий компарированному мгновенному зазору до плоскости контрольной поверхности, т.е. изменение зазора в пределах диапазона измерения вызывает переключение выходного тока в диапазоне от 4 до 20 мА. Частота импульсов соответствует частоте следования профилей зубьев, а амплитуда выходного тока постоянна во всём рабочем диапазоне частот. Такой выходной сигнал позволяет контролировать целостность линий связи, обладает высокой защищённостью к помехам линий связи.

Пример маркировки датчика:

N321C-50-00.3STMH, где:

N321C - модификация датчика;

50 - длина датчика, 50 мм;

00.3 - длина кабеля, 0,3 м;

ST - тип разъёма ST1210/S6;

MH - защита кабеля (MH или HC).

Герметичный разъём датчика ST1210/S6 используется для подключения к ответной части кабеля удлинительного и обеспечивает защиту контактов от влаги и пыли.

Для контроля характеристик датчиков в комплект поставки могут быть включены приспособления СП50 и СП51 (далее- приспособления). Принцип действия приспособлений основан на преобразовании сигнала напряжения переменного тока от внешнего генератора в переменное магнитное поле, имитирующее вращение зубчатого ферромагнитного колеса. Приспособление СП50 предназначено для проверки характеристик датчиков модификаций N1xxC и N1xxE, приспособление СП51- для проверки характеристик датчиков модификаций N3xxC.

Общий вид датчиков приведён на рисунке 1.

Общий вид приспособлений приведён на рисунке 2.



N321C, N341C



N342C, N344C, N345C



N110E



N120C



N110C

Рисунок 1 – Общий вид датчиков



Приспособление СП50



Приспособление СП51

Рисунок 2 – Общий вид приспособлений

Пломбирование датчиков не предусмотрено.

Заводской номер наносится методом гравировки на корпус датчика в числовом формате, на соединительный разъем или кабель. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Датчики модификации N3xxC имеют встроенное программное обеспечение (далее - ПО). ПО предназначено для настройки параметров датчиков при производстве и во время эксплуатации изменению не подлежит. Программирование датчиков осуществляется только на предприятии-изготовителе с помощью специализированных программно-аппаратных средств и потребителю не доступно.

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

Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 – Сведения об идентификационных данных ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VHS400.012
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	00.01

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	N1xxC	N1xxE	N3xxC
Диапазон преобразований частоты вращения, об/с (Гц)	от 0,5 до 6000		от 0,5 до 17000
Пределы допускаемой относительной погрешности преобразования частоты вращения, %	±0,1		

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электропитания - напряжение постоянного тока, В - N1xxC, N1xxE - N3xxC - ток потребления, мА, не более - N1xxC, N1xxE - N3xxC	от 22 до 26 от 10 до 30 60 ¹⁾ 20 ²⁾
Тип выходного сигнала - N1xxC, N1xxE - N3xxC	Импульсный сигнал тока пропорциональный частоте вращения ³⁾ Импульсный сигнал напряжения пропорциональный частоте вращения

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Параметры выходного сигнала при преобразовании частоты вращения в сигналы импульсного тока для датчиков N1xxC, N1xxE, мА - нижняя граница (низкий уровень) - верхняя граница (высокий уровень)	не более 5 не менее 19
Параметры выходного сигнала при преобразовании частоты вращения в сигналы импульсного напряжения для датчика N3xxC, В - нижняя граница (низкий уровень) - верхняя граница (высокий уровень)	от 0 до 2,5 от (Uп - 2,5) до Uп ⁴⁾
Электрическое сопротивление изоляции, МОм, не менее	10
Условия эксплуатации: - диапазон рабочих температур, °С: - чувствительный элемент N1xxC, N1xxE N3xxC - внешний электронный узел N1xxE	от -40 до +125 ⁵⁾ от -40 до +180 от -40 до +125 ⁵⁾ от -40 до +85
Габаритные размеры датчика ⁶⁾ , мм, не более: - N1xxC, N3xxC - диаметр - длина - N1xxE - диаметр - длина	22 90 10 47
Габаритный размер внешнего электронного узла с разъёмом для датчика N1xxE ⁶⁾ , мм, не более - диаметр - длина	18 77
Длина кабеля датчика ⁶⁾ , м, не более - N1xxC, N3xxC - N1xxE	0,3 2,0
Масса датчика ⁶⁾ , кг, не более: - N1xxC, N3xxC - N1xxE	0,5 1,0
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	150000
Примечания: ¹⁾ С учетом максимального выходного тока (20 мА); ²⁾ Без учета нагрузки по выходному сигналу; ³⁾ Временные характеристики выходного напряжения соответствуют фактической форме контрольной поверхности; ⁴⁾ Uп - уровень напряжения питания датчика. Значения напряжений указаны при выходном токе не более 10 мА. ⁵⁾ Максимальная температура электрического разъёма датчика (для исполнений с кодом «ST») не более +85 °С. ⁶⁾ Допускается изготовление исполнений датчика с другими размерами/массой.	

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчики частоты вращения ВИБРОБИТ N	-	1 компл.
Формуляр (Паспорт)	ВШПА.421412.100. XXX ¹⁾ ФО или ВШПА.421412.100.130 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ВШПА.421412.100.130 РЭ	1 экз.
Методика поверки	ВШПА.421412.100.130 МП	1 экз.
Приспособление СП50 ²⁾	ВШПА.421412.164	1 шт.
Приспособление СП51 ²⁾	ВШПА.421412.470.070	1 шт.
Транспортировочная упаковка	-	1 экз.
Примечание: ¹⁾ XXX - порядковый номер формуляра (паспорта). ²⁾ Предоставляется по требованию заказчика.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации ВШПА.421412.100.130 РЭ «Датчики частоты вращения ВИБРОБИТ N. Руководство по эксплуатации», Раздел 2 «Использование по назначению».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ВШПА.421412.100.130 ТУ «Датчики частоты вращения ВИБРОБИТ N. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ВИБРОБИТ» (ООО НПП «ВИБРОБИТ»)

Адрес: Россия, 344092, г. Ростов-на-Дону, ул. Капустина, д.8, корп. А.

Телефон: +7 (863) 218-24-75

Факс: +7 (863) 218-24-78

E-mail: info@vibrobit.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ВИБРОБИТ» (ООО НПП «ВИБРОБИТ»)

Адрес: Россия, 344092, г. Ростов-на-Дону, ул. Капустина, д.8, корп. А.

Телефон: +7 (863) 218-24-75

Факс: +7 (863) 218-24-78

E-mail: info@vibrobit.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д. И. Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский проспект, д. 19

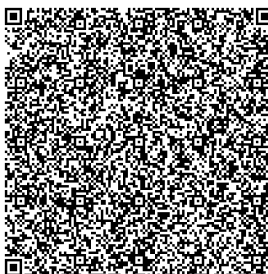
Телефон: +7 (812) 251-76-01

Факс: +7 (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3150

Регистрационный № 87626-22

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» на базе программно-технического комплекса «Е-ресурс»

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» на базе программно-технического комплекса «Е-ресурс» (далее – АИИС КУЭ) предназначены для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляют собой многофункциональные, двухуровневые системы с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включают два уровня:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер ИВК, автоматизированные рабочие места (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Е-ресурс».

ИИК, ИВК, устройства коммуникации и линии связи образуют измерительные каналы (далее – ИК).

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 код. 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 мин. Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счетчика с привязкой к шкале времени UTC(SU). Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти события, такие как коррекция часов счетчиков, включение и выключение счетчиков, включение и выключение резервного питания счетчиков и другие события. События сохраняются в журнале событий также с привязкой к шкале времени UTC(SU).

ИБК выполнен на базе комплекса программно-технического «Е-ресурс» и включает в себя:

- сервер баз данных;
- АРМ.

ИБК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- конфигурирование технических средств ИБК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков со всех ИИК;
- ведение журнала событий ИБК;
- синхронизацию времени в сервере баз данных и передачу шкалы времени на уровень ИИК;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИБК осуществляет обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ), в том числе: АО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 с использованием модемов GSM/GPRS и преобразователей интерфейсов в Ethernet для передачи данных от счетчиков до уровня ИБК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы (основной канал);
- посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы (резервный канал).

АИИС КУЭ выполняют следующие функции:

- измерения приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за 30-минутные интервалы времени;
- привязку результатов измерений к шкале времени UTC(SU);
- ведение журналов событий с данными о состоянии объектов измерений и средств измерений;
- периодический (1 раз в сут) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений и журналов событий;
- хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных в течение 3,5 лет;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;

- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей;
- подготовка данных в виде электронного документа XML для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, и журналам событий по запросу со стороны внешних систем;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), действующая следующим образом. ИБК получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-3. При автоматическом выполнении задания на коррекцию времени счетчиков (не менее одного раза в сутки по расписанию), ИБК определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает заданную допустимую величину (не более $\pm 5,0$ с/сут) ИБК формирует команду коррекции времени (синхронизации). Журналы событий счетчиков и ИБК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Состав АИИС КУЭ имеет переменный состав. Состав определяют по обозначению варианта поставки в соответствии со следующей записью: АИИС КУЭ ООО «ЭК «СТИ» на базе программно-технического комплекса «Е-ресурс» А.К.Е.С

где: А – первая буква наличие протоколов обмена со счётчиками: А — ANSI, М — Modbus, D — DLMS/COSEM, I — IEC;

К – тип коммуникаторов связи: К – коммуникатор, М – модем, Р – преобразователь интерфейсов;

Е – тип построения каналов связи: G-беспроводной GSM/GPRS, E – локальная сеть Ethernet;

S – тип АРМ (пакет пользователя): S-стандартный, R-расширенный, М – максимальный.

Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения заносится в формуляр типографским способом. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер наносится рукописным способом перманентным маркером в соответствующее поле основной маркировки выполненной на самоклеющейся пленке типографским способом. Основная маркировка наносится на каждый корпус лицевой панели шкафа связи и содержит следующие сведения:

- наименование и обозначение компонента АИИС КУЭ;
- номер АИИС КУЭ по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- дату выпуска из производства;
- наименование и адрес предприятия-изготовителя;
- номинальные значения напряжения питания, частоты питания и максимальное значение потребляемой мощности;
- знак утверждения типа средств измерений.

Программное обеспечение

В ИВК АИИС КУЭ используется программное обеспечение из состава комплекса программно-технического «Е-ресурс». Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ПО «Е-ресурс»
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не ниже 1.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	Вычисляется контролирующей утилитой, указывается в формуляре ПТК «Е-ресурс»
Идентификационное наименование программного обеспечения	контролирующая утилита echeck
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не присвоен
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	ee52391ad32ba71f32191bb073829f15

ПО «Е-ресурс» не влияет на метрологические характеристики, указанные в таблицах 3 и 4. ПО «Е-ресурс» 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 «Е-ресурс».

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

Метрологические и технические характеристики

Возможный состав ИК и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Компоненты АИИС КУЭ

Наименование компонентов	Характеристики
1	2
Измерительные трансформаторы тока	Классов точности 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S по ГОСТ 7746-2015 утвержденных типов
Измерительные трансформаторы напряжения	Классов точности 0,2; 0,5; 1,0 по ГОСТ 1983-2015 утвержденных типов
Счетчики электрической энергии	
Тип	Регистрационный номер в ФИФ по обеспечению единства измерений
ТЕ3000	77036-19

Продолжение таблицы 2

1	2
ТЕ2000	83048-21
КВАНТ ST 2000-10	61237-15
КВАНТ ST 2000-12	71461-18
КВАНТ СТ3	86291-22
Альфа А1800	31857-06, 31857-11, 31857-20
Меркурий 230	23345-07
Меркурий 233	34196-10
Меркурий 204, Меркурий 208, Mercury 204, Mercury 208, Меркурий 234, Меркурий 238, Mercury 234, Mercury 238	75755-19
Меркурий 234	48266-11
Меркурий 236	47560-11
Меркурий 236, Mercury 236	80589-20
ПСЧ-4ТМ.05	27779-04
ПСЧ-4ТМ.05Д	41135-09
ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07
ПСЧ-4ТМ.05МД	51593-12
ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11, 64450-16, 50460-18
ПСЧ-4ТМ.05МКТ	75459-19
ПСЧ-4ТМ.06	84929-22
ПСЧ-4ТМ.06Т	82640-21
ПСЧ-4ТМ.07	84232-21
СЭТ-4ТМ.02	20175-01
СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М	36697-08, 36697-12, 36697-17
СЭТ-4ТМ.03	27524-04
СЭТ-4ТМ.03МК	74671-19
СЭТ-4ТМ.03МТ, СЭТ-4ТМ.02МТ	74679-19
Серверы баз данных	
Сервер баз данных АИИС КУЭ	• процессор Xeon - не менее 1 шт.; • объем ОЗУ- не менее 8 Гб; • доступный объем дискового пространства- не менее 1 Тб; • интерфейс Ethernet - не менее 1 шт. ; • интерфейс RS-232 - не менее 2 шт. ; • интерфейс USB - не менее 2 шт.

Продолжение таблицы 2

1	2
Устройства синхронизации системного времени	
УСВ-3	51644-12, 64242-16, 84823-22
Комплексы программно-технические	
Е-ресурс ES.02	53447-13
Примечания:	
1. В таблице приведен полный состав АИИС КУЭ. Состав конкретного экземпляра АИИС КУЭ определяется заказом. Тип ТТ и ТН, тип счетчика с указанием его модификации или варианта исполнения указывается в формуляре конкретного экземпляра АИИС КУЭ.	
2. Допускается замена компонентов ТТ, ТН, УСВ и счетчиков на компоненты утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена отражается записью в формуляре АИИС КУЭ.	
3. Измененный ИИК подлежит первичной поверке.	

