

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» июля 2022 г. №1676

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.	Осмометры	OSMOT ECH XT	C	86019-22	21020165B, 21050739C	Advanced Instruments LLC, США	Advanced Instruments LLC, США	OC	МП 037.Д4-21	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "СИНТЕСТ" (ООО "СИНТЕСТ"), г. Москва	ФГУП "ВНИИОФИ", г. Москва	08.11.2021
2.	Установка	ПК-912	E	86020-22	920004	Акционерное общество "ЛОМО" (АО "ЛОМО"), г. Санкт-Петербург	Акционерное общество "ЛОМО" (АО "ЛОМО"), г. Санкт-Петербург	OC	МП 60-233-2021	2 года	Акционерное общество "ЛОМО" (АО "ЛОМО"), г. Санкт-Петербург	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	24.03.2022
3.	Газоанализаторы кислорода	FCX-ML	C	86021-22	модификации FCX-ML05 зав. № 1811000101, модификации FCX-ML25 зав. № 2201000014, модификации FCX-ML95 зав. № 2201000126	Фирма "Angst+Pfister Sensors and Power AG", Швейцария	Фирма "Angst+Pfister Sensors and Power AG", Швейцария	OC	МП-453/03-2022	1 год	Акционерное общество "Грасис" (АО "Грасис"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	10.03.2022
4.	Резервуары	PBC-	E	86022-22	25059, 25060,	Акционерное	Акционерное	OC	РМГ 105-	5 лет	Общество с	ООО "Метро-	12.07.2021

	стальные вертикальные цилиндрические теплоизолированные	5000			25061, 25062, 25063, 25064	общество "АП Саратовский завод резервуарных конструкций" (АО "АП Саратовский завод резервуарных конструкций"), г. Саратов	общество "АП Саратовский завод резервуарных конструкций" (АО "АП РМК"), г. Саратов		2010		ограниченной ответственностью "Курганнефтепродукт" (ООО "Курганнефтепродукт"), г. Таганрог	логический центр", г. Ангарск	
5.	Анализаторы воды	TrueSense Analyze for Boiler	C	86023-22	модификация TrueSense Analyze for Boiler PO4, зав. № 19115105; модификация TrueSense Analyze for Boiler MoO4, зав. № 19115109	Фирма SUEZ WTS USA, Inc, США; Производственная площадка: Фирма Chemitec s.r.l., Италия	Фирма SUEZ WTS USA, Inc, США	ОС	МП-2450-0016-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "СUEЗ Уотер Технолоджис энд Солюшенз Рус" (ООО "СUEЗ Уотер Технолоджис энд Солюшенз Рус"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМ им. Д. И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	12.04.2022
6.	Газоанализаторы	АНКАТ-64М3.2	C	86024-22	АНКАТ-64М3.2-22 зав. № 210001, АНКАТ-64М3.2-22-У зав. № 210002, АНКАТ-64М3.2-22-У зав. № 210003, АНКАТ-64М3.2-23 зав. № 210004, АНКАТ-64М3.2-23 зав. № 210005, АНКАТ-64М3.2-24 зав. № 210006, АНКАТ-64М3.2-27 зав. № 210007, АНКАТ-64М3.2-33-УР зав. № 210008	Федеральное государственное унитарное предприятие "Смоленское производственное объединение "Аналитприбор" (ФГУП "СПО "Аналитприбор"), г. Смоленск	Федеральное государственное унитарное предприятие "Смоленское производственное объединение "Аналитприбор" (ФГУП "СПО "Аналитприбор"), г. Смоленск	ОС	МП-230/11-2020	1 год	Федеральное государственное унитарное предприятие "Смоленское производственное объединение "Аналитприбор" (ФГУП "СПО "Аналитприбор"), г. Смоленск	ООО "ПРОММАШТЕСТ", г. Москва	15.04.2022
7.	Анализаторы пыли	HORIBA APDA-372	C	86025-22	Модификация HORIBA APDA-372 зав. №5883,	Компания "HORIBA Europe GmbH",	Компания "HORIBA Europe GmbH",	ОС	МП-640-008-21	1 год	Общество с ограниченной ответственностью	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская	17.01.2022

					модификация HORIBA APDA- 372E зав. №6975	Германия	Германия				стью "ХОРИ- БА" (ООО "ХОРИБА"), г. Москва	обл., г.Солнечногор ск, р.п. Мен- делеево	
8.	Счетчики частиц в жидкости	Abakus mobil fluid touch	E	86026-22	AMF-20967, AMF- 20653, AMF-21118, AMF-21119	Компания "Markus Klotz GmbH", Германия	Компания "Markus Klotz GmbH", Германия	ОС	МП-640- 009-21	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "Сок- Трейд Ко" (ООО "Сок- Трейд Ко"), г. Москва	ФГУП "ВНИИФТРИ" , Московская обл., г.Солнечногор ск, р.п. Мен- делеево	17.01.2022
9.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) ПАО "ООО "Аг- роторг" в части РЦ "Саратов"	Обозна- чение отсут- ствует	E	86027-22	047ТНЭ	Общество с ограниченной ответственно- стью "Транс- нефтьэнерго" (ООО "Транс- нефтьэнерго"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственно- стью "Агро- торг" (ООО "Агроторг"), г. Санкт- Петербург	ОС	МП ТНЭ- 047-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Транс- нефтьэнерго" (ООО "Транс- нефтьэнерго"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственно- стью "Транс- нефтьэнерго" (ООО "Транс- нефтьэнерго"), г. Москва	15.03.2022
10.	Линзметры автоматиче- ские	Visionix VX36	C	86028-22	202009-013, 202109-065	Компания "LUNEAU TECHNOLO- GY OPERA- TIONS", Франция	Компания "LUNEAU TECHNOLO- GY OPERA- TIONS", Франция	ОС	МП 005.М44-22	1 год	Общество со- граниченной ответственно- стью "Ви- зионикс Рус" (ООО "Ви- зионикс Рус"), г. Москва	ФГУП "ВНИИОФИ", г. Москва	31.01.2022
11.	Газоанализа- торы	T-I Max HCl	C	86029-22	7307	Фирма "Tiger Optics, LLC", США	Фирма "Tiger Optics, LLC", США	ОС	МП-242- 2483-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "Син- трол" (ООО "Синтрол"), г. Санкт-	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделе- ева", г. Санкт- Петербург	16.05.2022

											Петербург		
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АО "КДВ" (ООО "КДВ Подсолнечник", ООО "Том-Флекс")	Обозначение отсутствует	E	86030-22	1	Общество с ограниченной ответственностью "Симбирская энергосбытовая компания" (ООО "СЭСК"), г. Ульяновск	Акционерное общество "КДВ" (АО "КДВ"), г. Томск	ОС	МП 26.51/150/22	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Симбирская энергосбытовая компания" (ООО "СЭСК"), г. Ульяновск	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	27.05.2022
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО "АЭСК" (АО "Барнаул-трансмаш")	Обозначение отсутствует	E	86031-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ОС	МП 17-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ООО "АСЭ", г. Владимир	06.05.2022
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электро-энергии (АИИС	Обозначение отсутствует	E	86032-22	KDFRPZF	Общество с ограниченной ответственностью "Агентство энергетических решений" (ООО "АЭР"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Тверская объединенная энергосбытовая компания" (ООО "ТОБЭСК"), г. Тверь	ОС	МП 043-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Агентство энергетических решений" (ООО "АЭР"), г. Москва	ООО "Спец-энергопроект", г. Москва	01.06.2022

	КУЭ) ООО "ТОБЭСК" ("Гиперглобус г.Рязань", "СЗНМ")												
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МЖБН РУСАГРО (ООО "РУ-САГРО-БАЛАКОВО")	Обозначение отсутствует	Е	86033-22	849.01	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "РУ-САГРО-БАЛАКОВО" (ООО "РУ-САГРО-БАЛАКОВО"), Саратовская обл., Балаковский р-н, п. Затонский	ОС	МП СМО-2705-2022	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	30.05.2022
16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РГМЭК" (ООО "Рос-контакт")	Обозначение отсутствует	Е	86034-22	737	Общество с ограниченной ответственностью "Рязанская городская муниципальная энергосбытовая компания" (ООО "РГМЭК"), г. Рязань	Общество с ограниченной ответственностью "Рязанская городская муниципальная энергосбытовая компания" (ООО "РГМЭК"), г. Рязань	ОС	МП СМО-1504-2022	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	18.04.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» июля 2022 г. №1676

Регистрационный № 86019-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Осмометры OSMOTECH XT

Назначение средства измерений

Осмометры OSMOTECH XT (далее - осмометры) предназначены для измерений моляльной концентрации осмотически активных веществ в водных растворах, в том числе в биологических жидкостях.

Описание средства измерений

Принцип действия осмометров основан на измерении температуры замерзания водного раствора и последующем пересчете с помощью встроенных программ полученного значения температуры замерзания в осмотическую концентрацию.

Исследуемый образец переохлаждается на несколько градусов ниже температуры его замерзания, затем происходит механическое инициирование замерзания (кристаллизация). Высвобождающееся при росте кристаллов тепло выводит температуру образца в равновесное состояние между жидкостью и твердым телом. На этом плато измеряется температура замерзания образца. Результат измерений отображается на дисплее в виде значений моляльной концентрации осмотически активных веществ.

Конструктивно осмометры выполнены в виде моноблока. На передней панели осмометров расположен сенсорный экран, рабочая подставка для подачи образцов.

Общий вид средства измерений с указанием места нанесения знака утверждения типа, заводского номера представлен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения наносится печатным способом на заднюю панель корпуса осмометра.

Пломбирование осмометров проводят путем установки наклеек с пломбирующим эффектом в месте соприкосновения боковой и задней панелей корпуса прибора.



Рисунок 1 - Общий вид осмометров

Программное обеспечение

Осмометры оснащены встроенным программным обеспечением (далее – ПО). ПО осмометров предназначено для отображения данных на экране прибора, установки условий измерений.

Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части программного обеспечения указаны в таблице 1.

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

Таблица 1- Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Advanced Instruments OSMOTECH XT
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	v1.2
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики осмометров

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений моляльной концентрации осмотически активных веществ ммоль/кг (мОсмоль/кг)	от 50 до 2000
Пределы абсолютной погрешности измерений моляльной концентрации, ммоль/кг (мОсмоль/кг) - в диапазоне измерений от 50 до 200 ммоль/кг (мОсмоль/кг) включ.	$\pm 2,0$
Пределы относительной погрешности измерений моляльной концентрации, % - в диапазоне измерений св. 200 до 2000 ммоль/кг (мОсмоль/кг)	$\pm 1,0$

Таблица 3 - Основные технические характеристики осмометров

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний моляльной концентрации осмотически активных веществ ммоль/кг (мОсмоль/кг)	от 0 до 4000
Параметры электрического питания (от сети переменного тока через блок): - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 100 до 240 50/60
Габаритные размеры, мм, не более: - длина - высота - ширина	380 360 250
Масса, кг, не более	5,9
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность при температуре 25 °C, % - атмосферное давление, кПа	от +18 до +35 от 5 до 80 от 86,6 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и в виде наклейки на заднюю панель корпуса осмометров.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Осмометр	OSMOTECH XT	1 шт.
Матричный принтер (опционально)	-	1 шт.
Micro USB провод с адаптером	-	1 шт.
Упаковка	-	1 комплект
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе «Осмометры OSMOTECH XT» Руководство по эксплуатации», раздел 4.5.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 19 февраля 2021 года № 148 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания неорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах» (с изменениями по приказу Росстандарта № 761 от 17.05.2021);

ГСССД 154–91 Водные растворы хлоридов натрия и калия. Понижение температуры замерзания и эффективные (осмотические) концентрации;

Техническая документация Advanced Instruments LLC, США.

Правообладатель

Advanced Instruments LLC, США

Адрес: Two Technology Way, 781-320-9000 Norwood, Massachusetts 02062, USA

Телефон: +1-781-320-9000

Web-сайт: www.aicompanies.com

Изготовители

Advanced Instruments LLC, США

Адрес: Two Technology Way, 781-320-9000 Norwood, Massachusetts 02062, USA

Телефон: +1-781-320-9000

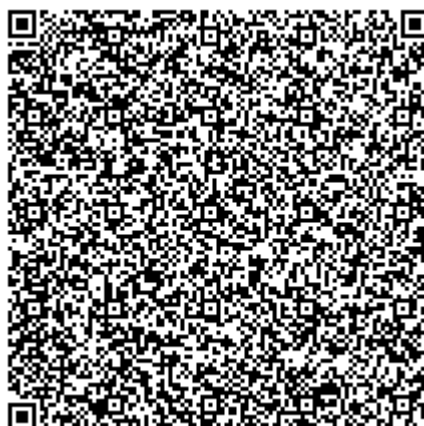
Web-сайт: www.aicompanies.com

Испытательный центр

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

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

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
30003-14



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» июля 2022 г. №1676

Регистрационный № 86020-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установка ПК-912

Назначение средства измерений

Установка ПК-912 (далее – установка) предназначена для измерений длины в области измерений отклонений от прямолинейности при поверке и испытаниях труб визирных измерительных.

Описание средства измерений

Принцип действия установки основывается на следующих положениях: расположение вдоль оптической оси мнимого изображения, формируемого положительной линзой (объективом), зависит от положения (расстояния) мнимого изображения марки относительно объектива и может меняться от минимального, когда изображение марки находится около объектива, до максимального, когда изображение марки находится в фокальной плоскости объектива; мнимое изображение любой точки объекта (марки), формируемого плоским зеркалом, расположено на нормали к зеркалу на двойном расстоянии от точки марки до зеркала; при использовании в оптической системе призмы БкР-180 (световозвращатель) при перемещении вершины призмы вдоль направления падающего луча, выходящий из призмы луч, отраженный от внешнего неподвижного плоского зеркала, остается строго совмещенным по направлению и поперечному положению с падающим лучом.

Таким образом воспроизведение оптической системой установки мнимых изображений марки, расположенных в пространстве на одной прямой линии, достигается расположением марки за объективом установки, центрированной относительно оси объектива, и плоского зеркала, установленного за объективом и маркой. При параллельном перемещении призмы БкР-180° мнимое изображение центра неподвижно стоящей марки меняет свое положение параллельно оптической оси установки, но остается неизменным по направлениям перпендикулярным к ней. Установка объектива перед маркой и увеличение расстояния зеркала от марки до половины фокусного расстояния объектива, обеспечивает возможность получения мнимого изображения марки от минимального конечного расстояния до практически любого расстояния от торца проверяемой трубы. Плоское зеркало неподвижно, а изменение его положения и, соответственно, положения изображения марки выполняется за счет перемещения вдоль оси объектива призмы БкР-180°, являющейся световозвращателем. При этом, зеркало установлено так, что перпендикуляр (нормаль) к зеркалу параллелен оптической оси объектива, а центр измерительной марки совмещен в поперечном направлении с оптической осью объектива. Перемещение призмы в пределах от 0 до 170 мм обеспечивает построение визируемых точек в диапазоне расстояний от 0,5 до 30,0 м от торца проверяемой визирной трубы.

Конструктивно установка состоит из основания, посадочного места для трубы визирной измерительной, кронштейна с двухклиновым компенсатором и механизмом разворота клиньев, кронштейна с призмой-кубом и объективом, осветителя, диска с тремя марками, кронштейна с плоским зеркалом, подвижной платформы с призмой БР-180° на направляющих с указателями и привода с рукояткой.

К установке данного типа относится установка ПК-912 зав. № 920004.

Общий вид средства измерений с указанием места нанесения обозначения типа и заводского номера приведены на рисунке 1. На основании крепится металлическая табличка, на которой нанесена каплеструйным методом и методом лазерной гравировки информация, содержащая: обозначение типа и заводской номер установки.

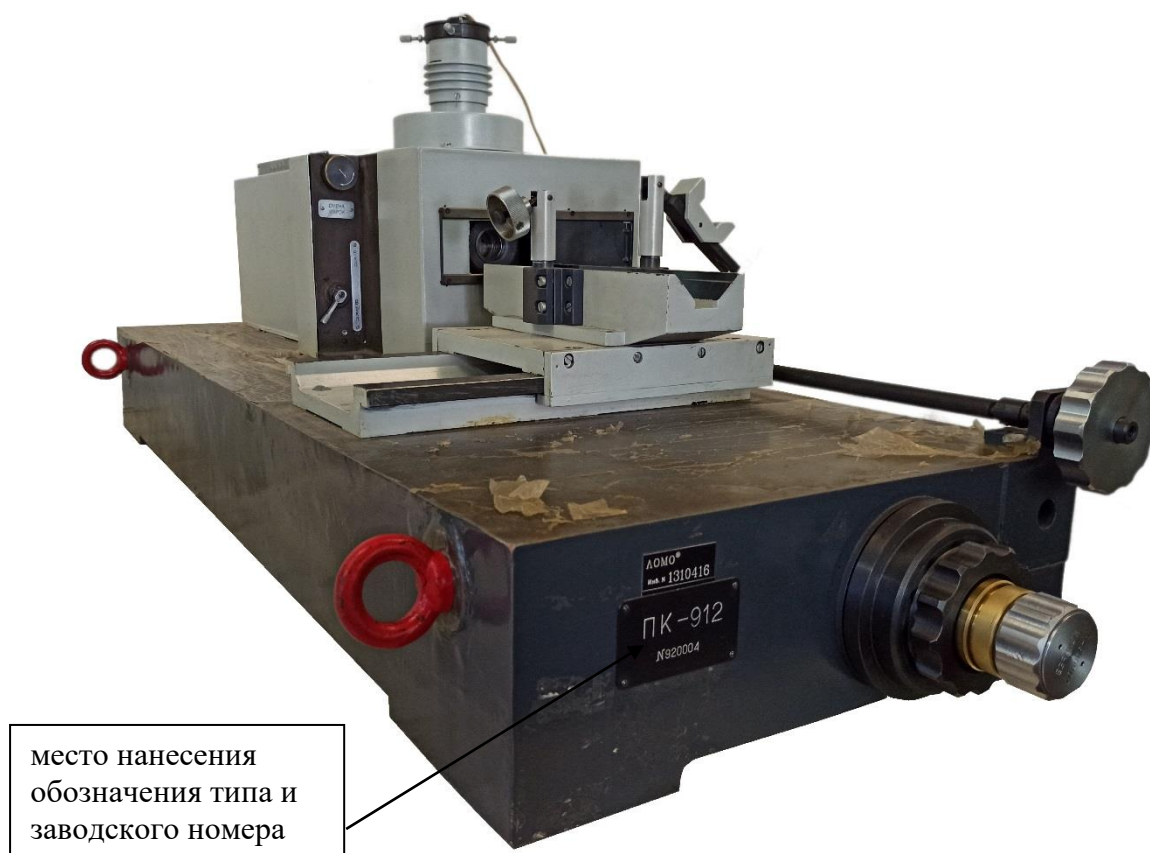


Рисунок 1 - Общий вид установки с указанием места нанесения обозначения типа и заводского номера

Пломбирование установки не предусмотрено. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон фокусируемых расстояний, задаваемый установкой, м	от 0,5 до 30,0
Предел допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения визирной оси установки, мкм/м, не более	4

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Отклонение от параллельности линии визирования визирной трубы оси наружного цилиндра, не более	4,5"
Параметры электрического питания: - напряжение питания, В - частота напряжения питания, Гц	от 198 до 242 от 47 до 53
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - скорость изменения температуры окружающего воздуха в процессе измерений, °С/ч, не более - относительная влажность воздуха, %, не более	от +17 до +23 0,5 80
Габаритные размеры, мм, не более высота ширина толщина	 600 700 1400
Масса, кг, не более	300

Знак утверждения типа

наносится и на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Установка	ПК-912	1 шт.
Труба визирная	-	1 шт.
Ромб зеркальный	-	1 шт.
Паспорт	ПК-912-000 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ПК-912-000 РЭ	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в п. 2.3 «Использование установки» руководства по эксплуатации ПК-912-000 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

техническая документация изготовителя

Правообладатель

Акционерное общество «ЛОМО» (АО «ЛОМО»)
ИНН 7804002321
Адрес: 194044, г. Санкт-Петербург, ул. Чугунная, д. 20

Изготовитель

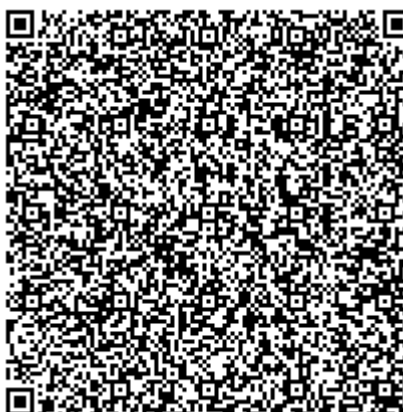
Акционерное общество «ЛОМО» (АО «ЛОМО»)
ИНН 7804002321
Адрес: 194044, г. Санкт-Петербург, ул. Чугунная, д. 20.

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева (УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.менделеева»)

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц УНИИМ – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №RA.RU.311373



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы кислорода FCX-ML

Назначение средства измерений

Газоанализаторы кислорода FCX-ML (далее по тексту – газоанализаторы) предназначены для измерения объемной доли кислорода в воздухе, инертных газовых смесях, включая азот, дымовых и технологических газах.

Описание средства измерений

Газоанализатор представляет собой плату с набором электронных компонентов снабженную разъёмом для подключения питания (24 В постоянного напряжения) и для подключения миллиамперметра для измерения выходного аналогового токового сигнала (от 4 до 20 мА).

Оксид циркониевый датчик кислорода установлен непосредственно на электронной плате в проточной ячейке (проточный вариант) со штуцерами, к которым подключаются шланги для подачи и отвода анализируемого газа, в другом варианте исполнения выносной датчик подключается к электронной плате помощью кабеля и дополнительного разъёма (внешний вариант).

Принцип действия оксид циркониевого датчика основан на пропускании ионов кислорода при нагревании его до 450 °С и приложении к нему постоянного напряжения. Образующийся при этом ток пропорционален концентрации кислорода в газе.

Газоанализаторы, в зависимости от применяемого датчика, имеют три модификации: FCX-ML05, FCX-ML25 и FCX-ML95 – отличающиеся метрологическими характеристиками.

Способ отбора пробы – проточное подключение ячейки датчика к источнику анализируемого газа, либо установка выносного датчика в анализируемую среду.

Газоанализаторы имеют серийные номера, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра, номер наносится с помощью наклейки на плату в виде цифрового обозначения типографским методом. Нанесение знака поверки на газоанализаторы не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и (или) в паспорт газоанализатора в соответствии с действующим законодательством. Опломбирование от несанкционированного доступа не предусмотрено. Общий вид газоанализаторов с ячейкой датчика, установленной на электронной плате, и с выносным датчиком представлен на рисунке 1.

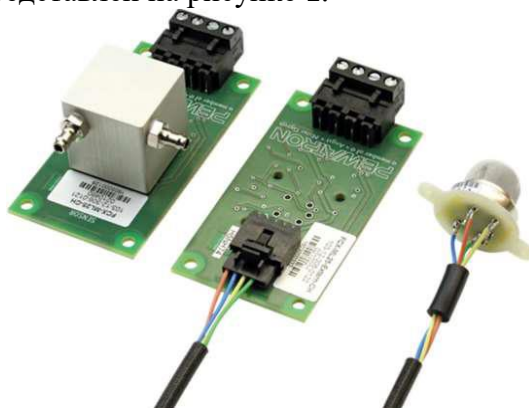


Рисунок 1 – общий вид газоанализаторов кислорода FCX-ML

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений концентрации кислорода, % - для модификации FCX-ML05 - для модификации FCX-ML25 - для модификации FCX-ML95	от 0,05 до 5,0 от 0,1 до 25,0 от 1,0 до 95,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений концентрации кислорода, % - для модификации FCX-ML95 - для модификации FCX-ML25 в диапазоне измерений концентрации кислорода от 0 до 1 включ. % - для модификации FCX-ML25 в диапазоне измерений концентрации кислорода св. 1 до 10 % - для модификации FCX-ML05 в диапазоне измерений концентрации кислорода от 0 до 1 включ. %	$\pm 0,5$ $\pm 0,1$ $\pm 0,2$ $\pm 0,05$
Пределы допускаемой приведенной* погрешности измерений концентрации кислорода, % - для модификации FCX-ML25 в диапазоне измерений концентрации кислорода св. 10 до 25 % - для модификации FCX-ML05 в диапазоне измерений концентрации кислорода св. 1 до 5 %	$\pm 2,0$ $\pm 1,5$
Дискретность отчёта измерений концентрации, %	0.01
Время установления показаний (90% отклика), не более, с	8
* - Приведенной к верхнему пределу диапазона измерений	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (ширина × длина × высота), мм, не более:	40×75×28
Масса, кг, не более:	0,1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +20 до +70 95, без конденсации от 80 до 120
Параметры электрического питания: - напряжение питания постоянного тока, В	24
Потребляемая мощность, В·А, не более	2
Время прогрева при 20 °C, не более, с	180
Выходной сигнал силы постоянного тока, мА	от 4 до 20
Расход газа в ячейку датчика, л/мин	0,5
Максимальная температура анализируемого газа, °C	50
Максимальное давление анализируемого газа, МПа	1,0
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	17000
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор кислорода FCX-ML	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.

Сведения и методики (методах) измерений
приведены в Руководстве по эксплуатации п. 5.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам кислорода FCX-ML

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «31» декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах».