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

Класс точности	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w_0}^A \%$	$\delta_{w_0}^P \%$	$\delta_{w_0}^A \%$	$\delta_{w_0}^P \%$	$\delta_{w_0}^A \%$	$\delta_{w_0}^P \%$	$\delta_{w_0}^A \%$	$\delta_{w_0}^P \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кл.ТТ -0,2; Кл.ТН -0,2; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	-	-	±2,0	±1,5	±1,2	±0,9	±0,9	±0,8
	0,80	-	-	±1,3	±2,0	±0,8	±1,1	±0,6	±1,0
	0,87	-	-	±1,2	±2,2	±0,7	±1,3	±0,6	±1,1
	1,00	-	-	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-
Кл.ТТ- 0,2; Кл.ТН- 0,2; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	-	-	±2,3	±2,0	±1,3	±1,3	±1,1	±1,2
	0,80	-	-	±1,6	±2,3	±0,9	±1,4	±0,9	±1,3
	0,87	-	-	±1,5	±2,6	±0,9	±1,6	±0,8	±1,4
	1,00	-	-	±1,1	-	±0,8	-	±0,7	-
Кл.ТТ -0,2; Кл.ТН -0,5; Кл.сч.- 0,2S/0,5	0,50	-	-	±2,3	±1,6	±1,6	±1,1	±1,4	±1,0
	0,80	-	-	±1,5	±2,1	±1,0	±1,4	±0,9	±1,3
	0,87	-	-	±1,3	±2,5	±0,9	±1,7	±0,8	±1,5
	1,00	-	-	±1,1	-	±0,8	-	±0,7	-
Кл.ТТ- 0,2; Кл.ТН -0,5; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	-	-	±2,5	±2,1	±1,7	±1,4	±1,5	±1,3
	0,80	-	-	±1,7	±2,5	±1,1	±1,7	±1,1	±1,6
	0,87	-	-	±1,6	±2,8	±1,1	±1,9	±1,0	±1,8
	1,00	-	-	±1,2	-	±0,9	-	±0,9	-
Кл.ТТ- 0,2; ТН -нет; Кл.сч.- 0,2S/0,5	0,50	-	-	±1,9	±1,5	±1,0	±0,8	±0,7	±0,7
	0,80	-	-	±1,2	±1,9	±0,6	±1,0	±0,5	±0,8
	0,87	-	-	±1,1	±2,1	±0,6	±1,1	±0,4	±0,9
	1,00	-	-	±0,9	-	±0,4	-	±0,3	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кл.ТТ -0,2; ТН- нет; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	-	-	±2,2	±1,9	±1,1	±1,2	±0,9	±1,1
	0,80	-	-	±1,6	±2,2	±0,8	±1,3	±0,7	±1,2
	0,87	-	-	±1,5	±2,5	±0,8	±1,4	±0,7	±1,2
	1,00	-	-	±1,0	-	±0,7	-	±0,6	-
Кл.ТТ -0,2S; Кл.ТН- 0,2; Кл.сч.- 0,2S/0,5	0,50	±1,8	±1,5	±1,3	±1,3	±0,9	±0,8	±0,9	±0,8
	0,80	±1,2	±1,8	±0,9	±1,4	±0,6	±1,0	±0,6	±1,0
	0,87	±1,1	±2,1	±0,8	±1,6	±0,6	±1,1	±0,6	±1,1
	1,00	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-	±0,5	-
Кл.ТТ -0,2S; Кл.ТН- 0,2; Кл.сч.- 0,5S/1	0,50	±2,1	±1,9	±1,6	±1,8	±1,1	±1,2	±1,1	±1,2
	0,80	±1,5	±2,2	±1,3	±1,9	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	0,87	±1,5	±2,4	±1,3	±2,0	±0,8	±1,4	±0,8	±1,4
	1,00	±1,4	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-
Кл.ТТ -0,2S; Кл.ТН- 0,5; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	±2,1	±1,6	±1,7	±1,4	±1,4	±1,0	±1,4	±1,0
	0,80	±1,3	±2,0	±1,1	±1,7	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	0,87	±1,3	±2,3	±1,0	±1,9	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5
	1,00	±1,0	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-
Кл.ТТ -0,2S; Кл.ТН- 0,5; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	±2,3	±2,0	±1,9	±1,9	±1,5	±1,3	±1,5	±1,3
	0,80	±1,7	±2,4	±1,4	±2,1	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,87	±1,6	±2,6	±1,4	±2,3	±1,0	±1,8	±1,0	±1,8
	1,00	±1,4	-	±0,9	-	±0,9	-	±0,9	-
Кл.ТТ -0,2S; ТН- нет; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	±1,7	±1,4	±1,1	±1,2	±0,7	±0,7	±0,7	±0,7
	0,80	±1,1	±1,7	±0,8	±1,3	±0,5	±0,8	±0,5	±0,8
	0,87	±1,0	±2,0	±0,7	±1,4	±0,4	±0,9	±0,4	±0,9
	1,00	±0,8	-	±0,4	-	±0,3	-	±0,3	-
Кл.ТТ -0,2S; ТН -нет; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	±2,0	±1,9	±1,4	±1,7	±0,9	±1,1	±0,9	±1,1
	0,80	±1,5	±2,1	±1,2	±1,8	±0,7	±1,2	±0,7	±1,2
	0,87	±1,4	±2,3	±1,2	±1,9	±0,7	±1,2	±0,7	±1,2
	1,00	±1,3	-	±0,7	-	±0,6	-	±0,6	-
Кл.ТТ -0,5; Кл.ТН -0,2; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,3	±2,6	±2,7	±1,4	±1,9	±1,1
	0,80	-	-	±2,8	±4,3	±1,5	±2,3	±1,1	±1,6
	0,87	-	-	±2,4	±5,4	±1,3	±2,8	±0,9	±2,0
	1,00	-	-	±1,7	-	±0,9	-	±0,7	-
Кл.ТТ -0,5; Кл.ТН -0,2; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,8	±1,7	±2,0	±1,4
	0,80	-	-	±3,0	±4,5	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,4	±2,9	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
Кл.ТТ -0,5; Кл.ТН -0,5; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,4	±2,7	±2,9	±1,5	±2,2	±1,2
	0,80	-	-	±2,9	±4,4	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,4	±3,0	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кл.ТТ -0,5; Кл.ТН- 0,5; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-
Кл.ТТ- 0,5; ТН -нет; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,3	±2,6	±2,6	±1,3	±1,8	±1,0
	0,80	-	-	±2,8	±4,3	±1,4	±2,2	±1,0	±1,5
	0,87	-	-	±2,4	±5,3	±1,2	±2,7	±0,8	±1,9
	1,00	-	-	±1,7	-	±0,9	-	±0,6	-
Кл.ТТ -0,5; ТН -нет; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,7	±1,6	±1,9	±1,3
	0,80	-	-	±2,9	±4,5	±1,5	±2,4	±1,1	±1,8
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,3	±2,8	±1,0	±2,1
	1,00	-	-	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-
Кл.ТТ -0,5S; Кл.ТН -0,2; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	±4,7	±2,4	±2,8	±1,7	±1,9	±1,1	±1,9	±1,1
	0,80	±2,5	±3,8	±1,5	±2,4	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,87	±2,2	±4,7	±1,4	±2,9	±0,9	±2,0	±0,9	±2,0
	1,00	±1,5	-	±0,9	-	±0,7	-	±0,7	-
Кл.ТТ -0,5S; Кл.ТН -0,2; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	±4,8	±2,7	±2,9	±2,1	±2,0	±1,4	±2,0	±1,4
	0,80	±2,7	±4,0	±1,8	±2,7	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	0,87	±2,4	±4,9	±1,7	±3,2	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	1,00	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
Кл.ТТ -0,5S; Кл.ТН -0,5; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	±4,8	±2,4	±3,0	±1,8	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,6	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,1	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
Кл.ТТ -0,5S; Кл.ТН -0,5; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
	0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
	0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
	1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-
Кл.ТТ -0,5S; ТН -нет; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	±4,6	±2,3	±2,7	±1,6	±1,8	±1,0	±1,8	±1,0
	0,80	±2,4	±3,8	±1,5	±2,4	±1,0	±1,5	±1,0	±1,5
	0,87	±2,1	±4,7	±1,3	±2,8	±0,8	±1,9	±0,8	±1,9
	1,00	±1,5	-	±0,9	-	±0,6	-	±0,6	-
Кл.ТТ -0,5S; ТН -нет; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	±4,7	±2,6	±2,8	±2,0	±1,9	±1,3	±1,9	±1,3
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,7	±1,1	±1,8	±1,1	±1,8
	0,87	±2,3	±4,9	±1,6	±3,1	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,8	-	±1,0	-	±0,8	-	±0,8	-
ТТ -нет; ТН -нет; Кл.сч. -1/2	0,50	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	0,80	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	0,87	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	1,00	-	-	±1,5	-	±1	-	±1	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

Класс точности	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_W^A \%$	$\delta_W^P \%$	$\delta_W^A \%$	$\delta_W^P \%$	$\delta_W^A \%$	$\delta_W^P \%$	$\delta_W^A \%$	$\delta_W^P \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кл.ТТ -0,2; Кл.ТН -0,2; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	-	-	±2,1	±2,0	±1,3	±1,6	±1,1	±1,6
	0,80	-	-	±1,4	±2,4	±0,9	±1,8	±0,8	±1,7
	0,87	-	-	±1,3	±2,6	±0,9	±1,9	±0,8	±1,7
	1,00	-	-	±1,0	-	±0,6	-	±0,6	-
Кл.ТТ -0,2; Кл.ТН -0,2; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	-	-	±2,6	±3,3	±1,9	±2,9	±1,7	±2,9
	0,80	-	-	±2,1	±3,5	±1,7	±3,0	±1,6	±3,0
	0,87	-	-	±2,0	±3,7	±1,6	±3,1	±1,6	±3,0
	1,00	-	-	±1,3	-	±1,1	-	±1,1	-
Кл.ТТ -0,2; Кл.ТН -0,5; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	-	-	±2,4	±2,1	±1,7	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	-	-	±1,6	±2,5	±1,1	±2,0	±1,1	±1,9
	0,87	-	-	±1,5	±2,8	±1,1	±2,2	±1,0	±2,1
	1,00	-	-	±1,1	-	±0,8	-	±0,8	-
Кл.ТТ -0,2; Кл.ТН -0,5; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	-	-	±2,8	±3,4	±2,2	±3,0	±2,1	±3,0
	0,80	-	-	±2,2	±3,6	±1,8	±3,2	±1,7	±3,1
	0,87	-	-	±2,1	±3,8	±1,7	±3,3	±1,7	±3,2
	1,00	-	-	±1,4	-	±1,2	-	±1,2	-
Кл.ТТ -0,2; ТН - нет; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	-	-	±2,0	±2,0	±1,1	±1,6	±0,9	±1,5
	0,80	-	-	±1,3	±2,3	±0,8	±1,7	±0,7	±1,6
	0,87	-	-	±1,3	±2,5	±0,8	±1,8	±0,7	±1,6
	1,00	-	-	±0,9	-	±0,5	-	±0,4	-
Кл.ТТ -0,2; ТН - нет; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	-	-	±2,5	±3,3	±1,8	±2,9	±1,6	±2,9
	0,80	-	-	±2,1	±3,5	±1,6	±3,0	±1,5	±2,9
	0,87	-	-	±2,0	±3,6	±1,6	±3,0	±1,5	±2,9
	1,00	-	-	±1,3	-	±1,1	-	±1,0	-
Кл.ТТ -0,2S; Кл.ТН -0,2; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	±1,9	±2,0	±1,4	±1,9	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,80	±1,3	±2,3	±1,0	±2,0	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	0,87	±1,2	±2,5	±1,0	±2,1	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	1,00	±1,1	-	±0,6	-	±0,6	-	±0,6	-
Кл.ТТ - 0,2S; Кл.ТН -0,2; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	±2,5	±3,2	±2,1	±3,2	±1,7	±2,9	±1,7	±2,9
	0,80	±2,0	±3,4	±1,9	±3,3	±1,6	±3,0	±1,6	±3,0
	0,87	±2,0	±3,5	±1,9	±3,3	±1,6	±3,0	±1,6	±3,0
	1,00	±1,9	-	±1,1	-	±1,1	-	±1,1	-
Кл.ТТ -0,2S; Кл.ТН -0,5; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	±2,2	±2,1	±1,7	±1,9	±1,5	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	±1,5	±2,4	±1,2	±2,2	±1,1	±1,9	±1,1	±1,9
	0,87	±1,4	±2,7	±1,2	±2,3	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,2	-	±0,8	-	±0,8	-	±0,8	-

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кл.ТТ -0,2S; Кл.ТН- 0,5; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	±2,7	±3,2	±2,3	±3,2	±2,1	±3,0	±2,1	±3,0
	0,80	±2,1	±3,5	±2,0	±3,4	±1,7	±3,1	±1,7	±3,1
	0,87	±2,1	±3,7	±1,9	±3,5	±1,7	±3,2	±1,7	±3,2
	1,00	±2,0	-	±1,2	-	±1,2	-	±1,2	-
Кл.ТТ -0,2S; ТН- нет; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	±1,8	±1,9	±1,2	±1,8	±0,9	±1,5	±0,9	±1,5
	0,80	±1,2	±2,2	±0,9	±1,9	±0,7	±1,6	±0,7	±1,6
	0,87	±1,2	±2,4	±0,9	±2,0	±0,7	±1,6	±0,7	±1,6
	1,00	±1,0	-	±0,5	-	±0,4	-	±0,4	-
Кл.ТТ -0,2S; ТН -нет; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	±2,4	±3,1	±2,0	±3,2	±1,6	±2,9	±1,6	±2,9
	0,80	±2,0	±3,3	±1,8	±3,2	±1,5	±2,9	±1,5	±2,9
	0,87	±1,9	±3,4	±1,8	±3,3	±1,5	±2,9	±1,5	±2,9
	1,00	±1,9	-	±1,1	-	±1,0	-	±1,0	-
Кл.ТТ -0,5; Кл.ТН -0,2; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,3	±2,9	±2,8	±2,0	±2,0	±1,7
	0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,6	±2,6	±1,2	±2,1
	0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,4	±3,1	±1,1	±2,4
	1,00	-	-	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-
Кл.ТТ -0,5; Кл.ТН -0,2; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	-	-	±5,6	±3,9	±3,1	±3,1	±2,4	±3,0
	0,80	-	-	±3,3	±5,2	±2,1	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±3,0	±6,1	±2,0	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,3	-	±1,2	-
Кл.ТТ -0,5; Кл.ТН -0,5; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8
	0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,4	±2,3
	0,87	-	-	±2,6	±5,6	±1,5	±3,3	±1,2	±2,6
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
Кл.ТТ -0,5; Кл.ТН -0,5; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
Кл.ТТ- 0,5; ТН -нет; Кл.сч - 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,3	±2,9	±2,7	±1,9	±1,9	±1,7
	0,80	-	-	±2,8	±4,5	±1,5	±2,6	±1,1	±2,1
	0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,3	±3,0	±1,0	±2,3
	1,00	-	-	±1,7	-	±0,9	-	±0,7	-
Кл.ТТ -0,5; ТН -нет; Кл.сч. - 0,5S/1	0,50	-	-	±5,5	±3,9	±3,0	±3,1	±2,3	±3,0
	0,80	-	-	±3,2	±5,2	±2,0	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±2,9	±6,1	±1,9	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±1,9	-	±1,3	-	±1,1	-
Кл.ТТ -0,5S; Кл.ТН -0,2; Кл.сч. - 0,2S/0,5	0,50	±4,7	±2,7	±2,8	±2,1	±2,0	±1,7	±2,0	±1,7
	0,80	±2,5	±4,1	±1,6	±2,8	±1,2	±2,1	±1,2	±2,1
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,2	±1,1	±2,4	±1,1	±2,4
	1,00	±1,6	-	±1,0	-	±0,8	-	±0,8	-