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

Техническая документация фирмы «Angst+Pfister Sensors and Power AG»

Правообладатель

Фирма «Angst+Pfister Sensors and Power AG», Швейцария
Адрес: Thurgauerstrasse 66, CH-8052 Zurich, Switzerland
Телефон: +41 44 877 35 00
E-mail: sensorsandpower@angst-pfister.com

Изготовитель

Фирма «Angst+Pfister Sensors and Power AG», Швейцария
Адрес: Thurgauerstrasse 66, CH-8052 Zurich, Switzerland
Телефон: +41 44 877 35 00
E-mail: sensorsandpower@angst-pfister.com

Испытательный центр

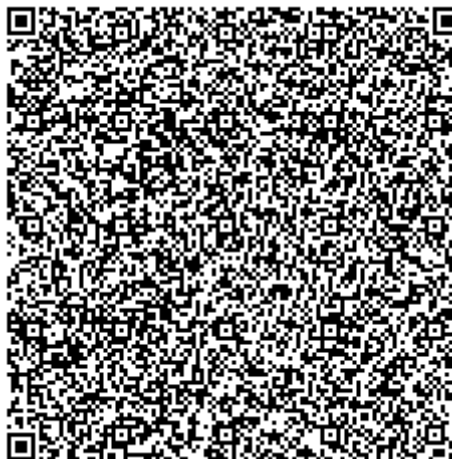
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119415, г. Москва, пр-т Вернадского, д. 41, стр. 1, пом. I, комн. 28

Телефон: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Регистрационный номер RA.RU.312126 в Реестре аккредитованных лиц в области
обеспечения единства измерений Росаккредитации



Регистрационный № 86022-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические теплоизолированные РВС-5000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические теплоизолированные РВС-5000 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема, а также приема, хранения и отпуска нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему нефтепродукта согласно градуировочной таблице резервуара.

Резервуары представляют собой наземные вертикально расположенные стальные сосуды, состоящие из цилиндрической стенки с наружной теплоизоляцией, днища и крыши.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуаров.

Заводские номера нанесены аэрографическим способом на металлические таблички, прикрепленные к стенкам резервуаров, в доступном для обозрения месте. Способ нанесения заводских номеров на таблички, а также способ закрепления металлических табличек на стенках резервуаров обеспечивают возможность прочтения информации и ее сохранность в процессе эксплуатации резервуаров.

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические теплоизолированные РВС-5000, заводские №№ 25059, 25060, 25061, 25062, 25063, 25064 установлены на территории резервуарного парка общества с ограниченной ответственностью «ТМТ», по адресу: 347922, Россия, Ростовская обл., г. Таганрог, ул. Комсомольский спуск, д. 1.

Общий вид резервуаров стальных вертикальных цилиндрических теплоизолированных РВС-5000 представлен на рисунках 1 - 7.



Рисунок 1 - Общий вид горловин и замерных люков резервуаров стальных вертикальных цилиндрических теплоизолированных РВС-5000, заводские №№ 25059, 25060, 25061, 25062, 25063, 25064



Рисунок 2 - Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического теплоизолированного PBC-5000, заводской № 25059



Рисунок 3 - Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического теплоизолированного PBC-5000, заводской № 25060



Рисунок 4 - Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического теплоизолированного PBC-5000, заводской № 25061



Рисунок 5 - Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического теплоизолированного PBC-5000, заводской № 25062



Рисунок 6 - Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического теплоизолированного РВС-5000, заводской № 25063



Рисунок 7 - Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического теплоизолированного РВС-5000, заводской № 25064

Пломбирование резервуаров стальных вертикальных цилиндрических теплоизолированных РВС-5000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	5000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,15

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -28 до +50 от 84,0 до 106,7
Срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технического паспорта методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический теплоизолированный	РВС-5000	1 шт.
Технический паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в разделе 5 «Общий вид и эксплуатация резервуара» технических паспортов резервуаров стальных вертикальных цилиндрических теплоизолированных РВС-5000, заводские №№ 25059, 25060, 25061, 25062, 25063, 25064

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным вертикальным цилиндрическим теплоизолированным РВС-5000

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07.02.2018 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

Акционерное общество «АП Саратовский завод резервуарных конструкций» (АО «АП РМК»)

ИНН 6453009475

Адрес: 410052, г. Саратов, проспект 50 лет Октября, 134

Телефон: +7(8452) 63-33-77

E-mail: rulon@rmk.ru

Изготовитель

Акционерное общество «АП Саратовский завод резервуарных конструкций» (АО «АП РМК»)

ИНН 6453009475

Адрес: 410052, г. Саратов, проспект 50 лет Октября, 134

Телефон: +7(8452) 63-33-77

E-mail: rulon@rmk.ru

Испытательный центр

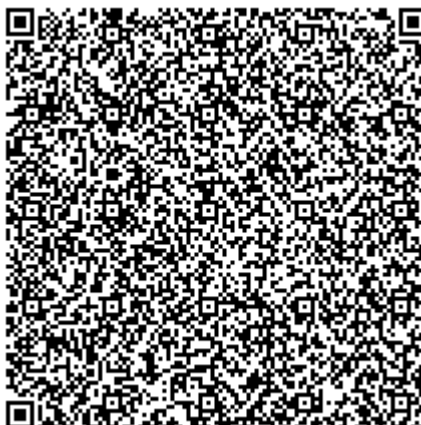
Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический центр» (ООО «Метрологический центр»)

Адрес: 665816, Иркутская обл., г. Ангарск, 33-й мкр., д. 1, помещение 155

Тел./факс: 8 (3955) 68-05-77

E-mail: metrolog.irk@yandex.ru

Уникальный номер записи об аккредитации ООО «Метрологический центр» в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU 312397



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» июля 2022 г. №1676

Регистрационный № 86023-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы воды TrueSense Analyze for Boiler

Назначение средства измерений

Анализаторы воды TrueSense Analyze for Boiler (далее-анализаторы) предназначены для измерений pH, температуры, удельной электрической проводимости (далее – УЭП) воды, а также массовой концентраций фосфат-ионов и молибдат-ионов в воде.

Описание средства измерений

Принцип действия каналов измерений массовой концентрации фосфат-ионов и молибдат-ионов основан на образовании окрашенного комплекса измеряемого компонента при добавлении реагента и последующего измерения интенсивности окрашивания с помощью фотометрического датчика.

Принцип действия канала измерений температуры основан на преобразовании электрического сигнала, поступающего в электронный блок от первичного преобразователя, сопротивление которого изменяется пропорционально изменению температуры анализируемой среды.

Принцип действия канала измерений УЭП основан на измерении сопротивления между электродами в первичном преобразователе (кондуктометрическом датчике).

Принцип действия канала измерений pH основан на потенциометрическом методе.

Анализатор воды TrueSense Analyze for Boiler представляет собой стационарный автоматический прибор, выполненный в едином пластиковом корпусе, внутри которого находятся электронный блок контролера, емкости с реагентами, перистальтический насос, фотоколлометрическая измерительная ячейка, реле расхода проб, емкость для датчиков и датчики.

Анализаторы выпускаются в 2-х модификациях: TrueSense Analyze for Boiler PO4 и TrueSense Analyze for Boiler MoO4.

Модификации имеют идентичный внешний вид и отличаются измеряемыми параметрами.

Общий вид анализаторов приведен на рисунке 1.

Заводской номер анализатора в виде цифрового обозначения, состоящего из комбинации восьми арабских цифр, наносится методом лазерной печати на клеевую этикетку, расположенную на внешней стороне боковой панели корпуса анализатора. Общий вид клеевой этикетки анализатора представлен на рисунке 2.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в случае его оформления.

Пломбирование анализатора не предусмотрено.

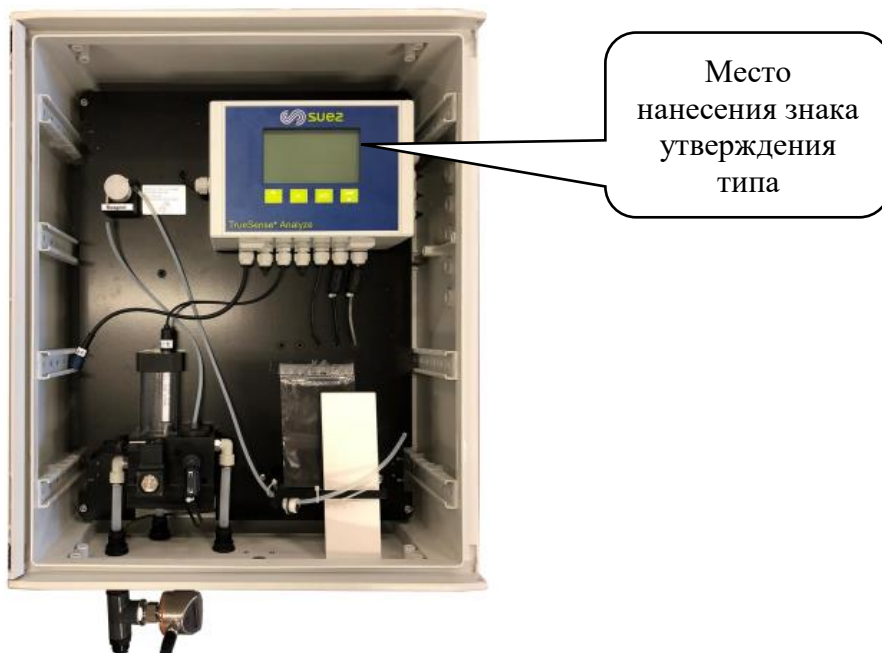


Рисунок 1 – Общий вид анализатора TrueSense Analyze for Boiler модификации TrueSense Analyze for Boiler PO4 и модификации TrueSense Analyze for Boiler MoO4

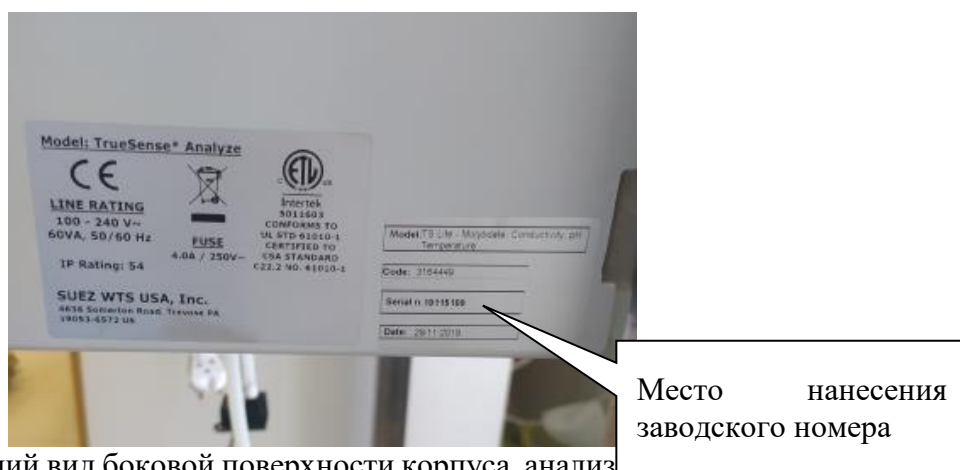


Рисунок 2 – Общий вид боковой поверхности корпуса анализатора TrueSense Analyze for Boiler с указанием места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Анализаторы имеют встроенное программное обеспечение, предназначенное для управления работой анализатора, обработки, отображения, хранения и передачи результатов измерений.

Защита ПО от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Влияние программного обеспечения на метрологические характеристики анализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части ПО.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Photometer TS Lite
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.7

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	TrueSense Analyze for Boiler PO4	TrueSense Analyze for Boiler MoO4
Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до +60	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительного канала температуры, °С	±1	
Диапазон показаний УЭП, См/м	от $1 \cdot 10^{-4}$ до 2,0	
Диапазон измерений УЭП, См/м	от $2 \cdot 10^{-3}$ до 0,1 включ. св. 0,1 до 2,0	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительного канала УЭП в диапазоне измерений от $2 \cdot 10^{-3}$ до 0,1 См/м включ., См/м	±0,0015	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала УЭП в диапазоне измерений св. 0,1 до 2,0 См/м, %	±3	
Диапазон измерений pH	от 1 до 14	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительного канала pH	±0,02	
Диапазон измерений массовой концентрации фосфат-ионов, мг/дм ³	от 2 до 60	-
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала массовой концентрации фосфат-ионов, %	±18	-
Диапазон показаний массовой концентрации молибдат-ионов, мг/дм ³	-	от 0,25 до 5
Диапазон измерений массовой концентрации молибдат-ионов, мг/дм ³	-	от 0,25 до 2,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительного канала массовой концентрации молибдат-ионов, мг/дм ³	-	±0,20

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Электропитание: – напряжение, В – частота, Гц – потребляемая мощность, В·А, не более	от 100 до 240 от 50 до 60 60
Габаритные размеры, мм, не более:	
– ширина	543
– высота	654
– глубина	265
Масса, кг, не более	17,7
Условия эксплуатации: -температура окружающей среды, °С -относительная влажность, не более, % -атмосферное давление, не более, кПа	от +10 до +40 95 102
Средний срок службы, лет	8
Наработка до отказа, ч	15000
Расход пробы, дм ³ /мин	от 1,2 до 2,0

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист руководства по эксплуатации методом компьютерной графики и на переднюю панель блока контроллера анализатора в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность анализатора

Наименование	Обозначение	Количество
Анализаторы воды	TrueSense Analyze for Boiler	1 шт.
Набор комплектующих*	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
*- Соединительные кабели для электродов и датчиков		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Эксплуатация анализатора» документа «Анализаторы воды TrueSense Analyze for Boiler. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средствам измерений

Стандарт предприятия SUEZ WTS USA, Inc, США

Правообладатель

Фирма SUEZ WTS USA, Inc.