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кл.ТТ -0,5S;	0,50	±4,9	±3,7	±3,2	±3,4	±2,4	±3,0	±2,4	±3,0
Кл.ТН -0,2;	0,80	±3,0	±4,8	±2,3	±3,8	±1,8	±3,2	±1,8	±3,2
Кл.сч. -	0,87	±2,7	±5,5	±2,1	±4,1	±1,7	±3,4	±1,7	±3,4
0,5S/1	1,00	±2,3	-	±1,3	-	±1,2	-	±1,2	-
Кл.ТТ -0,5S;	0,50	±4,8	±2,8	±3,0	±2,2	±2,3	±1,8	±2,3	±1,8
Кл.ТН -0,5;	0,80	±2,6	±4,2	±1,8	±2,9	±1,4	±2,3	±1,4	±2,3
Кл.сч. -	0,87	±2,3	±5,0	±1,6	±3,4	±1,2	±2,6	±1,2	±2,6
0,2S/0,5	1,00	±1,7	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
Кл.ТТ -0,5S;	0,50	±5,1	±3,7	±3,4	±3,4	±2,6	±3,1	±2,6	±3,1
Кл.ТН -0,5;	0,80	±3,0	±4,9	±2,3	±3,9	±1,9	±3,4	±1,9	±3,4
Кл.сч. -	0,87	±2,8	±5,6	±2,2	±4,3	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
0,5S/1	1,00	±2,3	-	±1,4	-	±1,3	-	±1,3	-
Кл.ТТ -0,5S;	0,50	±4,7	±2,7	±2,7	±2,1	±1,9	±1,7	±1,9	±1,7
ТН -нет;	0,80	±2,5	±4,0	±1,6	±2,7	±1,1	±2,1	±1,1	±2,1
Кл.сч. -	0,87	±2,2	±4,9	±1,4	±3,1	±1,0	±2,3	±1,0	±2,3
0,2S/0,5	1,00	±1,6	-	±0,9	-	±0,7	-	±0,7	-
Кл.ТТ -0,5S;	0,50	±4,9	±3,7	±3,1	±3,3	±2,3	±3,0	±2,3	±3,0
ТН -нет;	0,80	±2,9	±4,7	±2,2	±3,8	±1,8	±3,2	±1,8	±3,2
Кл.сч. -	0,87	±2,7	±5,5	±2,1	±4,1	±1,7	±3,4	±1,7	±3,4
0,5S/1	1,00	±2,3	-	±1,3	-	±1,1	-	±1,1	-
ТТ -нет;	0,50	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
ТН -нет;	0,80	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
Кл.сч. -1/2	0,87	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	1,00	-	-	±2,3	-	±1,9	-	±1,9	-

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ –силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

$\delta_{w_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

$\delta_{w_0}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °C	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Сервер баз данных: – средняя наработка на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления, ч, не более – средний коэффициент готовности, не менее – средний срок службы, лет, не менее УСВ-3: – средняя наработка на отказ, ч, не менее Счетчики электроэнергии: – средняя наработка на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления, ч, не более	90000 2 0,99 10 45000 35000 48
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, мин	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, мин	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки с получасовым интервалом в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, а также электропотребление (выработку) за месяц по каждому каналу, сут, не менее – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

– счётчика, с фиксированием событий:

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

– ИВК, с фиксированием событий:

- программные и аппаратные перезапуски;
- корректировка времени.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счётчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– сервера;

– защита информации на программном уровне:

– результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);

– установка пароля на счетчик;

– установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы формуляров.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип, обозначение	Количество, шт.
Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» на базе программно-технического комплекса «Е-ресурс»	-	1*
Программное обеспечение	«Е-ресурс»	1
Руководство по эксплуатации	АИИС.22137.11.00.0000-ЭД.РЭ	1
Формуляр	АИИС.ХХХ-ТРП.ФО**	1
Примечание: *- Комплектация системы согласно заказу, указана в формуляре **- ХХХ – серийный номер АИИС КУЭ		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в р. 3 руководства по эксплуатации АИИС.22137.11.00.0000-ЭД.РЭ

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

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

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания.

АИИС.22137.11.00.0000.ТУ «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» на базе программно-технического комплекса «Е-ресурс». Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергетическая компания «СТИ»
(ООО «ЭК «СТИ»)

ИНН 7839041402

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Троицкий проспект, д. 12 лит. А, пом. 4 «Н»

Телефон (факс): +7 (812) 251-13-73, +7 (812)251-32-58

E-mail: info@ek-sti.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергетическая компания «СТИ»
(ООО «ЭК «СТИ»)

ИНН 7839041402

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Троицкий проспект, д. 12 лит. А, пом. 4 «Н»

Телефон (факс): +7 (812) 251-13-73, +7 (812)251-32-58

E-mail: info@ek-sti.ru

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310556.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы цифровой радиографии КАРАТ РТС

Назначение средства измерений

Комплексы цифровой радиографии КАРАТ РТС (далее - комплексы) предназначены для измерений линейных размеров объектов на цифровых изображениях.

Описание средства измерений

Принцип работы комплексов заключается в преобразовании изображения объекта контроля, полученного на плоскопанельном детекторе с цифровой (жесткой или гибкой) панелью определенного размера в результате облучения ионизирующим излучением в цифровое изображение и дальнейшей его обработке, анализе и архивировании.

В процессе измерений источник рентгеновского излучения помещается с одной стороны контролируемого объекта. С другой стороны контролируемого объекта устанавливается детектор рентгеновского излучения. В процессе преобразования ионизирующего излучения в цифровой сигнал, излучение, прошедшее через контролируемый объект, попадает на каждый пиксель матрицы плоскопанельного детектора, в результате чего люминофор пикселя (сцинтиллятор) испускает короткую вспышку света в видимом диапазоне. Далее вспышка света попадает на фотодиод, в котором образуется электрический заряд. Заряд с помощью аналого-цифрового преобразователя преобразуется в цифровой импульсный сигнал для каждого пикселя. Количество импульсов прямо пропорционально дозе ионизирующего излучения и величине заряда от поглощенного в люминофоре пикселя. Сигнал на плоскопанельном детекторе падает до нулевого значения при прекращении попадания на него ионизирующего излучения.

В процессе обработки измерительной информации, оператор на экране персонального компьютера (ноутбука) с программным обеспечением (далее - ПО) устанавливает маркеры по краям исследуемого объекта, между которыми ПО комплекса вычисляет линейные размеры (расстояния между маркерами) объектов. Расстояния между маркерами вычисляется в любом двумерном направлении в поле чувствительности области (матрицы) плоскопанельного детектора.

Комплексы конструктивно состоят из плоскопанельного детектора и персонального компьютера (ноутбука) с программным обеспечением.

К средствам измерений данного типа относятся комплексы цифровой радиографии КАРАТ РТС модификаций КАРАТ РТС 0715, КАРАТ РТС 1024, КАРАТ РТС 1036в, КАРАТ РТС 1036с, КАРАТ РТС 1114, КАРАТ РТС 1128, КАРАТ РТС 1215, КАРАТ РТС 1422, КАРАТ РТС 1515, КАРАТ РТС 1723а, КАРАТ РТС 2228, КАРАТ РТС 2323, КАРАТ РТС 2329, КАРАТ РТС 2430а, КАРАТ РТС 2530, КАРАТ РТС 2532, КАРАТ РТС 2932, КАРАТ РТС 3030, КАРАТ РТС 3442, КАРАТ РТС 3543b, КАРАТ РТС 3543i, КАРАТ РТС 3643, КАРАТ РТС 3643d, КАРАТ РТС 4040, КАРАТ РТС 4141, КАРАТ РТС 4242, КАРАТ РТС 4343а, которые отличаются диапазонами измерений линейных размеров объектов, размером чувствительной области плоскопанельного детектора, габаритными размерами и массой.

Заводской номер комплексов в буквенно-числовом формате указывается методом печати на маркировочной наклейке, расположенной на задней стороне корпуса плоскопанельного детектора.

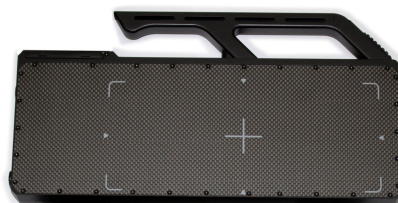
Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид плоскопанельных детекторов представлен на рисунке 1.

Общий вид маркировочной наклейки представлен на рисунке 2.



KARAT PTC 0715



KARAT PTC 1024



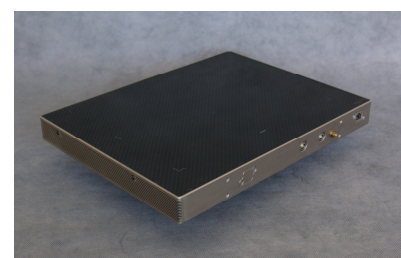
KARAT PTC 1036b



KARAT PTC 1036c



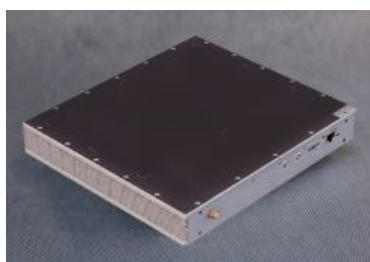
KARAT PTC 1114



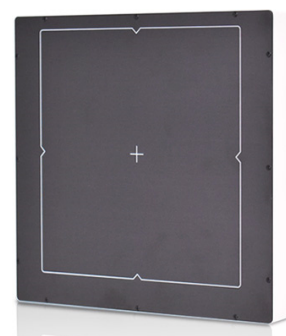
KARAT PTC 1128



KARAT PTC 1215



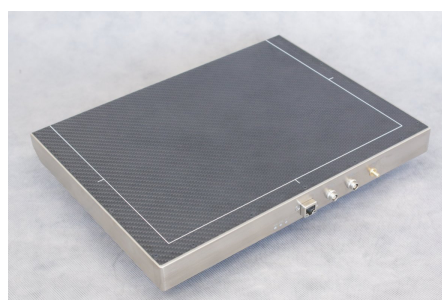
KARAT PTC 1422



KARAT PTC 1515



KARAT PTC 1723a



KARAT PTC 2228



KARAT PTC 2323



КАРАТ PTC 2329



КАРАТ PTC 2430a



КАРАТ PTC 2530



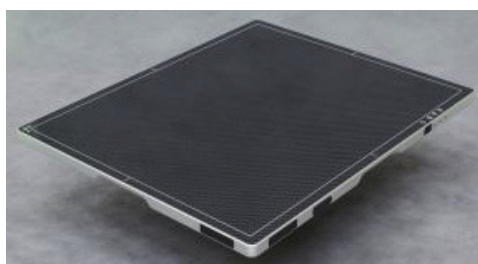
КАРАТ PTC 2532



КАРАТ PTC 2932



КАРАТ PTC 3030



КАРАТ PTC 3442



КАРАТ PTC 3543b



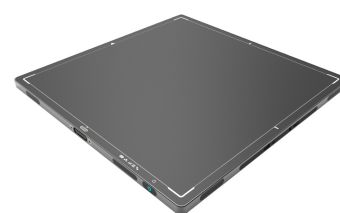
КАРАТ PTC 3543i



КАРАТ PTC 3643



КАРАТ PTC 3643d



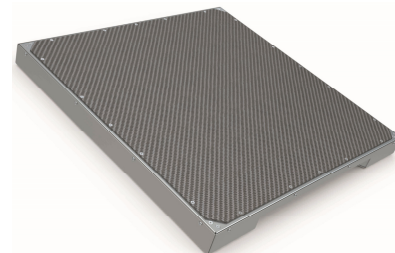
КАРАТ PTC 4040



КАРАТ PTC 4141



КАРАТ PTC 4242



КАРАТ PTC 4343a

Рисунок 1 – Общий вид плоскопанельных детекторов



Рисунок 2 – Общий вид маркировочной наклейки

Пломбирование комплексов не предусмотрено.

В процессе эксплуатации комплекс не предусматривает внешних механических или электронных регулировок. Ограничение несанкционированного доступа обеспечено конструкцией корпуса плоскопанельного детектора.

Программное обеспечение

Для работы с комплексами используется метрологически значимое ПО «X-Vizor», устанавливаемое на персональный компьютер (ноутбук).

ПО обеспечивает управление, передачу, обработку измеренных данных, а также отображение результатов измерений.

ПО защищено от несанкционированного доступа ключом электронной защиты.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«X-Vizor»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 7.09.1900
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Модификация	Наименование характеристики / Значение	
	Диапазон измерений линейных размеров объектов, мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений линейных размеров объектов, мм
KARAT PTC 0715	от 0 до 160	$\pm(0,1+0,005 \cdot L)$, где L – измеряемый размер объекта, мм
KARAT PTC 1024	от 0 до 240	
KARAT PTC 1036в	от 0 до 305	
KARAT PTC 1036с	от 0 до 305	
KARAT PTC 1114	от 0 до 170	
KARAT PTC 1128	от 0 до 285	
KARAT PTC 1215	от 0 до 185	
KARAT PTC 1422	от 0 до 245	
KARAT PTC 1515	от 0 до 205	
KARAT PTC 1723a	от 0 до 275	
KARAT PTC 2228	от 0 до 340	
KARAT PTC 2323	от 0 до 310	
KARAT PTC 2329	от 0 до 345	

Продолжение таблицы 2

Модификация	Наименование характеристики / Значение	
	Диапазон измерений линейных размеров объектов, мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений линейных размеров объектов, мм
КАРАТ РТС 2430а	от 0 до 355	$\pm(0,1+0,005 \cdot L)$, где L – измеряемый размер объекта, мм
КАРАТ РТС 2530	от 0 до 375	
КАРАТ РТС 2532	от 0 до 385	
КАРАТ РТС 2932	от 0 до 410	
КАРАТ РТС 3030	от 0 до 400	
КАРАТ РТС 3442	от 0 до 520	
КАРАТ РТС 3543b	от 0 до 525	
КАРАТ РТС 3543i	от 0 до 525	
КАРАТ РТС 3643	от 0 до 530	
КАРАТ РТС 3643d	от 0 до 530	
КАРАТ РТС 4040	от 0 до 550	
КАРАТ РТС 4141	от 0 до 550	
КАРАТ РТС 4242	от 0 до 565	
КАРАТ РТС 4343a	от 0 до 580	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Модификация	Наименование характеристики / Значение		
	Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	Масса, кг, не более	Размер чувствительной области плоскопанельного детектора (Д×Ш), мм, не менее
КАРАТ РТС 0715	200×180×45	2,0	150×70
КАРАТ РТС 1024	335×132×30	2,2	233×97
КАРАТ РТС 1036в	550×158×43	2,4	322×107
КАРАТ РТС 1036с	532×164×139	2,1	322×107
КАРАТ РТС 1114	210×180×45	2,5	140×110
КАРАТ РТС 1128	370×200×45	5,0	280×110
КАРАТ РТС 1215	200×170×60	2,5	150×125
КАРАТ РТС 1422	270×240×45	5,0	220×140
КАРАТ РТС 1515	196×181×50	2,3	152×152
КАРАТ РТС 1723а	256×209×28	2,4	230×173
КАРАТ РТС 2228	370×300×45	7,0	280×220
КАРАТ РТС 2323	261×256×50	3,1	229×229
КАРАТ РТС 2329	355×322×17	3,4	279×228
КАРАТ РТС 2430а	362×327×22	3,2	291×233
КАРАТ РТС 2530	340×291×18	2,1	300×250
КАРАТ РТС 2532	355×322×17	3,4	317×254
КАРАТ РТС 2932	327×323×40	3,4	320×290
КАРАТ РТС 3030	328×323×50	3,6	296×296
КАРАТ РТС 3442	475×400×20	4,0	420×343
КАРАТ РТС 3543b	460×377×15	3,6	430×347
КАРАТ РТС 3543i	465×390×20	4,2	430×350
КАРАТ РТС 3643	470×400×17	5,4	430×358
КАРАТ РТС 3643d	465×439×20	6,6	430×358
КАРАТ РТС 4040	560×500×22	8,7	409×409

Продолжение таблицы 3

Модификация	Наименование характеристики / Значение		
	Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	Масса, кг, не более	Размер чувствительной области плоскопанельного детектора (Д×Ш), мм, не менее
КАРАТ РТС 4141	470×470×40	11,0	410×410
КАРАТ РТС 4242	475×475×45	15,0	420×420
КАРАТ РТС 4343а	478×478×43	11,0	430×430

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - напряжение постоянного тока, В	220 ⁺²² ₋₃₃ 24
Потребляемая мощность, Вт, не более	24
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от +15 до +35 80

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс цифровой радиографии (модификация в соответствии с заказом потребителя) в комплекте	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Выполнение измерений» руководства по эксплуатации «Комплексы цифровой радиографии КАРАТ РТС. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.66-011-69192869-2021 Комплексы цифровой радиографии серии КАРАТ РТС.

Правообладатель

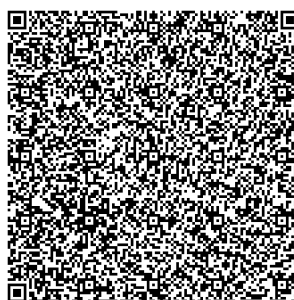
Общество с ограниченной ответственностью «Ньюком-НДТ» (ООО «Ньюком-НДТ»)
ИНН 7804449350
Адрес: 195220, г. Санкт-Петербург, Непокоренных пр., д.49, лит. А
Тел. +7 (812) 313-96-74
E-mail: info@newcom-ndt.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Ньюком-НДТ» (ООО «Ньюком-НДТ»)
ИНН 7804449350
Адрес: 195220, г. Санкт-Петербург, Непокоренных пр., д.49, лит. А
Тел. +7 (812) 313-96-74
E-mail: info@newcom-ndt.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М»
(ООО «Автопрогресс-М»)
Адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16, стр. 1
Тел.: +7 (495) 120-03-50
E-mail: info@autoproggress-m.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311195.



Регистрационный № 87628-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики воды крыльчатые СВ

Назначение средства измерений

Счетчики воды крыльчатые СВ предназначены для измерений объема холодной и горячей воды, протекающей по трубопроводу.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков воды крыльчатых СВ основан на измерении числа оборотов крыльчатки, вращающейся со скоростью, пропорциональной расходу воды, протекающей в трубопроводе. Вращение оси крыльчатки счетчиков через магнитную муфту передается счетному механизму, по показаниям которого определяют количество воды, прошедшей через счетчики воды крыльчатые СВ.

Конструктивно счетчики воды крыльчатые СВ состоят из корпуса с фильтром, измерительной камеры и счетного механизма, размещенного в стакане из немагнитного материала. Поток воды, пройдя фильтр, попадает в измерительную камеру и приводит во вращение крыльчатку с закрепленной на ней ведущей магнитной муфтой. После зоны вращения крыльчатки вода попадает в выходной патрубок. Через крышку измерительной камеры и разделительный стакан счетного механизма вращение ведущей части магнитной муфты передается ее ведомой части. Ведомая часть связана с масштабирующим редуктором и отсчетным механизмом. Сухой, герметизированный в отдельной полости, счетный механизм преобразует число оборотов крыльчатки в показания отсчетного устройства, выраженные в единицах объема. Кроме отсчетного устройства роликового типа имеются стрелочные указатели для определения долей кубического метра и сигнальный элемент, используемый при настройке и поверке счетчиков воды крыльчатых СВ.

Счетчики воды крыльчатые СВ выпускаются в исполнениях СВК и СВМ, которые отличаются метрологическими и техническими характеристиками. Счетчики воды крыльчатые СВ исполнения СВК являются одноструйными. В счетчиках воды крыльчатых СВ исполнения СВК вода поступает на крыльчатку с одной стороны через единственное входное отверстие. Счетчики воды крыльчатые СВ исполнения СВМ являются многоструйными – вода поступает на крыльчатку равномерно с разных сторон через несколько отверстий.

Счетчики воды крыльчатые СВ выпускаются в следующих модификациях:

Х – счетчики холодной воды, предназначенные для измерений объема холодной воды;

Г – счетчики холодной и горячей воды, предназначенные для измерений объема холодной и горячей воды.

У счетчиков воды крыльчатых СВ модификации Х цвет элементов и маркировки – синий, а у счетчиков воды крыльчатых СВ модификации Г – красный.

Счетчики воды крыльчатые СВ могут изготавливаться с импульсным выходом для дистанционного съема показаний и имеют обозначение (И) в маркировке. При отсутствии импульсного выхода в маркировке счетчиков воды крыльчатых СВ обозначение (И) не указывается.

Счетчики воды крыльчатые СВ маркируются следующим образом:

ZZZ	– ZZ	Z	(Z)
1	2	3	4

- 1 – исполнение счетчика (СВК, СВМ);
 2 – номинальный диаметр (15, 20, 25, 32, 40, 50);
 3 – модификация (Х, Г);
 4 – наличие импульсного выхода для дистанционного съема показаний (И).
 Общий вид счетчиков воды крыльчатых СВ представлен на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 – Общий вид счетчиков воды крыльчатых СВ исполнения СВК



Рисунок 2 – Общий вид счетчиков воды крыльчатых СВ исполнения СВМ

Пломбирование счетчиков воды крыльчатых СВ исполнения СВК осуществляется нанесением знака поверки оттиском клейма на наклейку, прикрепляемую на пластиковый хомут, который соединяет корпус и счетный механизм, или давлением на свинцовую (пластмассовую) пломбу, навешиваемую на внешнюю боковую сторону счетчика с применением проволоки, пропущенную сквозь отверстия в пластиковом хомуте.

Пломбирование счетчиков воды крыльчатых СВ исполнения СВМ осуществляется нанесением знака поверки давлением на свинцовую (пластмассовую) пломбу, навешиваемую на внешнюю боковую сторону счетчика с применением проволоки, пропущенную сквозь отверстие в металлическом кольце, которое соединяет корпус и счетный механизм, и отверстие в головке защитного болта, который ограничивает доступ к регулировочному механизму.

Схема пломбирования счетчиков воды крыльчатых СВ от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 3.

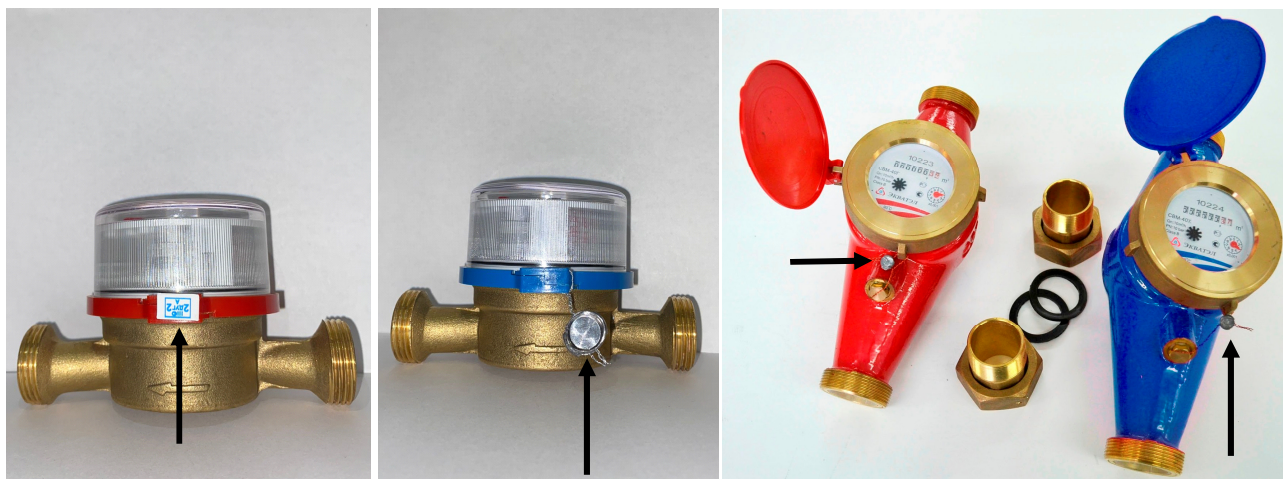


Рисунок 3 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки счетчиков воды крыльчатых СВ

Заводской номер счетчиков воды крыльчатых СВ исполнения СВК, состоящий из десяти арабских цифр, и счетчиков воды крыльчатых СВ исполнения СВМ, состоящий из пяти арабских цифр, наносится на лицевую часть счетного устройства методом лазерной печати. Знак утверждения типа наносится на лицевую часть счетного устройства методом лазерной печати. Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера счетчиков воды крыльчатых СВ

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

[illegible]

Таблица 2 – Основные технические характеристики

[illegible]

Наименование характеристики	Значение характеристики							
	исполнение СВК		исполнение СВМ					
Номинальный диаметр	DN15	DN20	DN15	DN20	DN25	DN32	DN40	DN50
Диапазон рабочих температур воды, °С – для счетчиков холодной воды – для счетчиков холодной и горячей воды	от +5 до +40 от +5 до +90							
Габаритные размеры, мм, не более: – длина – ширина – высота	110 60 55	130 60 55	160 80 100	190 85 110	260 85 110	260 85 110	260 85 110	300 110 115
Масса, кг, не более	0,3	0,4	1,1	1,3	1,95	2,0	4,2	4,2
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность окружающей среды при температуре 35°C, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +50 80 от 84 до 106,7							
Средний срок службы, лет	12							
Средняя наработка на отказ, ч	100000							

Знак утверждения типа

наносится на лицевую часть счетного механизма счетчиков воды крыльчатых СВ методом лазерной печати и в верхний левый угол титульных листов руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность счетчиков воды крыльчатых СВ

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик воды крыльчатый	СВ	1 шт. (исполнение по заказу)
Руководство по эксплуатации (поставляется по заказу)	СВКЭ.00.000.001 РЭ	1 экз.
Паспорт	СВКЭ.00.000.001 ПС	1 экз.
Монтажный комплект (поставляется по заказу)	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.4 «Устройство и принцип работы» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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»;
ТУ 4213-030-13031976-2022 Счетчики воды крыльчатые СВ. Технические условия.