Адрес: США, 4636 Somerton Road, Trevose PA 19053-6572 US,

Телефон: 1-866-439-2837

Web-site: www.suezwatertechnologies.com

Изготовитель

Фирма SUEZ WTS USA, Inc.

Адрес: США, 4636 Somerton Road, Trevose PA 19053-6572 US,

Телефон: 1-866-439-2837

Web-site: www.suezwatertechnologies.com

Производственная площадка:

Фирма Chemitec s.r.l., Италия,

Адрес: Via Isaac Newton 28, Scandicci, Florence, Italy

Испытательный центр

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

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

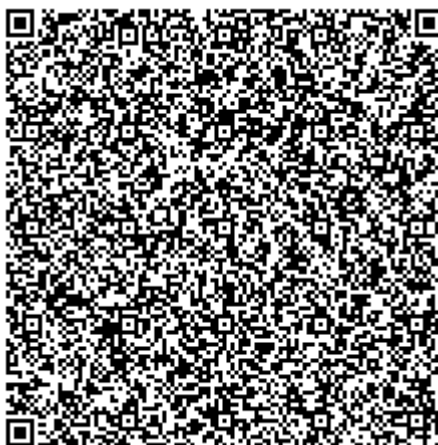
Телефон: +7 (812) 251-76-01

Факс: +7 (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311541.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» июля 2022 г. №1676

Регистрационный № 86024-22

Лист № 1
Всего листов 29

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы АНКАТ-64МЗ.2

Назначение средства измерений

Газоанализаторы АНКАТ-64МЗ.2 (далее – газоанализаторы) предназначены для непрерывных автоматических измерений объёмной доли кислорода (O_2), метана (CH_4), пропана (C_3H_8), массовой концентрации вредных веществ, дозврывоопасных концентраций одиночных горючих газов, паров горючих жидкостей и их совокупности в воздухе, в том числе паров нефти и нефтепродуктов, а также выдачи сигнализации о достижении содержания определяемых компонентов установленных пороговых значений.

Описание средства измерений

Газоанализаторы представляют собой многоканальные одноблочные носимые (индивидуальные) приборы непрерывного действия.

В газоанализаторы устанавливаются от одного до четырех датчиков, образуя от одного до пяти каналов измерений (далее – КИ):

а) КИ, основанные на термокаталитическом (термохимическом) принципе измерений (далее - КИ ТХ), реализуемые при установке в газоанализаторы ТХД. Предназначены для определения дозврывоопасных концентраций одиночных горючих газов, паров горючих жидкостей и их совокупности, в том числе паров нефти и нефтепродуктов;

б) КИ, основанные на электрохимическом принципе измерений (далее КИ ЭХ), реализуемые при установке в газоанализаторы одноканальных и двухканальных ЭХД. Предназначены, в соответствии с видом устанавливаемого ЭХД, для определения:

1) одноканальные ЭХД - объёмной доли кислорода (O_2); массовой концентрации вредных веществ - оксида углерода (CO), сероводорода (H_2S), диоксида азота (NO_2), диоксида серы (SO_2), хлора (Cl_2), хлороводорода (HCl), аммиака (NH_3), метанола (CH_3OH), формальдегида (CH_2O), водорода цианистого (HCN);

2) двухканальные ЭХД - массовой концентрации оксида углерода и сероводорода (CO/H_2S);

в) КИ, основанные на оптико-абсорбционном принципе измерений в инфракрасной области оптического спектра (далее КИ ИК), реализуемые при установке в газоанализаторы ИКД двух типов – для работы во взрывоопасных зонах класса 0 (КИ ИК0) и для работы во взрывоопасных зонах класса 1 (КИ ИК1). Предназначены, в соответствии с видом устанавливаемого ИКД, для определения объёмной доли диоксида углерода (CO_2), метана (CH_4), пропана (C_3H_8); дозврывоопасных концентраций метана (CH_4), пропана (C_3H_8), паров горючих жидкостей, в том числе паров нефти и нефтепродуктов (C_xH_y);

г) КИ, основанные на фотоионизационном принципе измерений (далее КИ ФИ), реализуемые при установке в газоанализаторы ФИД. Предназначены, в соответствии с градуировкой, для определения массовой концентрации вредных веществ, в том числе паров нефти и нефтепродуктов.

Способ отбора пробы – диффузионный. Допускается принудительная подача пробы на газоанализаторы с помощью внешних средств.

Режим работы по ГОСТ 18311 – прерывисто-продолжительный.

Конструктивно газоанализаторы состоят из корпуса и блока аккумуляторного.

На корпусе газоанализаторов расположены:

- четыре одинаковых окна, закрытые защитными мембранами из гидрофобного газопроницаемого материала, под которыми находятся датчики или заглушки (при отсутствии датчика);
- светопрозрачные окна над светодиодами сигнализации;
- табло (графический LED-дисплей);
- таблички со сведениями о КИ газоанализаторов;
- окно звукового излучателя;
- кнопки управления режимами газоанализатора;
- пазы для установки маски для ПГС или маски для пробы и втулка для крепления маски для пробы.

Электронные узлы, размещенные в корпусе, защищены от несанкционированного вмешательства гарантийными наклейками.

На блоке аккумуляторном расположены:

- клипса для крепления газоанализаторов на одежде;
- табличка блока аккумуляторного;
- ламельные контакты для подключения адаптера, используемого при заряде АБ и связи с ПЭВМ.

Газоанализаторы изготавливаются трех групп конструктивных исполнений:

- базовая;
- с аккумуляторной батареей увеличенной емкости (индекс «У» в обозначении);
- с аккумуляторной батареей увеличенной емкости, радиоканалом (далее – РК) и датчиком движения (далее – ДД) (индекс «УР» в обозначении).

Вывод измерительной информации осуществляется:

- на табло;
- по цифровым каналам связи – USB (для всех газоанализаторов) и беспроводному (для газоанализаторов с РК).

Газоанализаторы выполняют следующие функции:

- измерений;
- расчета среднесменных значений массовой концентрации;
- пересчета измеренных значений из одной ЕФВ в другую;
- сигнализации уровня загазованности (световой, звуковой и вибросигнализации) по каждому КИ;
- автокорректировки показаний;
- выбора значений уставок сигнализации по каждому КИ;
- архивирования результатов измерений по каждому КИ;
- обмена данными с ПЭВМ по цифровому каналу связи USB;
- выбора/задания параметров газоанализаторов;
- сброса параметров газоанализаторов к заводским настройкам;
- защиты ФИД (отключения при перегрузке);
- самодиагностики;
- информационную – выдачу сообщений о режимах работы и результатах самодиагностики;
- тревожной сигнализации;
- заряда встроенной АБ;
- абонента радиосети (только для газоанализаторов с индексом «Р»);
- сигнализации неподвижности газоанализатора (только для газоанализаторов с индексом «Р»).

Условные наименования и обозначения модификаций газоанализаторов, их конструктивные отличия, маркировка взрывозащиты приведены в таблице 1.

Общий вид газоанализаторов с указанием мест нанесения знака утверждения типа, заводского номера приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на газоанализатор не предусмотрено.

Заводской шестизначный номер наносится методом лазерной гравировки на табличку в месте, указанном на рисунке 1.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа (обозначение мест расположения гарантийных наклеек) приведена на рисунке 2.

Таблица 1 – Модификации газоанализаторов

Обозначение модификаций газоанализаторов	Условное наименование модификаций	Устанавливаемый КИ (от 1 до 4)				Маркировка взрывозащиты	АБ повышенно й емкости	РК и ДД
ИБЯЛ.413411.065	АНКАТ-64М3.2-20	ИК0	ЭХ	ЭХ	ЭХ	0Ex ia IIC T4 Ga X	—	—
ИБЯЛ.413411.065-01	АНКАТ-64М3.2-20-У						+	—
ИБЯЛ.413411.065-02	АНКАТ-64М3.2-21	ИК1	ЭХ	ЭХ	ЭХ	1Ex d ib IIC T4 Gb X	—	—
ИБЯЛ.413411.065-03	АНКАТ-64М3.2-21-У						+	—
ИБЯЛ.413411.065-100	АНКАТ-64М3.2-21-УР						+	+
ИБЯЛ.413411.065-04	АНКАТ-64М3.2-22	ИК0	ИК0	ЭХ	ЭХ	0Ex ia IIC T4 Ga X	—	—
ИБЯЛ.413411.065-05	АНКАТ-64М3.2-22-У						+	—
ИБЯЛ.413411.065-06	АНКАТ-64М3.2-23	ИК1	ИК1	ЭХ	ЭХ	1Ex d ib IIC T4 Gb X	—	—
ИБЯЛ.413411.065-07	АНКАТ-64М3.2-23-У						+	—
ИБЯЛ.413411.065-101	АНКАТ-64М3.2-23-УР						+	+
ИБЯЛ.413411.065-08	АНКАТ-64М3.2-24	ИК1	ТХ	ЭХ	ЭХ	1Ex d ib IIC T4 Gb X	—	—
ИБЯЛ.413411.065-09	АНКАТ-64М3.2-24-У						+	—
ИБЯЛ.413411.065-102	АНКАТ-64М3.2-24-УР						+	+
ИБЯЛ.413411.065-10	АНКАТ-64М3.2-25	ИК1	ТХ	ЭХ (CO/H ₂ S)	ЭХ	1Ex d ib IIC T4 Gb X	—	—
ИБЯЛ.413411.065-11	АНКАТ-64М3.2-25-У						+	—
ИБЯЛ.413411.065-103	АНКАТ-64М3.2-25-УР						+	+
ИБЯЛ.413411.065-12	АНКАТ-64М3.2-26	ИК0	ФИ	ЭХ	ЭХ	0Ex ia IIC T4 Ga X	—	—
ИБЯЛ.413411.065-13	АНКАТ-64М3.2-26-У						+	—
ИБЯЛ.413411.065-14	АНКАТ-64М3.2-27	ИК1	ФИ	ЭХ	ЭХ	1Ex d ib IIC T4 Gb X	—	—
ИБЯЛ.413411.065-15	АНКАТ-64М3.2-27-У						+	—
ИБЯЛ.413411.065-104	АНКАТ-64М3.2-27-УР						+	+
ИБЯЛ.413411.065-16	АНКАТ-64М3.2-28	ИК0	ФИ	ЭХ (CO/H ₂ S)	ЭХ	0Ex ia IIC T4 Ga X	—	—
ИБЯЛ.413411.065-17	АНКАТ-64М3.2-28-У						+	—

Продолжение таблицы 1

Обозначение модификаций газоанализаторов	Условное наименование модификаций	Устанавливаемый КИ (от 1 до 4)				Маркировка взрывозащиты	АБ повышенно й емкости	РК и ДД
ИБЯЛ.413411.065-18	АНКАТ-64М3.2-29	ИК1	ФИ	ЭХ (CO/H ₂ S)	ЭХ	1Ex d ib IIC T4 Gb X	—	—
ИБЯЛ.413411.065-19	АНКАТ-64М3.2-29-У						+	—
ИБЯЛ.413411.065-105	АНКАТ-64М3.2-29-УР						+	+
ИБЯЛ.413411.065-20	АНКАТ-64М3.2-30	ФИ	ЭХ	ЭХ	ЭХ	1Ex ib IIC T4 Gb X	—	—
ИБЯЛ.413411.065-21	АНКАТ-64М3.2-30-У						+	—
ИБЯЛ.413411.065-106	АНКАТ-64М3.2-30-УР						+	+
ИБЯЛ.413411.065-22	АНКАТ-64М3.2-31	ФИ	ТХ	ЭХ	ЭХ	1Ex d ib IIC T4 Gb X	—	—
ИБЯЛ.413411.065-23	АНКАТ-64М3.2-31-У						+	—
ИБЯЛ.413411.065-107	АНКАТ-64М3.2-31-УР						+	+
ИБЯЛ.413411.065-24	АНКАТ-64М3.2-32	ФИ	ТХ	ЭХ (CO/H ₂ S)	ЭХ	1Ex d ib IIC T4 Gb X	—	—
ИБЯЛ.413411.065-25	АНКАТ-64М3.2-32-У						+	—
ИБЯЛ.413411.065-108	АНКАТ-64М3.2-32-УР						+	+
ИБЯЛ.413411.065-26	АНКАТ-64М3.2-33	ТХ	ЭХ	ЭХ (CO/H ₂ S)	ЭХ	1Ex d ib IIC T4 Gb X	—	—
ИБЯЛ.413411.065-27	АНКАТ-64М3.2-33-У						+	—
ИБЯЛ.413411.065-109	АНКАТ-64М3.2-33-УР						+	+
ИБЯЛ.413411.065-28	АНКАТ-64М3.2-34	ЭХ	ЭХ	ЭХ (CO/H ₂ S)	ЭХ	0Ex ia IIC T4 Ga X	—	—
ИБЯЛ.413411.065-29	АНКАТ-64М3.2-34-У						+	—

ИКО – устанавливаются ИКД для работы во взрывоопасных зонах класса 0;

ИК1 – устанавливаются ИКД для работы во взрывоопасных зонах класса 1;

ЭХ(CO/H₂S) – устанавливается только двухканальный ЭХД.