Правообладатель

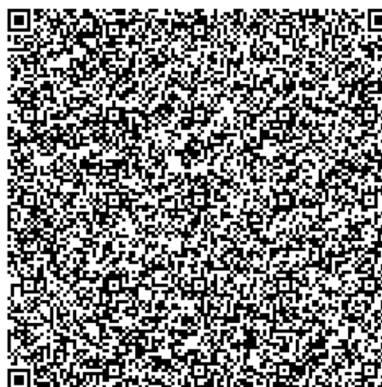
Общество с ограниченной ответственностью «Торговый дом «Экватэл»
(ООО «ТД «Экватэл»)
ИНН 1650251701
Адрес: 423821, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, бульвар Цветочный,
д. 17 Г, пом. 1
Телефон: (8552) 779-145, 442-818, 779-201
Web-сайт: www.ecwatel.ru
E-mail: ecwatel@mail.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Торговый дом «Экватэл»
(ООО «ТД «Экватэл»)
ИНН 1650251701
Адрес: 423821, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, бульвар Цветочный,
д. 17 Г, пом. 1
Телефон: (8552) 779-145, 442-818, 779-201
Web-сайт: www.ecwatel.ru
E-mail: ecwatel@mail.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)
Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, пом. VII, комн. 6
Телефон: +7 (495) 481-33-80
E-mail: info@prommashtest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3150

Регистрационный № 87629-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная ММС-250

Назначение средства измерений

Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная ММС-250 (далее – ТПУ) предназначена для измерений, воспроизведения, хранения и передачи единицы объема и объемного расхода измеряемой среды (жидкости) в потоке при поверке и контроле метрологических характеристик преобразователей объемного расхода (далее – ПОР), входящих в состав системы измерений количества и показателей качества нефти ООО «Компания Полярное Сияние», заводской № 803 (далее – СИКН).

ТПУ применяется в качестве рабочего эталона 1-го разряда в соответствии с приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 256 от 07 февраля 2018 г. «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».

Описание средства измерений

Принцип действия ТПУ основан на повторяющемся вытеснении шаровым поршнем известного объема измеряемой среды из измерительного участка ТПУ, который ограничен детекторами положения шарового поршня. Шаровой поршень совершает поступательное движение под действием потока измеряемой среды, проходящей через измерительный участок ТПУ.

ТПУ состоит из следующих основных частей, смонтированных на стальной сварной раме: корпуса с измерительным и разгонными участками, шарового поршня, камер приема и пуска шарового поршня, двух детекторов положения шарового поршня (далее – детекторы), четырехходового переключающего крана с электроприводом, средств измерений давления и температуры. Корпус ТПУ с измерительным и разгонными участками имеет теплоизоляционный кожух, ТПУ расположено в отапливаемом помещении.

В составе ТПУ применяются следующие средства измерений температуры и давления утвержденных типов:

- термопреобразователи сопротивления платиновые 65, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №) 22257-05, в комплекте с преобразователями измерительными 644, 3144Р, 3244MV регистрационный № 14683-04, обеспечивающие измерения температуры измеряемой среды с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С;

- преобразователи давления измерительные 3051S, регистрационный № 24116-08.

Конструкцией ТПУ предусмотрены места для установки показывающих средств измерений температуры и давления утвержденных типов.

Единичный экземпляр установки поверочной трубопоршневой двунаправленной ММС-250 имеет заводской № 104-046.

При работе ТПУ и ПОР подключают последовательно. Через технологическую схему с ТПУ и ПОР устанавливают необходимое значение объемного расхода измеряемой среды. Поток измеряемой среды, проходящей через ТПУ, перемещает шаровой поршень по измерительному участку ТПУ. При воздействии шарового поршня на толкатели детекторов происходит их срабатывание и генерирование электрических сигналов, определяющих начало и окончание измерения и поступающих в систему обработки информации СИКН (измерительно-вычислительный контроллер). Изменение направления потока измеряемой среды через ТПУ осуществляется четырехходовым переключающим краном.

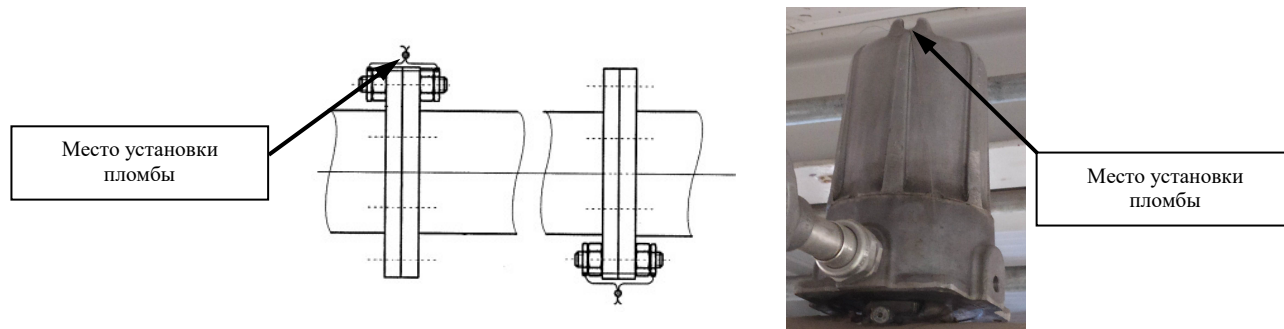
При поверке и контроле метрологических характеристик ПОР, входящих в состав СИКН, определяется соответствие числа импульсов, генерируемых ПОР, величине вытесненного из измерительного участка ТПУ объема измеряемой среды. Срабатывание детекторов ТПУ приводит к запуску и остановке счетчика импульсов системы обработки информации СИКН. При этом в системе обработки информации СИКН производится отсчет импульсов, генерируемых ПОР. Через известные значения вместимости (объема) измерительного участка ТПУ и количества импульсов ПОР определяется коэффициент преобразования ПОР.

Общий вид ТПУ представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид ТПУ

Для исключения возможности несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут повлиять на результат измерений, конструкцией ТПУ предусмотрены места установки пломб. Установка пломб осуществляется нанесением знака поверки методом давления на свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек на фланцевых соединениях измерительного участка ТПУ и в корпусах детекторов. Места установки пломб указаны на рисунке 2.



Фланцы измерительного участка
ТПУ

Детекторы
QS 051 и QS 052

Рисунок 2 – Места установки пломб для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства

Заводской номер ТПУ нанесен металлографическим методом на маркировочную табличку, закрепленной на крышке ТПУ.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики ТПУ приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость (объем) измерительного участка, м ³	0,4104
Диапазон измерений (воспроизведения) объемного расхода измеряемой среды (жидкости), м ³ /ч	от 20 до 250
Пределы допускаемой относительной погрешности (доверительные границы суммарной погрешности) при измерениях (воспроизведении) объемного расхода и объема измеряемой среды (жидкости) в диапазоне измерений (воспроизведения) объемного расхода, %	±0,05

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Нефть, вода
Параметры измеряемой среды: - верхний предел диапазона избыточного давления измеряемой среды, МПа, не более - температура измеряемой среды, °С - вязкость кинематическая измеряемой среды, мм ² /с (сСт) - плотность измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	2,2 от +20 до +80 от 3 до 20 от 764 до 892
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С	от +5 до +40
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное 220±22, однофазное 50±1
Габаритные размеры ТПУ, мм, не более: - длина - ширина - высота	8000 3150 1770
Вариант исполнения ТПУ	Стационарный

Знак утверждения типа наносится

в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации ТПУ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, заводской № 104-046	ММС-250	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.
Комплект приспособлений для обслуживания шарового поршня	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 руководства по эксплуатации ТПУ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «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 погрешностью «Компания Полярное Сияние»
(ООО «Компания Полярное Сияние»)

ИНН 8300120014

Адрес: 141201, Московская область, г.о. Пушкинский, г Пушкино, ш Кудринское, д. 6

Телефон: +7 (8182) 65-78-80

Изготовитель

Фирма «Maintenance Mechanical Corporation», США

Адрес: PO Box 1729, Houston, Texas, 77251

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

Юридический адрес: 190005, Российская Федерация, г. Санкт-Петербург, Московский
пр-т, д. 19

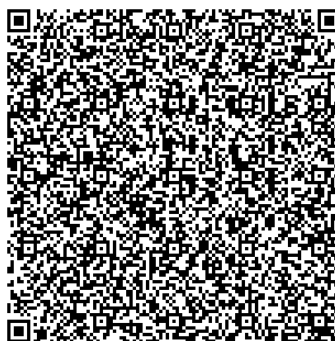
Телефон: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

ИНН 7809022120

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-8

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-8 предназначен для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной горизонтальный цилиндрический номинальной вместимостью 8 м³.

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-8 представляет собой горизонтальный стальной сосуд цилиндрической формы подземного исполнения с плоскими днищами, оборудованный люками и приемно-раздаточными патрубками для заполнения и опорожнения резервуара.

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-8 расположен на территории площадки СИКН № 1263 МРУ «Транснефть – Дружба», 308009, Белгородская область, г. Белгород, ул. К. Заслонова, д. 82.

Заводской номер 1 резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-8 нанесен печатным способом в паспорт и аэрографическим способом на металлическую табличку, расположенную на люке резервуара.

Эскиз резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-8 представлен на рисунке 1.

Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-8 представлена на рисунке 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

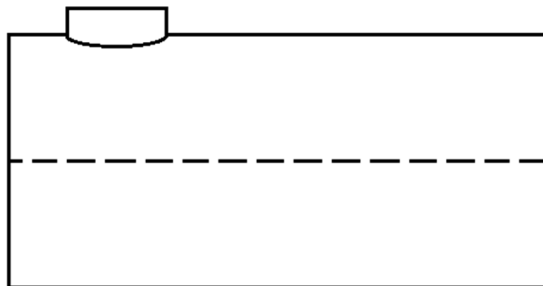


Рисунок 1 – Эскиз резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-8



Рисунок 2 – Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-8, заводской номер 1

Пломбирование резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-8 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	8
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	30
Вероятность безотказной работы	0,95

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-8	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 4 паспорта.

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».

Правообладатель

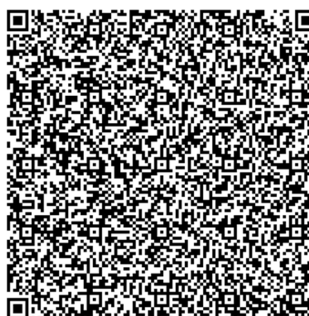
Мичуринское районное управление Акционерного общества «Транснефть – Дружба»
(МРУ АО «Транснефть – Дружба»)
ИНН 3235002178
Адрес: 393760, Тамбовская обл., г. Мичуринск, ул. Марата, д. 162 «Б»
Юридический адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113
Телефон/факс: +7 (47545) 5-35-45
Web-сайт: www.druzhba.transneft.ru
E-mail: office@brn.transneft.ru

Изготовитель

Мичуринское районное управление Акционерного общества «Транснефть – Дружба»
(МРУ АО «Транснефть – Дружба»)
ИНН 3235002178
Адрес: 393760, Тамбовская обл., г. Мичуринск, ул. Марата, д. 162 «Б»
Юридический адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113
Телефон/факс: +7 (47545) 5-35-45
Web-сайт: www.druzhba.transneft.ru
E-mail: office@brn.transneft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Липецкой области»
(ФБУ «Липецкий ЦСМ»)
Адрес: 398017, г. Липецк, ул. И.Г. Гришина, д. 9а
Телефон: +7 (4742) 56-74-44
Web-сайт: www.lcsm.ru
E-mail: lcsm@lcsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311563.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3150

Регистрационный № 87631-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-20 (17+3)

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-20 (17+3) предназначены для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные горизонтальные цилиндрические номинальной вместимостью 20 (17+3) м³. Резервуары имеют внутреннюю перегородку, которая делит их на две секции.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-20 (17+3) представляют собой горизонтальные стальные сосуды цилиндрической формы надземного исполнения с плоскими днищами, оборудованные люками и приемно-раздаточными патрубками для заполнения и опорожнения резервуаров.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-20 (17+3) расположены на территории ЛПДС «Становая-1» МРУ АО «Транснефть – Дружба», 399710, Липецкая область, Становлянский район, п. Дружба.

Заводские номера 286, 287 резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС нанесены печатным способом в паспорт и аэрографическим способом на металлическую табличку, расположенную на люке резервуара.

Фотография общего вида резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-20 (17+3) представлена на рисунке 1.

Фотографии горловин и заводских номеров резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-20 (17+3) представлены на рисунках 2-5.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Фотография общего вида резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-20 (17+3)



Рисунок 2 – Фотография горловины и заводского номера 1 секции резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-20 (17+3), заводской номер 286



Рисунок 3 – Фотография горловины и заводского номера 2 секции резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-20 (17+3), заводской номер 286



Рисунок 4 – Фотография горловины и заводского номера 1 секции резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-20 (17+3), заводской номер 287

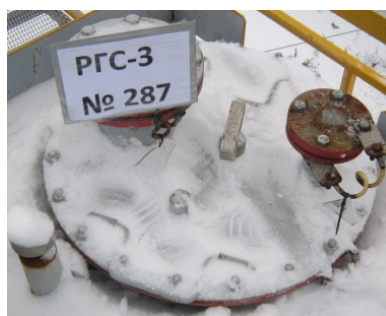


Рисунок 5 – Фотография горловины и заводского номера 2 секции резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-20 (17+3), заводской номер 287

Пломбирование резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	1 секция – 17 2 секция – 3
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	30
Вероятность безотказной работы	0,95

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-20 (17+3)	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 4 паспорта.

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».