а) вид спереди
б) вид сзади
Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов с указанием мест нанесения знака утверждения типа, заводского номера

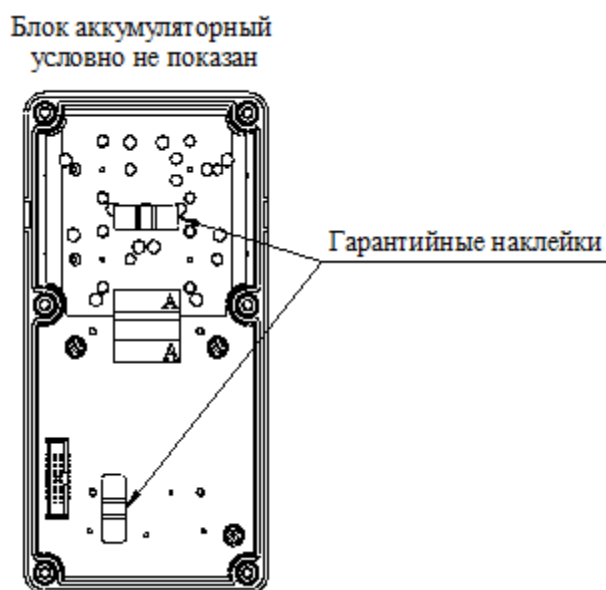


Рисунок 2 – Схема пломбировки газоанализаторов от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют:

- встроенное программное обеспечение (далее - ВПО), разработанное изготовителем специально для непрерывного автоматического измерения содержания определяемых компонентов;
- сервисное программное обеспечение (далее – СПО), разработанное изготовителем для просмотра/задания параметров газоанализаторов, просмотра содержимого архива газоанализаторов в табличном и графическом видах и сохранение их в файл.

ВПО и СПО газоанализаторов соответствуют ГОСТ Р 8.654—2015.

Уровень защиты ВПО и измерительной информации от непреднамеренных и преднамеренных изменений осуществляется посредством механической защиты и с помощью специальных программных средств (средств программной разработки) и соответствует уровню защиты «высокий» в соответствии с Р 50.2.077—2014.

Уровень защиты СПО и измерительной информации от непреднамеренных и преднамеренных изменений осуществляется посредством встроенных средств СПО и соответствует уровню защиты «высокий» в соответствии с Р 50.2.077—2014.

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик газоанализаторов.

Идентификационные данные ВПО и СПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки) ПО	Значение	
	ВПО	СПО
Идентификационное наименование	АНКАТ-64М3.2	АНКАТ-64М3.2_SPO.exe
Номер версии (идентификационный номер)	3.00	3.00
Цифровой идентификатор	AFD3	982A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC-16	
Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значение цифрового идентификатора относится только к файлу прошивки обозначенной в таблице версии.		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Основные метрологические характеристики газоанализаторов по КИ ТХ	
Перечень определяемых компонентов по КИ ТХ(М-50), КИ ТХ(М-100) (поверочный компонент – метан (CH ₄))	водород, метан, газ природный, метанол (CH ₃ OH), этан (C ₂ H ₆), этилен (C ₂ H ₄), этиловый спирт (C ₂ H ₅ OH), пропилен (C ₃ H ₆), 1,2-пропиленоксид (C ₃ H ₆ O), пропан (C ₃ H ₈), ацетилен (C ₂ H ₂), ацетон (CH ₃ COCH ₃), 1,3-бутадиен (C ₄ H ₆), бутан (C ₄ H ₁₀), газы углеводородные сжиженные, изобутан ((CH ₃) ₃ CH), диэтилэфир (C ₄ H ₁₀ O), этилацетат (CH ₃ COOC ₂ H ₅), циклопентан (C ₅ H ₁₀), пентан (C ₅ H ₁₂), бензол (C ₆ H ₆), гексан (C ₆ H ₁₄), попутный нефтяной газ
Перечень определяемых компонентов по КИ ТХ(П-50), КИ ТХ(П-100) (поверочный компонент – пропан (C ₃ H ₈))	метан, газ природный, метанол (CH ₃ OH), этан (C ₂ H ₆), этилен (C ₂ H ₄), этиловый спирт (C ₂ H ₅ OH), пропилен (C ₃ H ₆), 1,2-пропиленоксид (C ₃ H ₆ O), пропан (C ₃ H ₈), ацетилен (C ₂ H ₂), ацетон (CH ₃ COCH ₃), 1,3-бутадиен (C ₄ H ₆), бутан (C ₄ H ₁₀), газы углеводородные сжиженные, изобутан ((CH ₃) ₃ CH), диэтилэфир (C ₄ H ₁₀ O), этилацетат (CH ₃ COOC ₂ H ₅), циклопентан (C ₅ H ₁₀), пентан (C ₅ H ₁₂), бензол (C ₆ H ₆), гексан (C ₆ H ₁₄), попутный нефтяной газ, бутилацетат (CH ₃ COOC ₄ H ₉), толуол (C ₆ H ₅ CH ₃), гептан (C ₇ H ₁₆), ксилол (C ₆ H ₄ (CH ₃) ₂), октан (C ₈ H ₁₈), нонан (C ₉ H ₂₀)

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Перечень определяемых компонентов по КИ ТХ(Г) (поверочный компонент – гексан (C ₆ H ₁₄))	пропан (C ₃ H ₈), ацетилен (C ₂ H ₂), ацетон (CH ₃ COCH ₃), 1,3-бутадиен (C ₄ H ₆), бутан (C ₄ H ₁₀), газы углеводородные сжиженные, изобутан ((CH ₃) ₃ CH), диэтилэфир (C ₄ H ₁₀ O), этилацетат (CH ₃ COOC ₂ H ₅), циклопентан (C ₅ H ₁₀), пентан (C ₅ H ₁₂), бензол (C ₆ H ₆), гексан (C ₆ H ₁₄), попутный нефтяной газ, бутилацетат (CH ₃ COOC ₄ H ₉), толуол (C ₆ H ₅ CH ₃), гептан (C ₇ H ₁₆), ксилол (C ₆ H ₄ (CH ₃) ₂), октан (C ₈ H ₁₈), нонан (C ₉ H ₂₀), декан (C ₁₀ H ₂₂), пары нефти, пары керосина, пары топлива дизельного, пары бензина, пары топлива авиационного, пары бензина авиационного, пары топлива для реактивных двигателей, уайт-спирит
Перечень определяемых компонентов по КИ ТХ(В) (поверочный компонент – водород (H ₂))	водород (H ₂)
Диапазон сигнальных концентраций по КИ ТХ(М-50), ТХ(М-100), ТХ(П-50), ТХ(П-100) и ТХ(Г) при контроле совокупности компонентов, перечень которых приведен выше, - от 5 до 50 % НКПР, при установке значения порога сигнализации ПОРОГ2 равным 12 % НКПР	
Поверочный компонент КИ ТХ (определяется при заказе)	метан (CH ₄) пропан (C ₃ H ₈) гексан (C ₆ H ₁₄) водород (H ₂)
Диапазон измерений (далее – ДИ), диапазон показаний, пределы допускаемой основной абсолютной (относительной) погрешности по поверочному компоненту, цена ЕМР цифровой индикации соответствуют приведенным в таблице 4.	
Номинальная функция преобразования газоанализаторов по измерительным каналам ТХ имеет вид:	$A = K_{\Pi} \cdot C_{\text{вх}}^*$
* где А – показания газоанализатора, % НКПР; С_{вх} – содержание определяемого компонента на входе газоанализатора, % НКПР К_п – коэффициент пропорциональности, равный: а) <u>поверочный компонент метан:</u> 1) по метану – 1; 2) по водороду – (1,2 ± 0,3); 3) по гексану – (0,5 ± 0,1); в) <u>поверочный компонент гексан:</u> 1) по гексану – 1; 2) по пропану – (1,3 ± 0,1); 3) по декану – (0,34 ± 0,10); б) <u>поверочный компонент пропан:</u> 1) по пропану – 1; 2) по метану – (1,4 ± 0,1); 3) по нонану – (0,5 ± 0,1); г) <u>поверочный компонент водород – 1,0.</u>	
Основные метрологические характеристики газоанализаторов по КИ ЭХ	
Определяемые компоненты, диапазоны измерений, диапазоны показаний, цена ЕМР индикации результатов измерений, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности газоанализаторов по измерительным каналам ЭХ соответствуют приведенным в таблице 5.	

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Основные метрологические характеристики газоанализаторов по КИ ИК	
Определяемые компоненты, диапазоны измерений, диапазоны показаний и пределы допускаемой основной абсолютной погрешности газоанализаторов по КИ ИК соответствуют приведенным в таблице 6.	
Номинальная цена ЕМР цифровой индикации показаний газоанализаторов по КИ ИК: а) ИК0(М-100), ИК1(М-100), ИК0(П-100), ИК1(П-100), ИК0(СхНу), ИК1(СхНу), %НКПР б) ИК0(М-4,4), ИК1(М-4,4), ИК0(П-1,7), ИК1(П-1,7), ИК1(ДУ-2), ИК0(ДУ-5), ИК1(ДУ-5), ИК1(ДУ-10), % объемной доли	0,1 0,01
Основные метрологические характеристики газоанализаторов по КИ ФИ	
Диапазоны измерений, диапазоны показаний, пределы допускаемой основной абсолютной (относительной) погрешности газоанализаторов по КИ ФИ соответствуют приведенным в таблице 7.	
Цена ЕМР индикации массовой концентрации определяемого компонента по КИ ФИ, мг/м ³ : - в диапазоне показаний от 0 до 99,9 - в диапазоне показаний свыше 100	0,1 1,0

Таблица 4 – Основные метрологические характеристики газоанализаторов по КИ ТХ

Обозначение КИ	ДИ (диапазон показаний)	ЕФВ	Участок ДИ, в котором нормируется основная погрешность	Предел допускаемой основной абсолютной (Δ_d) или относительной (δ_d) погрешности	Цена ЕМР
ТХ(М-50)	0 – 50 (0 – 100)	% НКПР	во всем диапазоне	$\Delta_d = \pm 5$	0,1
ТХ(М-100)	0 – 100 (0 – 100)		от 0 до 50 включ.	$\Delta_d = \pm 5$	
			св. 50 до 100	$\delta_d = \pm 10$	
ТХ(П-50)	0 – 50 (0 – 100)		во всем диапазоне	$\Delta_d = \pm 5$	
ТХ(П-100)	0 – 100 (0 – 100)		от 0 до 50 включ.	$\Delta_d = \pm 5$	
			св. 50 до 100	$\delta_d = \pm 10$	
ТХ(Г)	0 – 50 (0 – 100)		во всем диапазоне	$\Delta_d = \pm 5$	
ТХ(В)	0 – 2,00 (0 – 2,40)	объемная доля, %	от 0 до 2,00	$\Delta_d = \pm 0,20$	0,01

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики газоанализаторов по КИ ЭХ