Правообладатель

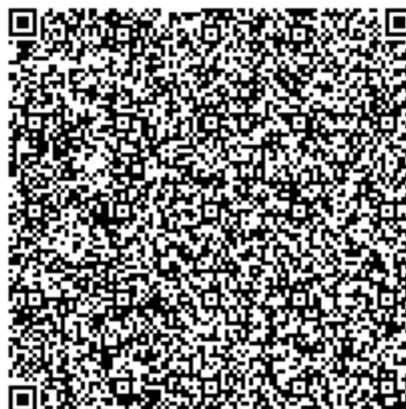
Мичуринское районное управление Акционерного общества «Транснефть – Дружба»
(МРУ АО «Транснефть – Дружба»)
ИНН 3235002178
Адрес: 393760, Тамбовская обл., г. Мичуринск, ул. Марата, д. 162 «Б»
Юридический адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113
Телефон/факс: +7 (47545) 5-35-45
Web-сайт: www.druzhba.transneft.ru
E-mail: office@brn.transneft.ru

Изготовитель

Мичуринское районное управление Акционерного общества «Транснефть – Дружба»
(МРУ АО «Транснефть – Дружба»)
ИНН 3235002178
Адрес: 393760, Тамбовская обл., г. Мичуринск, ул. Марата, д. 162 «Б»
Юридический адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113
Телефон/факс: +7 (47545) 5-35-45
Web-сайт: www.druzhba.transneft.ru
E-mail: office@brn.transneft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Липецкой области»
(ФБУ «Липецкий ЦСМ»)
Адрес: 398017, г. Липецк, ул. И.Г. Гришина, д. 9а
Телефон: +7 (4742) 56-74-44
Web-сайт: www.lcsm.ru
E-mail: lcsm@lcsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311563.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-5

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-5 предназначены для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные горизонтальные цилиндрические номинальной вместимостью 5 м³.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-5 представляют собой горизонтальные стальные сосуды цилиндрической формы подземного исполнения со сферическими и коническими днищами, оборудованные люками и приемно-раздаточными патрубками для заполнения и опорожнения резервуаров.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-5 расположены на территории 771 км МНПП «Куйбышев – Брянск», земельный участок с кадастровым номером 48:13:1520201:643; 753 км МНПП «Куйбышев – Брянск», земельный участок с кадастровым номером 48:05:0890604:32; 757 км МНПП «Куйбышев – Брянск», земельный участок с кадастровым номером 48:05:0840201:21.

Заводские номера 23, 25, 26 резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-5 нанесены печатным способом в паспорт и аэрографическим способом на металлическую табличку, расположенную на люке резервуара.

Эскизы резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-5 представлены на рисунках 1-2.

Фотографии горловин и заводских номеров резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-5 представлены на рисунках 3-5.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

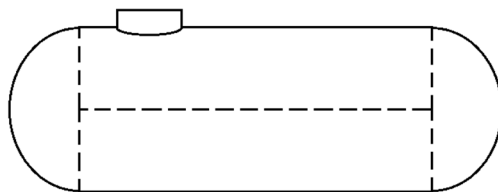


Рисунок 1 – Эскиз резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-5, заводской номер 23

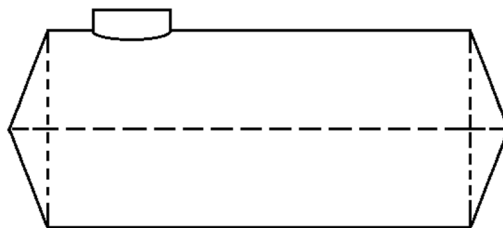


Рисунок 2 – Эскиз резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-5, заводские номера 25, 26



Рисунок 3 – Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-5, заводской номер 23



Рисунок 4 – Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-5, заводской номер 25



Рисунок 5 – Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-5, заводской номер 26

Пломбирование резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-5 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	30
Вероятность безотказной работы	0,95

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-5	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 4 паспорта.

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».

Правообладатель

Мичуринское районное управление Акционерного общества «Транснефть – Дружба»
(МРУ АО «Транснефть – Дружба»)
ИНН 3235002178
Адрес: 393760, Тамбовская обл., г. Мичуринск, ул. Марата, д. 162 «Б»
Юридический адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113
Телефон/факс: +7 (47545) 5-35-45
Web-сайт: www.druzhba.transneft.ru
E-mail: office@brn.transneft.ru

Изготовитель

Мичуринское районное управление Акционерного общества «Транснефть – Дружба»
(МРУ АО «Транснефть – Дружба»)
ИНН 3235002178
Адрес: 393760, Тамбовская обл., г. Мичуринск, ул. Марата, д. 162 «Б»
Юридический адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113
Телефон/факс: +7 (47545) 5-35-45
Web-сайт: www.druzhba.transneft.ru
E-mail: office@brn.transneft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Липецкой области»
(ФБУ «Липецкий ЦСМ»)
Адрес: 398017, г. Липецк, ул. И.Г. Гришина, д. 9а
Телефон: +7 (4742) 56-74-44
Web-сайт: www.lcsm.ru
E-mail: lcsm@lcsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311563.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3150

Регистрационный № 87633-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-10

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-10 (далее – резервуар) предназначен для измерений объема (вместимости) при приеме, хранении и отпуске нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-10 представляет собой стальную горизонтальную цилиндрическую емкость с плоскими днищами. Расположение резервуара – подземное.

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтепродуктом до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенным в градуировочной таблице резервуара.

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-10 (заводской номер 138) расположен в Томской области по адресу: ЦППН-7 СИКН № 571 ПСП «Медведево».

Эскиз общего вида резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-10 представлен на рисунке 1.

Общий вид горловины и замерного люка резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-10 приведен на рисунке 2.

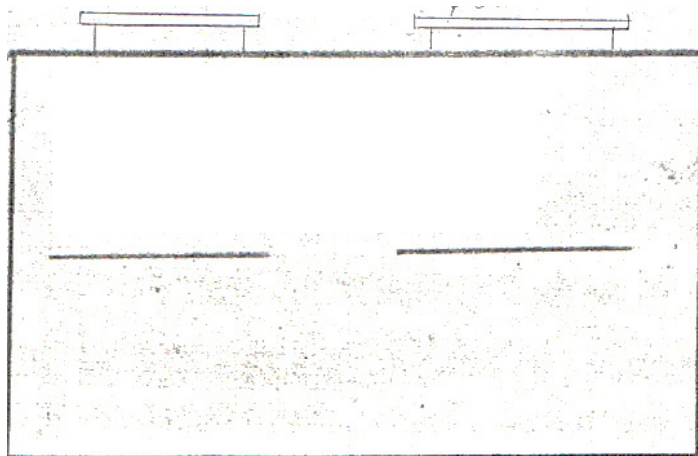


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-10



Рисунок 2 – Общий вид горловины и замерного люка резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-10

Пломбирование резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-10 не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и в градуировочную таблицу.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из трех арабских цифр, нанесен в паспорт на резервуар типографическим способом и на маркировочную табличку ударным способом.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	10
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении вместимости резервуара геометрическим методом с применением геодезического прибора – тахеометра электронного, %	±0,5

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара печатным методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность резервуара

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-10	1 шт.
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-10.Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в паспорте (раздел 17 «Заметки по эксплуатации»).

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару стальному горизонтальному цилиндрическому РГС-10

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».

Правообладатель

Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании
(АО «Томскнефть» ВНК)

ИНН: 7022000310

Адрес: Россия, 636780, Томская область, г. Стрежевой, ул. Буровиков, д. 23

Изготовитель

Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании
(АО «Томскнефть» ВНК)

ИНН: 7022000310

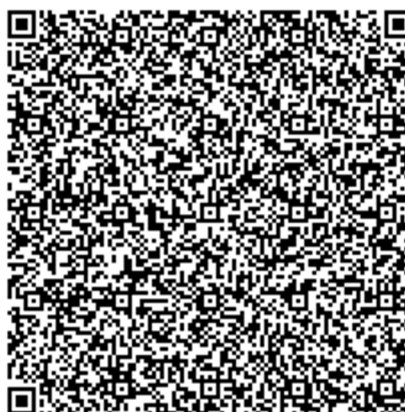
Адрес: Россия, 636780, Томская область, г. Стрежевой, ул. Буровиков, д. 23

Испытательный центр

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

Адрес: Россия, 634012, Томская область, г. Томск, ул. Косарева, д.17а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30113-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3150

Регистрационный № 87634-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе УПН «Эхаби»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе УПН «Эхаби» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированных измерений массы и параметров нефти сырой на выходе с лицензионного участка УПСВ «Эхаби», направляемой на ЦППН «Тунгор».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с применением счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы с преобразователей счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКНС и эксплуатационными документами на ее компоненты.

В состав СИКНС входят технологическая часть, система обработки информации и система электроснабжения. В состав технологической части входят блок фильтров, блок измерительных линий, блок измерений параметров нефти сырой, узел подключения передвижной поверочной установки (далее – ПУ), узел регулирования расхода.

В составе СИКНС применены следующие средства измерений утвержденных типов:

- расходомеры массовые Promass (модификация Promass 300) (далее – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег.) № 68358-17;
- датчики температуры Rosemount 3144P, рег. № 63889-16;
- датчики давления «Метран-150», рег. № 32854-13;
- влагомер сырой нефти ВСН-ПИК-Т, рег. № 59365-14;
- комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК), рег. № 52866-13;
- термометры и манометры для местной индикации и контроля температуры и давления.

Вспомогательные устройства и технические средства:

- автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора.
- пробоотборник нефти автоматический с возможностью ручного отбора;
- фильтры сетчатые с быстросъемными крышками;
- запорная и регулирующая арматура с устройствами контроля протечек.

Общий вид СИКНС показан на рисунке 1.



Рисунок - 1 Общий вид СИКНС

Заводской номер СИКНС № 383 указан на фирменной табличке, установленной на входной двери снаружи блок-бокса СИКНС, методом лазерной гравировки, а также в эксплуатационной документации типографским способом. Формат нанесения заводского номера – числовой. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС. Место нанесения заводского номера показано на рисунке 2.



Рисунок -2 Место нанесения заводского номера

Пломбирование СИКНС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНС (ИВК, АРМ оператора) обеспечивает реализацию функций СИКНС. Метрологические характеристики СИКНС нормированы с учетом влияния ПО.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Уровень защиты ПО СИКНС «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК (основной и резервный)	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	ОЗНА-Flow
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	3.3
Цифровой идентификатор ПО	4069091340	8E093555

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКНС, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти, т/ч	от 30 до 60
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти сырой, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой: - при измерении объемного влагосодержания в диапазоне от 0,2 до 2,5 % с применением поточного влагомера, % - при определении массовой доли воды в диапазоне от 0 до 3 % в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477, %	±0,35 ±0,36

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	сырая нефть
Диапазон температуры, °С	от +1 до +25
Диапазон давления нефти, МПа	от 2,3 до 2,6
Плотность сырой нефти, кг/м ³ - при минимальной в течении года температуре - при максимальной в течении года температуре	от 900 до 907 от 845 до 899
Кинематическая вязкость при +20 °С, мм ² /с (сСт)	от 3,0 до 15,0

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Массовая доля воды, %, не более	3,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля хлористых солей, мг/дм ³	от 3,2 до 7,6
Плотность пластовой воды при +20 °С, кг/м ³	от 1005 до 1015
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	от 0,763 до 0,812
Содержание растворенного газа в сырой нефти, м ³ /м ³ , не более	1,0
Режим работы СИКНС	периодический
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Климатические условия эксплуатации системы: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха, %, не более – атмосферное давление, кПа, не более	от -38 до +39 95 101,3
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе УПН «Эхаби»		1
Руководство по эксплуатации	ОИ 383.00.00.00.000 РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на выходе УПН «Эхаби, аттестованной ФГУП «ВНИИР» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/5409-19 от 29.04.2019), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2019.35671.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «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

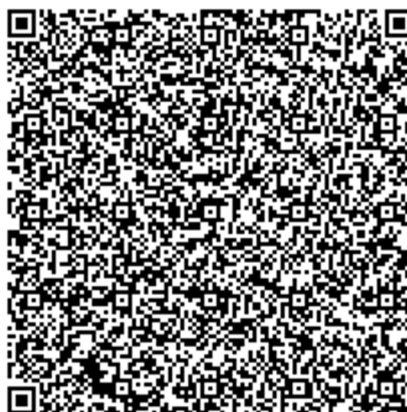
Общество с ограниченной ответственностью «ННК-Сахалинморнефтегаз»
(ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»)
ИНН 6501163102
Адрес: 693020, Сахалинская обл., г. Южно-Сахалинск, Хабаровская ул., д. 17

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)
ИНН 0278096217
Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, д. 205а, эт. 1, оф. 19
Телефон: (347) 292-79-10
Факс: (347) 292-79-15
E-mail: ozna-eng@ozna.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон: +7(843) 272-70-62
Факс: +7(843)272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3150

Регистрационный № 87635-22

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Венец

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Венец (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 многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 405. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Чебоксарская ГЭС - Венец с отпайкой на ПС Абашево	ТГФМ-220 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 500/5 рег.№ 52260-12	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 Ктн= 220000/√3/100/√3 рег.№ 14626-95	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ОРУ-110 кВ, яч. 11, ВЛ-110 кВ Заволжская Венец-участок Венец-Аликово	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 83422-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
3	ОРУ-110 кВ, яч. 3, ВЛ-110 кВ Венец-Канаш-Тяга I цепь с отпайками (ВЛ-110 кВ Шумерля-1)	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 83423-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
4	ОРУ-110 кВ, яч. 2, ВЛ-110 кВ Венец-Канаш-Тяга II цепь с отпайками (ВЛ-110 кВ Шумерля-2)	ТГФМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 83422-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
5	ОРУ-110 кВ, яч. 6, ВЛ-110 кВ Катраси-Венец участок Саланчаки-Венец	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 83422-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ОРУ-110 кВ, яч. 7, ВЛ-110 кВ Венец- Порецкая участок Венец-Алгаши	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 83423-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643- 07	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ОРУ-110 кВ, яч. 15, ВЛ-110 кВ Венец- Тяга-1	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 83423-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
8	ОРУ-110 кВ, яч. 16, ВЛ-110 кВ Венец- Тяга-2	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 83422-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
9	ОРУ-110 кВ, яч. 8, ПС Венец ОВ-110 кВ	ТВ-ЭК-110-М1 УХЛ2 кл.т. 0,2S Ктт=1000/5 рег.№ 56255-14	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 83423-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
10	ЗРУ-6 кВ, яч. 7, Л-6 КАФ	ТЛП-10-3 кл.т. 0,5S Ктт=1000/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн=6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
11	ЗРУ-6 кВ, яч. 17, Л-6 Город	ТЛП-10-3 кл.т. 0,5S Ктт=400/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн= 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ЗРУ-6 кВ, яч. 19, Л-6 Город-АБЗ, ГНС	ТЛП-10-2 кл.т. 0,5S Ктт=300/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн= 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
13	ЗРУ-6 кВ, яч. 21, Л-6 САМ	ТЛП-10-3 кл.т. 0,5S Ктт=600/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн= 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
14	ЗРУ-6 кВ, яч. 23, Л-6 Хлеб.з-д	ТЛП-10-2 кл.т. 0,5S Ктт=150/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн= 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
15	ЗРУ-6 кВ, яч. 25, Л-6 Город- нефтебаза	ТЛП-10-3 кл.т. 0,5S Ктт=600/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн= 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
16	ЗРУ-6 кВ, яч. 27, Л-6 Хим.з-д-Город	ТЛП-10-3 кл.т. 0,5S Ктт=600/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн= 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
17	ЗРУ-6 кВ, яч. 29, Л-6 ШЗСА	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S Ктт=600/5 рег.№ 51623-12	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн= 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	ЗРУ-6 кВ, яч. 31, Л-6 Очист. с-я- Город	ТПЛ-10с У3 кл.т. 0,5 Ктт=400/5 рег.№ 29390-10	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн= 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643- 07	СТВ-01 рег. № 49933-12
19	ЗРУ-6 кВ, яч. 35, Л-6 Масло з-д	ТПЛ-10-3 кл.т. 0,5S Ктт=400/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн= 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
20	ЗРУ-6 кВ, яч. 33, Л-6 Очист.с-я-Город	ТПЛ-10-3 кл.т. 0,5S Ктт=400/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн= 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
21	ЗРУ-6 кВ, яч. 6, Л-6 КАФ	ТПЛ-10-3 кл.т. 0,5S Ктт=1000/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн= 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
22	ЗРУ-6 кВ, яч. 18, Л-6 Город	ТПЛ-10-3 кл.т. 0,5S Ктт= 400/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн= 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
23	ЗРУ-6 кВ, яч. 20, Л-6 Город	ТПЛ-10-3 кл.т. 0,5S Ктт=400/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн= 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
24	ЗРУ-6 кВ, яч. 22, Л-6 САМ	ТЛП-10-3 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =600/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
25	ЗРУ-6 кВ, яч. 24, Л-6 Хлеб.з-д	ТЛП-10-2 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =150/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
26	ЗРУ-6 кВ, яч. 26, Л-6 Город	ТЛП-10-2 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =300/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
27	ЗРУ-6 кВ, яч. 28, Л-6 Ж.Д	ТЛП-10-2 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =200/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
28	ЗРУ-6 кВ, яч. 30, Л-6 Хим.з-д	ТЛП-10-3 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =600/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
29	ЗРУ-6 кВ, яч. 32, Л-6 Очист.с-я	ТЛП-10-3 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =600/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
30	ЗРУ-6 кВ, яч. 34, Л-6 Очист.с-я	ТЛП-10-3 кл.т. 0,5S Ктт=400/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн= 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
31	ЗРУ-6 кВ, яч. 36, Л-6 СУ-8	ТЛП-10-3 кл.т. 0,5S Ктт=600/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн= 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
32	ЗРУ-6 кВ, яч. 38, Л-6 АБЗ ДРСУ	ТЛП-10-2 кл.т. 0,5S Ктт=150/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн= 6000/100 рег.№ 2611-70	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
33	ЩСН-0,4 кВ, 1с., Л-0,4 кВ Дом	ТОП-0,66 кл.т. 0,2S Ктт=100/5 рег.№ 47959-11	-	ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 22422-07		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, 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 электроэнергии 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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 9, 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
10 – 16, 19 – 32 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
33 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН-)	1,0	1,4	0,7	0,6	0,6
	0,8	1,5	0,9	0,7	0,7
	0,5	2,0	1,4	0,9	0,9
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 9, 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	2,0	1,6	1,6
	0,5	1,7	1,5	1,3	1,3
10 – 16, 19 – 32 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,5	1,9	1,5	1,5
18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	3,0	1,8	1,5
33 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН-)	0,8	2,0	1,7	1,2	1,2
	0,5	1,5	1,3	1,1	1,1

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 9, 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
10 – 16, 19 – 32 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
33 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН-)	1,0	1,8	1,4	1,4	1,4
	0,8	1,9	1,6	1,5	1,5
	0,5	2,4	2,0	1,7	1,7
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 9, 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	3,8	3,7	3,5	3,5
	0,5	3,4	3,3	3,3	3,3
10 – 16, 19 – 32 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,2	3,7	3,7
	0,5	3,9	3,5	3,4	3,4
18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,5	4,0	3,7
	0,5	-	4,2	3,5	3,4
33 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН-)	0,8	3,7	3,5	3,3	3,3
	0,5	3,3	3,3	3,2	3,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц	от 90 до 110 от 1(2) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4
диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ZMD: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее УССВ ИВК комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	35000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;

- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТГФМ-220 УХЛ1*	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110 УХЛ1*	21
Трансформатор тока	ТВ-ЭК-110-М1 УХЛ2	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	42
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ZMD	33
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.007.405. ФО	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 ЕНЭС ПС 220 кВ Венец, аттестованной ФГБУ «ВНИИМС», регистрационный номер № RA.RU.311787 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

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

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-90-01

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-90-01

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

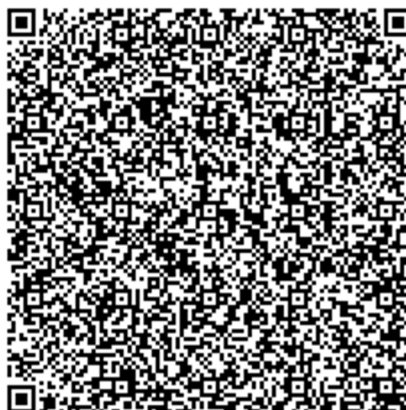
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3150

Регистрационный № 87636-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Хопер

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Хопер (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 многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более, чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более, чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 409. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ= 600/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Самойловка	SB 0,8 кл.т. 0,2S КТТ= 600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
3	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Перемычка-1	SB 0,8 кл.т. 0,2S КТТ= 600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
4	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Компрессорная-2	SB 0,8 кл.т. 0,2S КТТ= 600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
5	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Компрессорная-1	SB 0,8 кл.т. 0,2S КТТ= 600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
6	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Хопер - Казачка (ВЛ-110 Соцземледелие)	SB 0,8 кл.т. 0,2S КТТ= 600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Хопер - Янтарная (ВЛ- 110 кВ Янтарная)	SB 0,8 кл.т. 0,2S Ктт= 600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422- 07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
8	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Хопер - Котоврас	SB 0,8 кл.т. 0,2S Ктт= 600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422- 07		
9	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Перемышка-2	ICTB-0,66 кл.т. 0,2S Ктт= 600/5 рег.№ 52792-13	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422- 07		
10	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Городская-1	SB 0,8 кл.т. 0,2S Ктт= 600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422- 07		
11	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Городская-2	SB 0,8 кл.т. 0,2S Ктт= 600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422- 07		
12	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Хопер - Хопер-2 тяговая	SB 0,8 кл.т. 0,2S Ктт= 600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422- 07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Хопер - Байчурово- тяговая с отпайкой на ПС Родничок	ІСТВ-0,66 кл.т. 0,2S Ктт= 600/5 рег.№ 52792-13	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422- 07	TK16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
14	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Хопер - Романовка	SB 0,8 кл.т. 0,2S Ктт= 600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422- 07		
15	КЛ-10 кВ ф.1006 (Л-1006 КЛ-10 Перемышка ЛРТ-1 с ПС Хопер-110)	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт= 1000/5 рег.№ 2473-69	ЗНОЛ-ЭК-10 М2Т кл.т. 0,2 Ктн= 10000/√3/100/√3 рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422- 07		
16	КЛ-10 кВ ф.1044 (Л-1044 КЛ-10 ТСН-1 ПС Хопер- 220 с ПС Хопер- 110)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 Ктт= 100/5 рег.№ 32139-11	ЗНОЛ-ЭК-10 М2Т кл.т. 0,2 Ктн= 10000/√3/100/√3 рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422- 07		
17	КЛ-10 кВ ф.1048 (Л-1048 КЛ-10 Перемышка ЛРТ-2 с ПС Хопер-110)	ТЛО-10 М1АС кл.т. 0,5S Ктт= 1000/5 рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 М2Т кл.т. 0,2 Ктн= 10000/√3/100/√3 рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422- 07		
18	КТП-10кВ Хоз.нужды	Т-0,66У3 кл.т. 0,5 Ктт= 300/5 рег.№ 6891-78	-	ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 22422- 07		
19	КЛ-0,4 кВ БМЗ	ТШП-0,66 кл.т. 0,5S Ктт= 200/5 рег.№ 47957-11	-	ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 22422- 07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
20	КЛ-0,4 кВ Узел связи	Т-0,66У3 кл.т. 0,5 Ктт= 200/5 рег.№ 71031-18	-	ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, 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 электроэнергии 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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-14 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
15-16 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
17 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
18, 20 (ТТ 0,5; ТН -; Сч 0,5S)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
19 (ТТ 0,5S; ТН -; Сч 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-14 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	2,1	1,8	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,4	1,2	1,2
15-16 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	-	4,5	2,4	1,9
	0,5	-	2,9	1,7	1,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
17 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	4,0	2,6	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,8	1,4	1,4
18, 20 (ТТ 0,5; ТН -; Сч 1,0)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,6	1,3
19 (ТТ 0,5S; ТН -; Сч 1,0)	0,8	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,4	1,7	1,3	1,3
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%}\leq I_{изм}<I_5\%$	$I_5\%\leq I_{изм}<I_{20\%}$	$I_{20\%}\leq I_{изм}<I_{100\%}$	$I_{100\%}\leq I_{изм}\leq I_{120\%}$
1-14 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,2	1,2
15-16 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,8	2,0
17 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
18, 20 (ТТ 0,5; ТН -; Сч 0,5S)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	2,0	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
19 (ТТ 0,5S; ТН -; Сч 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,2	2,3	2,3

Продолжение таблицы 3

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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-14 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	3,7	3,6	3,4	3,4
	0,5	3,4	3,3	3,2	3,2
15-16 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	-	5,5	3,9	3,6
	0,5	-	4,2	3,4	3,3
17 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	5,1	4,1	3,6	3,6
	0,5	3,8	3,5	3,3	3,3
18, 20 (ТТ 0,5; ТН -; Сч 1,0)	0,8	-	5,4	3,9	3,6
	0,5	-	4,0	3,4	3,3
19 (ТТ 0,5S; ТН -; Сч 1,0)	0,8	5,0	4,0	3,6	3,6
	0,5	3,8	3,4	3,3	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	- от 99 до 101 - от 1(5) до 120 0,87 - от 49,85 до 50,15 - от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	- от 90 до 110 - от 1(5) до 120 0,5 - от 49,6 до 50,4 - от -45 до +40 - от +10 до +30 - от +10 до +30 - от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ZMD: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - средняя наработка на отказ, ч, не менее УССВ ИВК комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	35000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110	3
Трансформатор тока	SB 0,8	33
Трансформатор тока	ICTB-0,66	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформатор тока	ТЛО-10 М1АС	3
Трансформатор тока	Т-0,66У3	6
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10 М2Т	6
Счетчик электрической энергии	ZMD	20
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.002. 409.ФО	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 ЕНЭС ПС 220 кВ Хопер, аттестованной ФГБУ «ВНИИМС», регистрационный номер № RA.RU.311787 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

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

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-90-01

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-90-01

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

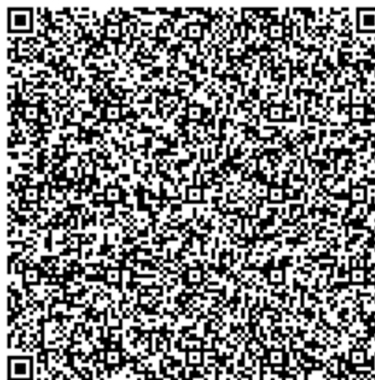
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3150

Регистрационный № 87637-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Возрождение

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Возрождение (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 многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более, чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более, чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 408. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Возрождение - Хвалынский	ТГМ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5S Ктт=200/5 рег.№ 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=35000/100 рег.№ 60002-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	В-35 кВ Т-2 (ВЛ-35 кВ Хвалынский)	ТВ-ЭК-35М3А кл.т. 0,5S Ктт=600/5 рег.№ 56255-14	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=35000/100 рег.№ 60002-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
3	ЗРУ 10 кВ, ВЛ-10 №4 (ВЛ-1004 с. Благодатное)	ТЛП-10-5 М1С кл.т. 0,5S Ктт=100/5 рег.№ 30709-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 Ктн=10000/√3/100/√3 рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
4	ЗРУ 10 кВ, ВЛ-10 №13 (ВЛ-1013 Рабочий пос.)	ТЛП-10-5 М1С кл.т. 0,5S Ктт=75/5 рег.№ 30709-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 Ктн=10000/√3/100/√3 рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
5	ЗРУ 10 кВ, ВЛ-10 №10 (ВЛ-1010 Лебежайка)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт=100/5 рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 Ктн=10000/√3/100/√3 рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
6	ЗРУ 10 кВ, ВЛ-10 №5 (ВЛ-1005 Ж/д)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт=150/5 рег.№ 32139-06	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 Ктн=10000/√3/100/√3 рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ЗРУ 10 кВ, ВЛ-10 №14 (ВЛ-1014 ИТР Ростелеком);	ТЛП-10-5 М1С кл.т. 0,5S Ктт=75/5 рег.№ 30709-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07	СТБ-01 рег. № 49933-12
8	ЗРУ 10 кВ, ВЛ-10 №3 (ВЛ-1003 п.Северный п.Новый)	ТЛП-10-5 М1С кл.т. 0,5S Ктт=75/5 рег.№ 30709-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
9	ЗРУ 10 кВ, КЛ-10 №2	ТЛП-10-5 М1С кл.т. 0,5S Ктт=150/5 рег.№ 30709-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
10	ЗРУ 10 кВ, КЛ-10 №1	ТЛП-10-5 М1С кл.т. 0,5S Ктт=150/5 рег.№ 30709-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
11	ЗРУ 10 кВ, ВЛ-10 №9 (ВЛ-1009 Ж/д)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт=150/5 рег.№ 32139-06	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
12	ЗРУ 10 кВ, ВЛ-10 №11, (ВЛ - 1011 Раб. пос.)	ТЛП-10-5 М1С кл.т. 0,5S Ктт=100/5 рег.№ 30709-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	ЗРУ 10 кВ, ВЛ-10 №12 (ВЛ - 1012 Ростелеком)	ТЛП-10-5 М1С кл.т. 0,5S К _{ТТ} =50/5 рег.№ 30709-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
14	ЗРУ 10 кВ, ВЛ-10 №15 (ВЛ-1015 пос. Северный)	ТЛП-10-5 М1С кл.т. 0,5S К _{ТТ} =75/5 рег.№ 30709-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
15	ЗРУ 10 кВ, КЛ-10 №7 (Ф.1007 плавка гололёда)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =1000/5 рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
16	T2	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =1500/5 рег.№ 32139-06	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
17	ОРУ 220 кВ, В 220 кВ Т3	ТОГФ-220 кл.т. 0,2S К _{ТТ} =150/5 рег.№ 61432-15	НДКМ-220 кл.т. 0,2 К _{ТН} =220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60542-15	A1802RALX Q-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	ОРУ 220 кВ, В 220 кВ Т2	ТОГФ-220 кл.т. 0,2S КТТ=150/5 рег.№ 61432-15	НДКМ-220 кл.т. 0,2 КТН=220000/√3/100/√3 рег.№ 60542-15	A1802RALX Q-P4GB-DW- 4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857- 11	TK16L.31 рег.№ 36643- 07	СТВ-01 рег. № 49933-12