Обозначение КИ	Определяемый компонент	ЕФВ	ДИ (диапазон показаний)	Цена ЕМР	Участок ДИ, в котором нормируется основная погрешность	Предел допускаемой основной абсолютной погрешности (Δ_d)
ЭХ(О2-30)	кислород (О2)	объемная доля, %	от 0 до 30 (от 0 до 45)	0,1	во всем диапазоне	$\pm 0,5$
ЭХ(СО-500/ Н2S-100)	оксид углерода (СО)	мг/м ³	от 0 до 500 (от 0 до 500)	0,1	от 0 до 20 включ.	± 5
					св. 20 до 500	$\pm(5+0,1 \cdot (C_{BX}-20))$
	сероводород (Н2S)	мг/м ³	от 0 до 100 (от 0 до 100)	0,1	от 0 до 10 включ.	± 2
					св. 10 до 100	$\pm 0,2 \cdot C_{BX}$
ЭХ(СО-200/ Н2S-40)	оксид углерода (СО)	мг/м ³	от 0 до 200 (от 0 до 300)	0,1	от 0 до 20 включ.	± 5
					св. 20 до 200	$\pm(5+0,1 \cdot (C_{BX}-20))$
	сероводород (Н2S)		от 0 до 40 (от 0 до 100)		от 0 до 10 включ.	± 2
					св. 10 до 40	$\pm 0,2 \cdot C_{BX}$
ЭХ(СО-200/ Н2S-20)	оксид углерода (СО)	мг/м ³	от 0 до 200 (от 0 до 500)	0,1	от 0 до 20 включ.	± 5
					св. 20 до 200	$\pm(5+0,1 \cdot (C_{BX}-20))$
	сероводород (Н2S)		от 0 до 20 (от 0 до 50)		от 0 до 3 включ.	$\pm 0,7$
					св. 3 до 20	$\pm(0,7+0,25 \cdot (C_{BX}-3))$
ЭХ(СО-200)	оксид углерода (СО)	мг/м ³	от 0 до 200 (от 0 до 300)	0,1	от 0 до 20 включ.	± 5
					св. 20 до 200	$\pm(5+0,1 \cdot (C_{BX}-20))$
ЭХ(Н2S-20)	сероводород (Н2S)	мг/м ³	от 0 до 20 (от 0 до 50)	0,1	от 0 до 3 включ.	$\pm 0,7$
					св. 3 до 20	$\pm(0,7+0,25 \cdot (C_{BX}-3))$
ЭХ(Н2S-40)	сероводород (Н2S)	мг/м ³	от 0 до 40 (от 0 до 100)	0,1	от 0 до 10 включ.	± 2
					св. 10 до 40	$\pm 0,2 \cdot C_{BX}$
ЭХ(Н2S-100)	сероводород (Н2S)	мг/м ³	от 0 до 100 (от 0 до 100)	0,1	от 0 до 10 включ.	± 2
					св. 10 до 100	$\pm 0,2 \cdot C_{BX}$
ЭХ(СО2-20)	Диоксид серы (SO ₂)	мг/м ³	от 0 до 20 (от 0 до 40)	0,1	от 0 до 10 включ.	$\pm 2,5$
					св. 10 до 20	$\pm(2,5+0,25 \cdot (C_{BX}-10))$
ЭХ(NO2-10)	Диоксид азота (NO ₂)	мг/м ³	от 0 до 10 (от 0 до 20)	0,01	от 0 до 2 включ.	$\pm 0,5$
					св. 2 до 10	$\pm(0,5+0,25 \cdot (C_{BX}-2))$
ЭХ(Cl2-25)	Хлор (Cl ₂)	мг/м ³	от 0 до 25 (от 0 до 40)	0,01	от 0 до 1 включ.	$\pm 0,25$
					св. 1 до 25	$\pm(0,25+0,25 \cdot (C_{BX}-1))$

Продолжение таблицы 5

Обозначение КИ	Определяемый компонент	ЕФВ	ДИ (диапазон показаний)	Цена ЕМР	Участок ДИ, в котором нормируется основная погрешность	Предел допускаемой основной абсолютной погрешности (Δ_d)
ЭХ(НСl-30)	Хлористый водород (НСl)	мг/м ³	от 0 до 30 (от 0 до 40)	0,01	от 0 до 5 включ.	$\pm 1,25$
					св. 5 до 30	$\pm 0,25 \cdot C_{\text{вх}}$
ЭХ(NH ₃ -150)	Аммиак (NH ₃)	мг/м ³	от 0 до 150 (от 0 до 200)	0,1	от 0 до 20 включ.	$\pm 5,0$
					св. 20 до 150	$\pm (5 + 0,2 \cdot (C_{\text{вх}} - 20))$
ЭХ(CH ₃ OH-100)	Метанол (CH ₃ OH)	мг/м ³	от 0 до 100 (от 0 до 125)	0,1	от 0 до 5 включ.	$\pm 1,25$
					св. 5 до 100 включ.	$\pm (1,25 + 0,25 \cdot (C_{\text{вх}} - 5))$
ЭХ(CH ₂ O-10)	Формальдегид (CH ₂ O)	мг/м ³	от 0 до 10 (от 0 до 12)	0,01	от 0 до 0,5 включ.	$\pm 0,25$
					св. 0,5 до 10,0 включ.	$\pm (0,25 + 0,2 \cdot (C_{\text{вх}} - 0,5))$
ЭХ(HCN-50) ¹⁾	Цианистый водород (HCN)	мг/м ³	от 0 до 50 (от 0 до 100)	0,1	от 0 до 10 включ.	± 2
					св. 10 до 50	$\pm (2 + 0,2 \cdot (C_{\text{вх}} - 10))$

¹⁾ - Не применяется при контроле ПДК в воздухе рабочей зоны, только для аварийных ситуаций;
C_{вх} – массовая концентрация определяемого компонента на входе газоанализатора, мг/м³.

Таблица 6 – Основные метрологические характеристики газоанализаторов по КИ ИК

Обозначение КИ (поверочный компонент)	Определяемый компонент	ЕФВ	ДИ (диапазон показаний)	Предел допускаемой основной абсолютной погрешности (Δ_d)
ИК0(СхНу), ИК1(СхНу) (пропан С ₃ Н ₈)	Пропан (С ₃ Н ₈)	% НКПР	от 0 до 100 (от 0 до 100)	$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Газ сжиженный ГОСТ 20448		от 0 до 50 (от 0 до 100)	$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Пары нефти			± 5
	Пары керосина			± 5
	Пары топлива авиационного			± 5
	Пары бензина авиационного			± 5
	Пары топлива для реактивных двигателей			± 5
	Пары топлива дизельного			± 5
	Пары бензина			± 5
	Пропиленоксид (С ₃ Н ₆ О)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	1.3-бутадиен (С ₄ Н ₆)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Этилацетат (СН ₃ СООС ₂ Н ₅)			$\pm (2,5+0,1 \cdot C_{ВХ})$
	Изобутан ((СН ₃) ₃ СН)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Диэтиловый эфир (С ₄ Н ₁₀ О)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Диметиловый эфир (С ₂ Н ₆ О)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Метанол (СН ₃ ОН)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Этанол (С ₂ Н ₅ ОН)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Пропилен (С ₃ Н ₆)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Циклопентан (С ₅ Н ₁₀)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Этан (С ₂ Н ₆)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Бутан (С ₄ Н ₁₀)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Пентан (С ₅ Н ₁₂)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Гексан (С ₆ Н ₁₄)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Гептан (С ₇ Н ₁₆)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Октан (С ₈ Н ₁₈)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Уайт-спирит			± 5
	Нафтил			± 5
	Этилен (С ₂ Н ₄)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Ацетон (СН ₃ СОСН ₃)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Бензол (С ₆ Н ₆)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Толуол (С ₆ Н ₅ СН ₃)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Метил-трет-бутиловый эфир (С ₅ Н ₁₂ О)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$
	Ксилол (С ₆ Н ₄ (СН ₃) ₂)			$\pm (2,5+0,1 \cdot C_{ВХ})$
	Этилбензол (С ₈ Н ₁₀)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{ВХ})$

Продолжение таблицы 6

Обозначение КИ (поверочный компонент)	Определяемый компонент	ЕФВ	ДИ (диапазон показаний)	Предел допускаемой основной абсолютной погрешности (Δ_d)
ИК0(СхНу), ИК1(СхНу) (пропан С ₃ Н ₈)	Циклогексан (С ₆ Н ₁₂)	% НКПР	от 0 до 50 (от 0 до 100)	$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{вх})$
	Оксид этилена (С ₂ Н ₄ О)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{вх})$
	Бутилацетат (С ₆ Н ₁₂ О)			$\pm (2,5+0,1 \cdot C_{вх})$
	2-бутанон (С ₄ Н ₈ О)			$\pm (2,5+0,05 \cdot C_{вх})$
	1-бутанол (С ₄ Н ₉ ОН)			$\pm (2,5+0,1 \cdot C_{вх})$
	Пропанол (С ₃ Н ₈ О)			$\pm (2,5+0,1 \cdot C_{вх})$
	Стирол (С ₈ Н ₈)			± 5
ИК0(М-100), ИК1(М-100) (метан СН ₄)	Метан (СН ₄), газ природный (по метану)	% НКПР	от 0 до 100 (от 0 до 100)	± 5
ИК0(М-4,4), ИК1(М-4,4) (метан СН ₄)	Метан (СН ₄), газ природный (по метану)	объемная доля, %	от 0 до 4,4 (от 0 до 100)	$\pm 0,22$
ИК0(П-100), ИК1(П-100) (пропан С ₃ Н ₈)	Пропан (С ₃ Н ₈), газ сжиженный (по пропану)	% НКПР	от 0 до 100 (от 0 до 100)	± 5
ИК0(П-1,7), ИК1(П-1,7) (пропан С ₃ Н ₈)	Пропан (С ₃ Н ₈)	объемная доля, %	от 0 до 1,7 (от 0 до 100)	$\pm 0,09$
ИК1(ДУ-2)	Диоксид углерода (СО ₂)	объемная доля, %	от 0 до 2 (от 0 до 5)	$\pm 0,1$
ИК0(ДУ-5), ИК1(ДУ-5)	Диоксид углерода (СО ₂)	объемная доля, %	от 0 до 5 (от 0 до 10)	$\pm 0,25$
ИК1(ДУ-10)	Диоксид углерода (СО ₂)	объемная доля, %	от 0 до 10 (от 0 до 20)	$\pm 0,5$

Таблица 7 – Основные метрологические характеристики газоанализаторов по КИ ФИ

Обозначение КИ	Определяемый компонент/Поверочный компонент (если отличен от определяемого)	ДИ, мг/м ³	Диапазон показаний, мг/м ³	Участок ДИ, в котором нормированы пределы допускаемой основной погрешности	Предел допускаемой основной абсолютной (Δ_d , мг/м ³) или относительной (δ_d , %) погрешности
ФИ(Ацетон)	Ацетон (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 2500	от 0 до 4000	от 0 до 200 включ.	$\Delta_d = \pm 30$ мг/м ³
				св. 200 до 2500	$\delta_d = \pm 15$ %
ФИ(Бензол-50)	Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 50	от 0 до 100	от 0 до 5 включ.	$\Delta_d = \pm 1,0$ мг/м ³
				св. 5 до 50	$\delta_d = \pm 20$ %
ФИ(Бензол-3500)	Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 50 включ.	$\Delta_d = \pm 10$ мг/м ³
				св. 50 до 3500	$\delta_d = \pm 20$ %
ФИ(Бутадиен)	1,3- Бутадиен (C ₄ H ₆)	от 0 до 500	от 0 до 1000	от 0 до 100 включ.	$\Delta_d = \pm 20$
				св. 100 до 500	$\delta_d = \pm 20$
ФИ(Бутилацетат)	Бутилацетат (C ₆ H ₁₂ O ₂)	от 0 до 1000	от 0 до 2000	от 0 до 200 включ.	$\Delta_d = \pm 30$
				св. 200 до 1000	$\delta_d = \pm 15$
ФИ(Гексан)	Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	$\Delta_d = \pm 45$ мг/м ³
				св. 300 до 3500	$\delta_d = \pm 15$ %
ФИ(Н-гептан)	н-гептан (C ₇ H ₁₆)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	$\Delta_d = \pm 45$ мг/м ³
				св. 300 до 3500	$\delta_d = \pm 15$ %
ФИ(И-бутилен)	Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 100 включ.	$\Delta_d = \pm 15$ мг/м ³
				св. 100 до 3500	$\delta_d = \pm 15$ %
ФИ(И-пентан)	Изопентан (i-C ₅ H ₁₂)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	$\Delta_d = \pm 45$ мг/м ³
				св. 300 до 3500	$\delta_d = \pm 15$ %
ФИ(ИзоПБ)	Изопропилбензол (C ₉ H ₁₂)	от 0 до 500	от 0 до 1000	от 0 до 50 включ.	$\Delta_d = \pm 10$ мг/м ³
				св. 50 до 500	$\delta_d = \pm 20$ %
ФИ(МТБЭ)	Метилтретбутиловый эфир (C ₅ H ₁₂ O)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 100 включ.	$\Delta_d = \pm 15$ мг/м ³
				св. 100 до 3500	$\delta_d = \pm 15$ %
ФИ(О-ксилол)	1,2-диметилбензол (C ₆ H ₄ (CH ₃) ₂)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 50 включ.	$\Delta_d = \pm 7,5$ мг/м ³
				св. 50 до 3500	$\delta_d = \pm 15$ %

Продолжение таблицы 7

Обозначение КИ	Определяемый компонент/Поверочный компонент (если отличен от определяемого)	ДИ, мг/м ³	Диапазон показаний, мг/м ³	Участок ДИ, в котором нормированы пределы допускаемой основной погрешности	Предел допускаемой основной абсолютной (Δ_d , мг/м ³) или относительной (δ_d , %) погрешности
ФИ(Н-пентан)	н-пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	$\Delta_d = \pm 45$ мг/м ³
				св. 300 до 3500	$\delta_d = \pm 15$ %
ФИ(Пропанол)	Пропанол (C ₃ H ₇ ОН)	от 0 до 100	от 0 до 100	от 0 до 10 включ.	$\Delta_d = \pm 2,5$ мг/м ³
				св. 10 до 100	$\delta_d = \pm 25$ %
ФИ(Пропилен)	Пропилен (C ₃ H ₆)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 100 включ.	$\Delta_d = \pm 15$ мг/м ³
				св. 100 до 3500	$\delta_d = \pm 15$ %
ФИ(Сольвент)	Пары сольвента (по гексану) / Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 100 включ.	$\Delta_d = \pm 15$ мг/м ³
				св. 100 до 3500	$\delta_d = \pm 15$ %
ФИ(Стирол)	Стирол (C ₈ H ₈)	от 0 до 100	от 0 до 100	от 0 до 10 включ.	$\Delta_d = \pm 2$ мг/м ³
				св. 10 до 100	$\delta_d = \pm 20$ %
ФИ(Толуол-500)	Толуол (C ₆ H ₅ CH ₃)	от 0 до 500	от 0 до 1000	от 0 до 50 включ.	$\Delta_d = \pm 7,5$ мг/м ³
				св. 50 до 500	$\delta_d = \pm 15$ %
ФИ(Толуол-2500)	Толуол (C ₆ H ₅ CH ₃)	от 0 до 2500	от 0 до 4000	от 0 до 500 включ.	$\Delta_d = \pm 75$ мг/м ³
				св. 500 до 2500	$\delta_d = \pm 15$ %
ФИ(ТриХЭ)	Трихлорэтилен (C ₂ HCl ₃)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 50 включ.	$\Delta_d = \pm 7,5$ мг/м ³
				св. 50 до 3500	$\delta_d = \pm 25$ %
ФИ(У-спирит)	Пары уайт-спирита (по гексану) / Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	$\Delta_d = \pm 45$ мг/м ³
				св. 300 до 3500	$\delta_d = \pm 15$ %
ФИ(Фенол) ¹⁾	Фенол (C ₆ H ₆ O)	от 0 до 50	от 0 до 50	от 0 до 5 включ.	$\Delta_d = \pm 1$ мг/м ³
				св. 5 до 50	$\delta_d = \pm 20$ %
ФИ(Ц-гексан)	Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	от 0 до 800	от 0 до 800	от 0 до 80 включ.	$\Delta_d = \pm 12$ мг/м ³
				св. 80 до 800	$\delta_d = \pm 15$ %
ФИ(Этанол)	Этанол (C ₂ H ₅ ОН)	от 0 до 2500	от 0 до 4000	от 0 до 1000 включ.	$\Delta_d = \pm 150$ мг/м ³
				св. 1000 до 2500	$\delta_d = \pm 15$ %

Продолжение таблицы 7

Обозначение КИ	Определяемый компонент/ Поверочный компонент (если отличен от определяемого)	ДИ, мг/м ³	Диапазон показаний, мг/м ³	Участок ДИ, в котором нормированы пределы допускаемой основной погрешности	Предел допускаемой основной абсолютной (Δд, мг/м ³) или относительной (δд, %) погрешности
ФИ(Нефть)	Пары нефти (по гексану) / Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	Δд = ±45
				св. 300 до 3500	δд = ±15
ФИ(Бензин)	Пары бензина (по гексану) / Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 100 включ.	Δд = ±25
				св. 100 до 3500	Δд = ± (25 + 0,15·(Свх - 100))
ФИ(Керосин)	Пары керосина (по гексану) / Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	Δд = ±45
				св. 300 до 3500	δд = ±15
ФИ(ДТ)	Пары дизельного топлива (по гексану) / Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	Δд = ±45
				св. 300 до 3500	δд = ±15
ФИ(АТ)	Пары авиационного топлива (по гексану) / Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	Δд = ±45
				св. 300 до 3500	δд = ±15
ФИ(РТ)	Пары топлива для реактивных двигателей (по гексану) / Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	Δд = ±45
				св. 300 до 3500	δд = ±15
ФИ(БА)	Пары бензина авиационного (по гексану) / Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 3500	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	Δд = ±45
				св. 300 до 3500	δд = ±15

Таблица 8 – Характеристики погрешности

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности КИ ТХ по определяемым компонентам, отличным от поверочного, Δ_d, % НКПР, не более: а) для газоанализаторов с поверочным компонентом метан: - по водороду $\pm 10,0$ - по гексану $\pm 10,0$ б) для газоанализаторов с поверочным компонентом пропан: - по метану $\pm 7,5$ - по нонану $\pm 10,0$ в) для газоанализаторов с поверочным компонентом гексан: по пропану $\pm 7,5$ по декану $\pm 15,0$	
Пределы допускаемой вариации показаний газоанализаторов в долях от пределов допускаемой основной абсолютной (относительной) погрешности	0,5
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$ от 15 до 25 - относительная влажность, % от 50 до 80 - атмосферное давление, кПа от 97,3 до 105,3	

Таблица 9 – Характеристики чувствительности газоанализаторов к влияющим величинам

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой суммарной дополнительной погрешности от воздействия неопределяемых компонентов, содержание которых приведено в таблице 10, в долях от пределов допускаемой основной абсолютной (относительной) погрешности	$\pm 2,0$
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализаторов при изменении температуры окружающей среды в пределах условий эксплуатации от значений температуры, при которой определялась основная погрешность, соответствуют приведенным в таблице 11	
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализаторов при изменении атмосферного давления в пределах условий эксплуатации от значения давления, при котором определялась основная погрешность, соответствуют приведенным в таблице 13	
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализаторов при изменении относительной влажности анализируемой среды в пределах условий эксплуатации от номинального значения влажности 60 % при температуре $(20 \pm 5)^{\circ}\text{C}$ соответствуют приведенным в таблице 14	
Газоанализаторы выдерживают перегрузку, вызванную выходом содержания определяемого компонента за пределы измерений. Определяемый (поверочный) компонент, содержание при перегрузке, время воздействия перегрузки, время восстановления показаний после снятия перегрузки соответствуют приведенным в таблице 15	
Газоанализаторы соответствуют требованиям к основной погрешности при воздействии синусоидальной вибрации частотой от 10 до 55 Гц с амплитудой не более 0,35 мм	

Продолжение таблицы 9

Наименование характеристики	Значение
Газоанализаторы соответствуют требованиям к основной погрешности при изменении пространственного положения на 360° вокруг каждой из трех взаимно перпендикулярных осей.	
Газоанализаторы устойчивы к изменению напряжения встроенной аккумуляторной батареи от 4,5 до 3,0 В.	

Таблица 10 – Содержание неопределяемых компонентов

КИ	Содержание неопределяемых компонентов													
	массовая концентрация, мг/м ³									объемная доля, %				
	CO	H ₂ S	SO ₂	NO ₂	Cl ₂	HCl	NH ₃	CH ₃ OH	CH ₂ O	H ₂	CO ₂	CH ₄	C ₃ H ₈	C ₆ H ₁₄
ТХ	200	40	20	10	25	30	150	100	10		1			
ЭХ(О2-30)	200	40	20	10	25	30	150	100	—	—	1	1,1	0,43	0,25
ЭХ(СО-500), ЭХ(СО-200)		40	20	10	25	30	150	100	—	—	1	1,06	0,43	0,25
ЭХ(Н2S-100), ЭХ(Н2S-40), ЭХ(Н2S-20)	200		20	10	—	—	—	100	—	—	1	1,06	0,43	0,25
ЭХ(SO2-20)	200	—		10	—	—	—	100	—	—	1	1,06	0,43	0,25
ЭХ(NO2-10)	200	—	20		—	—	—	100	—	—	1	1,06	0,43	0,25
ЭХ(Cl2-25)	200	—	—	—		—	—	100	—	—	1	1,06	0,43	0,25
ЭХ(HCl-30)	200	—	—	—	—		—	100	—	—	1	1,06	0,43	0,25
ЭХ(NH3-150)	200	—	10	5	—	—		100	—	—	1	1,06	0,43	0,25
ЭХ(CH3OH-100)	200	—	—	10	12	—	—		—	—	1	1,06	0,43	0,25
ЭХ(CH2O-10)	200	—	—	10	12	30	150	100		—	1	1,06	0,43	0,25
ЭХ(HCN-50)	200	—	—	—	—	—	20	—	—	—	1	1,06	0,43	0,25
ИК0(М-100), ИК0(М-4,4)	200	40	20	10	25	30	150	100	10	1,7	5	—	—	—
ИК1(М-100), ИК1(М-4,4)	200	40	20	10	25	30	150	100	10	1,7	5	—	—	—
ИК0(П-100), ИК0(П-1,7), ИК0(CxHy), ИК1(CxHy)	200	40	20	10	25	30	150	100	10	1,7	5	—	—	—
ИК1(CxHy)	200	40	20	10	25	30	150	100	10	1,7	5	—	—	—
ИК0(ДУ-5)	200	40	20	10	25	30	150	100	10	1,7		4,4	0,43	0,25
ИК1(ДУ-2), ИК1(ДУ-5) ИК1(ДУ-10)	200	40	20	10	25	30	150	100	10	1,7		4,4	0,43	0,25
ФИ	200	—	20	20	12	15	—	100	10	1,7	1	1,06	—	—

Таблица 11 – Предел допускаемой дополнительной погрешности при изменении температуры окружающей среды

КИ	Предел допускаемой дополнительной погрешности при изменении температуры окружающей среды		
	во всем диапазоне температуры	в диапазоне рабочих значений ¹⁾	в диапазонах предельных рабочих значений ¹⁾
Все ТХ	1,0Δд (1,0δд)	—	—
ЭХ(О2-30)	1,0Δд на каждые ±10 °С	—	—
ЭХ(СО-500), ЭХ(СО-200)	—	0,6Δд на каждые ±10 °С	1,5Δд
ЭХ(Н2S-100), ЭХ(Н2S-40), ЭХ(Н2S-20)	—	0,6Δд на каждые ±10 °С	1,5Δд
ЭХ(СО2-20), ЭХ(Сl2-25), ЭХ(НCl-30)	—	0,6Δд на каждые ±10 °С	1,5Δд
ЭХ(НО2-10)	—	1,0Δд на каждые ±10 °С	1,5Δд
ЭХ(НН3-150)	—	0,6Δд на каждые ±10 °С	1,5Δд
ЭХ(СН3ОН-100) ²⁾ , ЭХ(СН2О-10) ²⁾	—	0,6Δд на каждые ±10 °С	—
ЭХ(НСN-50)	—	0,6Δд на каждые ± 10 °С	—
ИК0(М-100), ИК0(М-4,4), ИК0(П-100), ИК0(П-1,7), ИК0(СхНу)	—	1,0Δд	1,5Δд
ИК1(М-100), ИК1(М-4,4), ИК1(П-100), ИК1(П-1,7), ИК1(СхНу)	1,0Δд	—	—
ИК0(ДУ-5)	—	1,0Δд	1,5Δд
ИК1(ДУ-2), ИК1(ДУ-5), ИК1(ДУ-10)	1,0Δд	—	—
ФИ	0,5Δд (0,5δд) на каждые ±10 °С	—	—
¹⁾ – См. таблицу 12; ²⁾ – Диапазон рабочих значений температуры – от минус 20 до плюс 50 °С.			

Таблица 12 – Значение температуры воздуха при эксплуатации, °С

КИ	Значение температуры воздуха при эксплуатации, °С			
	Нижнее		Верхнее	
	предельное рабочее	рабочее	рабочее	предельное рабочее
ТХ	—	минус 40	плюс 50	—
ЭХ(О2-30)	—	минус 40	плюс 50	—
ЭХ(СО-500), ЭХ(СО-200)	минус 40	минус 30	плюс 45	плюс 50

Продолжение таблицы 12

КИ	Значение температуры воздуха при эксплуатации, °С			
	Нижнее		Верхнее	
	предельное рабочее	рабочее	рабочее	предельное рабочее
ЭХ(H ₂ S-100), ЭХ(H ₂ S-40), ЭХ(H ₂ S-20)	минус 40	минус 30	плюс 45	плюс 50
ЭХ(SO ₂ -20), ЭХ(NO ₂ -10), ЭХ(Cl ₂ -25), ЭХ(HCl-30), ЭХ(NH ₃ -150)	минус 40	минус 30	плюс 45	плюс 50
ЭХ(CH ₃ OH-100)	—	минус 20	плюс 50	—
ЭХ(CH ₂ O-10)	—	минус 20	плюс 50	—
ЭХ(HCN-50)	—	минус 30	плюс 50	—
ИК0(М-100), ИК0(М-4,4), ИК0(П-100), ИК0(П-1,7), ИК0(C ₆ H ₆)	минус 40	минус 10	плюс 40	плюс 50
ИК1(М-100), ИК1(М-4,4), ИК1(П-100), ИК1(П-1,7), ИК1(C ₆ H ₆)	—	минус 40	плюс 50	—
ИК0(ДУ-5)	минус 40	минус 10	плюс 40	плюс 50
ИК1(ДУ-2), ИК1(ДУ-5), ИК1(ДУ-10)	—	минус 40	плюс 50	—
ФИ	—	минус 40	плюс 50	—
1) – Знак «—» означает, что параметр не нормируется.				