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, 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 электроэнергии 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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-16 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
17-18 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-16 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	4,0	2,6	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,8	1,4	1,4
17-18 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-16 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
17-18 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,2	1,2

Продолжение таблицы 3

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			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100}$ %	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120}$ %
1-16 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	5,1	4,1	3,6	3,6
	0,5	3,8	3,5	3,3	3,2
17-18 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	2,3	1,9	1,7	1,7
	0,5	1,9	1,6	1,5	1,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ZMD: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - средняя наработка на отказ, ч, не менее УССВ ИВК комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	35000 72 120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТГМ-35 УХЛ1	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК-35М3А	3
Трансформатор тока	ТЛП-10-5 М1С	27
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	9
Трансформатор тока	ТОГФ-220	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	6
Трансформатор напряжения	НДКМ-220	3
Счетчик электрической энергии	ZMD	16
Счетчик электрической энергии	Альфа А1800	2
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.002.4 08.ФО	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 ЕНЭС ПС 220 кВ Возрождение, аттестованной ФГБУ «ВНИИМС», регистрационный номер № RA.RU.311787 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

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

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-90-01

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-90-01

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

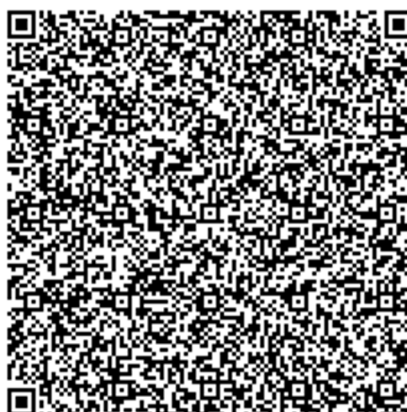
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3150

Регистрационный № 87653-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-2) на факел низкого давления (ФНД)

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-2) на факел низкого давления (ФНД) (далее – СИКГ) предназначена для измерения в автоматизированном режиме объемного расхода и объема свободного нефтяного газа (далее – газ), приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63.

Описание средства измерений

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, скомплектованной из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией. Заводской номер СИКГ 616.

Измерения объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, выполняют косвенным методом динамических измерений, основанным на измерении объемного расхода и объема газа при рабочих условиях и их приведении к стандартным условиям с помощью средства обработки результатов измерений (далее – СОИ).

Для приведения объемного расхода и объема газа к стандартным условиям, используют значения объемного расхода газа при рабочих условиях, температуры, абсолютного давления и коэффициента сжимаемости газа. Коэффициент сжимаемости рассчитывают в соответствии с ГСССД МР 113–03 «Методика ГСССД. Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа».

В состав СИКГ входят:

- Технологическая часть;
- СОИ.

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКГ и участвующие в измерении объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – СИ, входящие в состав СИКГ

Наименование	Количество, шт.	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Блок измерительных трубопроводов		
Расходомер газа ультразвуковой FGM 160	1	72610-18
Преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP51	1	71892-18
Датчик температуры ТСПТ	1	75208-19
СОИ		
Вычислитель УВП-280	1	53503-13

Основные функции СИКГ:

В автоматическом режиме выполняются следующие функции:

- автоматическое определение расхода и количества свободного нефтяного газа в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям, формирование и хранение отчетов результатов измерений за отдельные периоды (час, сутки, месяц, год);
- визуальное представление информации о значениях измеряемых параметров и состоянии СИ;
- передача на верхний уровень и, при необходимости, потребителю газа отчетов о расходе и количестве газа;
- дистанционное измерение значений давления и температуры в измерительной линии (далее – ИЛ).

В ручном режиме выполняются следующие функции:

- местное измерение значений давления и температуры в ИЛ;
- отбор пробы газа;
- пломбирование запорной арматуры, открытие которой приводит к изменению результатов измерений;

Пломбирование СИКГ не предусмотрено. Нанесение знака поверки на СИКГ невозможно. СИКГ имеет табличку, на которую нанесен заводской номер.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ базируется на ПО вычислителя УВП-280 (далее – вычислитель). ПО СИКГ защищено от несанкционированного доступа.

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Метрологические характеристики СИКГ нормированы с учетом влияния программного обеспечения. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО вычислителей УВП-280
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.13
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	4DF582B6

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики представлены в таблице 3, основные технические характеристики представлены в таблице 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенный к стандартным условиям, м ³ /ч	от 19,36 до 5256,77
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, %	± 5,0

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Свободный нефтяной газ
Диапазон температуры газа, °С	от 0 до +50
Диапазон рабочего давления газа (избыточного), МПа	от 0,005 до 0,0354
Скорость потока газа в трубопроводе, м/с	от 0,12 до 48,83
Пульсация расхода	отсутствует
Компонентный состав газа, % мол.	
СО ₂ (двуокись углерода)	от 0,0193 до 0,0655
N ₂ (азот)	от 0,0302 до 0,5588
СН ₄ (метан)	от 6,0707 до 50,0288
С ₂ Н ₆ (этан)	от 13,6475 до 30,3709
С ₃ Н ₈ (пропан)	от 15,6076 до 37,8224
и-С ₄ Н ₁₀ (изо-бутан)	от 2,3427 до 9,3375
н-С ₄ Н ₁₀ (н-бутан)	от 4,2503 до 19,2135
и-С ₅ Н ₁₂ (изо-пентан)	от 1,0066 до 5,8984
н-С ₅ Н ₁₂ (н-пентан)	от 1,0307 до 6,3173
С ₆ Н ₁₄ (сумма гексанов)	от 0,1929 до 1,3050
Н ₂ О (вода)	от 1,5533 до 10,4543
Режим работы СИКГ	непрерывный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±1
Климатические условия эксплуатации системы:	
– температура окружающего воздуха, °С	от -60 до +36
– относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	95
– атмосферное давление, кПа, не более	101,3
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ представлена в таблице 5

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-2) на факел низкого давления (ФНД)	–	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ОИ 616.00.00.00.000 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа системой измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-2) на факел низкого давления (ФНД)»
Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/23013-21.
Номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2021.39777.

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».

Правообладатель

Акционерное общество «Верхнечонскнефтегаз» (АО «ВЧНГ»)
ИНН 3808079367
Адрес: 664025, г. Иркутск, пр. Большой Литейный, д. 3
Тел.: 8 (3952) 289-920, 289-921, факс: 8 (3952) 289-922
Электронная почта: vcng@rosneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)
ИНН 0278096217
Юридический адрес: 450071, г. Уфа, ул. Менделеева, 205а, этаж 1, офис 19
Адрес места осуществления деятельности: 450071, г. Уфа, ул. Менделеева, д. 205а, эт. 1, оф. 19
Тел.: 8 (347) 292-79-10, факс: 8 (347) 292-79-15
Электронная почта: ozna-eng@ozna.ru

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»)

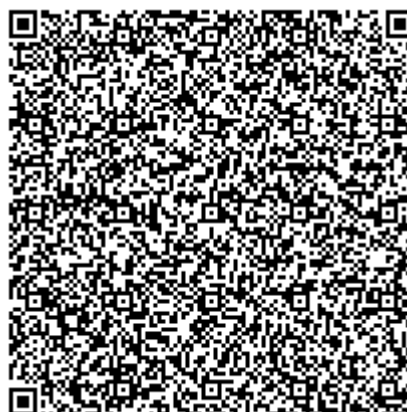
Юридический адрес: 190005, Россия, Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19

Фактический адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7А.

Тел. (843) 272-70-62. Факс (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3150

Регистрационный № 87654-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров топливного газа на газотурбинной электростанции Ванкорского месторождения АО «Ванкорнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров топливного газа на газотурбинной электростанции Ванкорского месторождения АО «Ванкорнефть» (далее – СИКГ) предназначена для измерений объемного расхода (объема) топливного газа (далее – газ), приведенного к стандартным условиям (температура 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы сбора и обработки информации (далее – СОИ) с помощью вычислителей УВП-280 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 53503-13) модификации УВП-280А.01 (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих от преобразователей объемного расхода (объема), абсолютного давления и температуры. Компонентный состав газа определяется автоматически с помощью комплекса хроматографического на базе хроматографов газовых промышленных модели 700ХА для автоматического определения состава газа горючего природного и попутного нефтяного газа и продуктов его переработки (регистрационный номер 62144-15) (далее – хроматограф) или в лаборатории в соответствии с ГОСТ 31371.7–2008. По результатам измерений объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях, абсолютного давления, температуры и компонентного состава газа ИВК автоматически приводит объемный расход (объем) газа к стандартным условиям. ИВК реализует метод расчета физических свойств газа по ГСССД МР 113–03.

Конструктивно СИКГ состоит из:

- блока измерительных линий (далее – БИЛ);
- СОИ;
- хроматографа.

БИЛ размещается в блок-боксе СИКГ. В состав БИЛ входят две измерительные линии (далее – ИЛ): рабочая (DN 200) и резервная (DN 200). Состав средств измерений (далее – СИ) на рабочей ИЛ и резервной ИЛ идентичен.

СИ, входящие в состав БИЛ:

- расходомеры вихревые Rosemount 8600D (регистрационный номер 50172-12);
- термопреобразователи универсальные ТПУ 0304 (регистрационный номер 50519-17), модификация ТПУ 0304/М2-Н;

– преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 (регистрационный номер 63044-16), модификация АИР-20/М2-Н.

В состав СОИ входят модули измерительные 9160 систем I.S.1, IS рас (регистрационный номер 63808-16) и ИВК.

Основные функции СИКГ:

- измерение объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях;
- измерение абсолютного давления, температуры и компонентного состава газа;
- вычисление объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям (температура 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа);
- вычисление физических свойств газа;
- регистрация, архивирование и хранение результатов измерений и вычислений;
- формирование и хранение отчетов об измеренных и вычисленных параметрах;
- защита системной информации от несанкционированного доступа;
- передача отчетов об измеренных и вычисленных параметрах на верхний уровень и потребителю газа.

Заводской номер СИКГ наносится на маркировочную табличку, расположенную на одной из опор ИЛ, и типографским способом на титульных листах паспорта и руководства по эксплуатации СИКГ. Пломбирование СИКГ не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ реализовано на базе встроенного ПО ИВК. ПО ИВК обеспечивает реализацию функций СИКГ.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу реализуется при помощи пломбируемой защитной планки на лицевой панели ИВК, многоуровневой системы паролей и путем отображения на информационном дисплее ИВК структуры идентификационных данных, содержащей номер версии и цифровой идентификатор.

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

Аппаратная защита обеспечивается опломбированием ИВК.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО вычислителей УВП-280
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.13
Цифровой идентификатор ПО	4DF582B6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC 32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям по отдельной ИЛ, м ³ /ч	от 4659,32 до 96752,30
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, %:	
– в диапазоне объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, от 4659,32 до 20000,00 м ³ /ч	±2,5
– в диапазоне объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, от 20000,0 до 96752,3 м ³ /ч	±2,0

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Объемный расход газа при рабочих условиях по отдельной ИЛ, м³/ч	от 235 до 2800
Избыточное давление газа, МПа	от 2 до 3
Температура газа, °С	от +5 до +45
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации: а) температура окружающего воздуха, °С: – в месте установки хроматографа и СИ, входящих в состав БИЛ – в месте установки СОИ б) относительная влажность (без конденсации влаги), % в) атмосферное давление, кПа	от +5 до +35 от +15 до +25 от 30 до 90 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров топливного газа на газотурбинной электростанции Ванкорского месторождения АО «Ванкорнефть», заводской № 0050	—	1 шт.
Паспорт	0050/21-391.00.00.000 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	0050/21-391.00.00.000 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем топливного газа. Методика измерений системой измерений количества и параметров топливного газа поступающего в ППТГ Ванкорского месторождения АО «Ванкорнефть», регистрационный номер ФР.1.29.2021.41666.

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»;

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Ванкор» (ООО «РН-Ванкор»)

ИНН 2465142996

Адрес: 660077, г. Красноярск, ул. 78-й Добровольческой бригады, д. 15

Изготовитель

Акционерное общество «Инженерно-производственная фирма
«Сибнефтеавтоматика» (АО «ИПФ «СибНА»)
ИНН 7203069360
Адрес: 625014, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Новаторов, д. 8

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50,
корп. 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.