Таблица 13 – Предел допускаемой дополнительной погрешности при изменении атмосферного давления

КИ	Предел допускаемой дополнительной погрешности при изменении атмосферного давления	
	во всем диапазоне	на каждые 3,3 кПа
Все ТХ	1,0Δд (1,0δд)	—
ЭХ(O ₂ -30)	—	0,5Δд
ЭХ(CO-500), ЭХ(CO-200)	1,0Δд	—
ЭХ(H ₂ S-100), ЭХ(H ₂ S-40), ЭХ(H ₂ S-20)	1,0Δд	—
ЭХ(SO ₂ -20)	1,0Δд	—
ЭХ(NO ₂ -10)	1,0Δд	—
ЭХ(Cl ₂ -25)	1,0Δд	—
ЭХ(HCl-30)	1,0Δд	—
ЭХ(NH ₃ -150)	1,0Δд	—
ЭХ(CH ₃ OH-100)	—	0,5Δд
ЭХ(CH ₂ O-10)	—	0,5Δд
ЭХ(HCN-50)	—	0,5Δд
ИК0(М-100), ИК0(М-4,4), ИК1(М-100), ИК1(М-4,4),	—	0,5Δд

Продолжение таблицы 13

КИ	Предел допускаемой дополнительной погрешности при изменении атмосферного давления	
	во всем диапазоне	на каждые 3,3 кПа
ИК0(П-100), ИК0(П-1,7), ИК1(П-100), ИК1(П-1,7)	—	0,5Δд
ИК0(СхНу), ИК1(СхНу)	—	0,5Δд
ИК1(ДУ-2), ИК0(ДУ-5), ИК1(ДУ-5), ИК1(ДУ-10)	—	0,8Δд
Все ФИ	1,0Δд (1,0δд)	—

Таблица 14 – Предел допускаемой дополнительной погрешности при изменении относительной влажности анализируемой среды от номинального значения 60 %

КИ	Предел допускаемой дополнительной погрешности при изменении относительной влажности анализируемой среды от номинального значения 60 %	
	во всем диапазоне	на каждые 10 % относительной влажности
Все ТХ	1,5Δд (1,5δд)	—
ЭХ(О2-30)	1,0Δд	—
ЭХ(СО-500), ЭХ(СО-200)	1,0Δд	—
ЭХ(Н2S-100), ЭХ(Н2S-40), ЭХ(Н2S-20)	1,0Δд	—
ЭХ(СО2-20)	1,0Δд	—
ЭХ(НО2-10)	1,0Δд	—
ЭХ(Сl2-25)	1,0Δд	—
ЭХ(НСl-30)	1,0Δд	—
ЭХ(НН3-150)	1,0Δд	—
ЭХ(СН3ОН-100)	1,0Δд	—
ЭХ(СН2О-10)	1,0Δд	—
ЭХ(НСN-50)	1,0Δд	—
ИК0(М-100), ИК0(М-4,4), ИК0(П-100), ИК0(П-1,7)	1,5Δд	—
ИК1(М-100), ИК1(М-4,4), ИК1(П-100), ИК1(П-1,7)	1,5Δд	—
ИК0(СхНу), ИК1(СхНу)	1,5Δд	—
ИК0(ДУ-2), ИК0(ДУ-5), ИК1(ДУ-5), ИК1(ДУ-10)	1,5Δд	—
Все ФИ	—	0,5Δд (0,5δд)

Таблица 15 – Содержание определяемого (поверочного) компонента при перегрузке, время воздействия перегрузки, время восстановления показаний после воздействия перегрузки

КИ	Поверочный компонент		Время воздействия/восстановления, мин
	Химическая формула	Содержание при перегрузке	
ЭХ(О2-30)	О ₂	50 % объемной доли	10/5

Продолжение таблицы 15

КИ	Поверочный компонент		Время воздействия/восстановления, мин
	Химическая формула	Содержание при перегрузке	
ЭХ(СО-500)	СО	600 мг/м ³	5/20
ЭХ(СО-200)	СО	250 мг/м ³	5/20
ЭХ(Н ₂ С-100)	Н ₂ С	130 мг/м ³	5/20
ЭХ(Н ₂ С-40)	Н ₂ С	85 мг/м ³	5/20
ЭХ(Н ₂ С-20)	Н ₂ С	34 мг/м ³	5/20
ЭХ(СО ₂ -20)	СО ₂	34 мг/м ³	5/20
ЭХ(НО ₂ -10)	НО ₂	17 мг/м ³	5/20
ЭХ(Сl ₂ -25)	Сl ₂	45 мг/м ³	5/20
ЭХ(НСl-30)	НСl	45 мг/м ³	5/20
ЭХ(НН ₃ -150)	НН ₃	205 мг/м ³	5/20
ЭХ(СН ₃ ОН-100)	СН ₃ ОН	120 мг/м ³	5/60
ЭХ(СН ₂ О-10)	СН ₂ О	12 мг/м ³	5/60
ЭХ(НСН-50)	НСН	56 мг/м ³	5/60
ИК0(М-100), ИК0(М-4,4) ИК1(М-100), ИК1(М-4,4)	СН ₄	8,8 % объемной доли	3/20
ИК0(П-100), ИК0(П-1,7), ИК1(П-100), ИК1(П-1,7) ИК0(СхНу), ИК1(СхНу)	С ₃ Н ₈	3,0 % объемной доли	3/20
			3/20
ИК1(ДУ-2), ИК0(ДУ-5), ИК1(ДУ-5), ИК1(ДУ-10)	СО ₂	20 % объемной доли	10/5
ФИ (Ацетон)	С ₃ Н ₆ О	3250 мг/м ³	10/20
ФИ (Бензол-50)	С ₆ Н ₆	65 мг/м ³	10/20
ФИ (Бензол-3500)		4550 мг/м ³	10/20
ФИ (Гексан)	С ₆ Н ₁₄	4600 мг/м ³	10/20
ФИ(Стирол)	С ₈ Н ₈	130 мг/м ³	10/20
ФИ (Толуол-500)	С ₆ Н ₅ СН ₃	650 мг/м ³	10/20
ФИ (Толуол-2500)		3250 мг/м ³	10/20
ФИ (И-бутилен)	i-С ₄ Н ₈	4600 мг/м ³	10/10
ФИ (фенол)	С ₆ Н ₆ О	65 мг/м ³	10/20
ФИ (Этанол)	С ₂ Н ₅ ОН	3250 мг/м ³	10/20
ФИ (Ц-гексан)	С ₆ Н ₁₂	1040 мг/м ³	10/20
ФИ (И-пентан)	i-С ₅ Н ₁₂	4600 мг/м ³	10/20
ФИ (Н-пентан)	С ₅ Н ₁₂	4600 мг/м ³	10/20
ФИ (О-ксилол)	С ₆ Н ₄ (СН ₃) ₂	4600 мг/м ³	10/20
ФИ (ТриХЭ)	С ₂ НСl ₃	4600 мг/м ³	10/20
ФИ (Сольвент)	С ₆ Н ₁₄	4600 мг/м ³	10/20
ФИ (Уайт-спирит)	С ₆ Н ₁₄	4600 мг/м ³	10/20
ФИ (Н-гептан)	С ₇ Н ₁₆	4600 мг/м ³	10/20
ФИ (МТБЭ)	С ₅ Н ₁₂ О	4600 мг/м ³	10/20
ФИ (Пропанол)	С ₃ Н ₇ ОН	130 мг/м ³	10/20
ФИ (Пропилен)	С ₃ Н ₆	4600 мг/м ³	10/20
ФИ (ИзоПБ)	С ₉ Н ₁₂	650 мг/м ³	10/20
ФИ (Бутадиен)	С ₄ Н ₆	650 мг/м ³	10/20

Окончание таблицы 15

КИ	Поверочный компонент		Время воздействия/восстановления, мин
	Химическая формула	Содержание при перегрузке	
ФИ (Бутилацетат)	$C_6H_{12}O_2$	1300 мг/м ³	10/20
ФИ (Нефть)	C_6H_{14}	4600 мг/м ³	10/20
ФИ (Бензин)	C_6H_{14}	4600 мг/м ³	10/20
ФИ (Керосин)	C_6H_{14}	4600 мг/м ³	10/20
ФИ (ДТ)	C_6H_{14}	4600 мг/м ³	10/20
ФИ (АТ)	C_6H_{14}	4600 мг/м ³	10/20
ФИ (РТ)	C_6H_{14}	4600 мг/м ³	10/20
ФИ (БА)	C_6H_{14}	4600 мг/м ³	10/20

Таблица 16 – Динамические характеристики

Наименование параметра	Значение
Время прогрева газоанализаторов, мин, не более: - по КИ ТХ - по КИ ИК - по КИ ЭХ - по КИ ФИ	2 2 5 5
Время срабатывания сигнализации при содержании определяемого компонента в 1,6 раза превышающем значение уставки срабатывания, пределы времени установления показаний не более значений, приведенных в таблице 17.	
Пределы допускаемого изменения показаний газоанализаторов за время непрерывной работы от включения до срабатывания сигнализации РАЗРЯД АБ	0,5Δ _д (0,5δ _д)
Пределы допускаемого изменения показаний газоанализаторов за время непрерывной работы от срабатывания сигнализации РАЗРЯД АБ до автоматического отключения газоанализаторов вследствие полного разряда АБ	0,5Δ _д (0,5δ _д)
Предел допускаемого интервала времени работы газоанализаторов без корректировки показаний по ПГС	6 месяцев

Таблица 17 – Время срабатывания сигнализации, предел времени установления показаний

КИ	Время срабатывания сигнализации, с	Предел времени установления показаний, с	
		T _{0.5}	T _{0.9}
ТХ(М-50), ТХ(М-100)	10	—	15
ТХ(П-50), ТХ(П-100)	10	—	15
ТХ(Г)	15	—	40
ТХ(В)	15	—	40
ЭХ(О2-30)	15	—	30
ЭХ(СО-500), ЭХ(СО-200)	15	—	30
ЭХ(Н2S-100), ЭХ(Н2S-40), ЭХ(Н2S-20)	15	—	30
ЭХ(SO2-20)	30	—	60
ЭХ(NO2-10)	30	—	60
ЭХ(Cl2-25)	—	—	90
ЭХ(HCl-30)	—	—	180

Продолжение таблицы 17

КИ	Время срабатывания сигнализации, с	Предел времени установления показаний, с	
		T _{0.5}	T _{0.9}
ЭХ(NH ₃ -150)	—	—	180
ЭХ(CH ₃ OH-100)	—	—	900
ЭХ(CH ₂ O-10)	—	—	300
ЭХ(HCN-50)	—	—	120
ИК0(М-100), ИК0(М-4,4)	10	10	20
ИК1(М-100), ИК1(М-4,4)	15	15	40
ИК0(П-100), ИК0(П-1,7)	10	10	20
ИК1(П-100), ИК1(П-1,7)	15	15	40
ИК0(СхНу)	10	10	20
ИК1(СхНу)	15	15	40
ИК0(ДУ-5)	30	—	60
ИК1(ДУ-2), ИК1(ДУ-5), ИК1(ДУ-10)	30	—	60
ФИ(Гексан), ФИ(И-бутилен), ФИ(Этанол), ФИ(И-пентан), ФИ(О-ксилол), ФИ(Н-пентан), ФИ(ТриХЭ), ФИ(Сольвент), ФИ(У-спирит), ФИ(Н-гептан), ФИ(МТБЭ), ФИ(Пропанол), И(Пропилен), ФИ(ИзоПБ), ФИ(Бутадиен), ФИ(Бутилацетат), ФИ(Нефть), ФИ(Бензин), ФИ(БА), ФИ(Керосин), ФИ(ДТ), ФИ(АТ), ФИ(РТ)	30	—	60
ФИ(Бензол), ФИ(Стирол), ФИ(Толуол), ФИ(Фенол), ФИ(Ц-гексан)	—	—	300
1) – Знак «—» означает, что параметр не нормируется.			

Таблица 18 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Электрическое питание газоанализаторов - от встроенного блока аккумуляторного напряжением, В	от 3,0 до 4,5
Габаритные размеры газоанализаторов, мм, не более:	
а) для базовых модификаций:	
- высота	120
- ширина	61
- длина (без зажима)	31
- длина (с зажимом)	47
б) для модификаций с индексами (-У) и (-УР) в обозначениях:	
- высота	120
- ширина	61
- длина (без зажима)	37
- длина (с зажимом)	47

Продолжение таблицы 18

Наименование параметра	Значение
Масса газоанализаторов (укомплектованных четырьмя КИ), кг: а) для базовых модификаций: - без зажима - с зажимом б) для модификаций с индексами (-У) и (-УР) в обозначениях: - без зажима - с зажимом	0,22 0,25 0,25 0,29
Уровень звукового давления, создаваемого звуковой сигнализацией газоанализаторов на расстоянии 0,1 м по оси звукового излучателя, не менее, дБ	90
По устойчивости к воздействию климатических факторов окружающей среды по ГОСТ 15150 газоанализаторы соответствуют виду климатического исполнения: - УХЛ1.1 в диапазоне рабочей температуры от минус 40 до плюс 50 °С; - М1.1 для газоанализаторов, соответствующих требованиям Правил РМРС и Правил РРР; - Т, ТВ, ТМ категории размещения 1, 2, 3 и 4.1 для газоанализаторов, поставляемых на экспорт.	
Условия эксплуатации газоанализаторов вида климатического исполнения УХЛ1.1, Т, ТВ, ТМ: - диапазон температуры окружающей (анализируемой) среды, °С - верхнее значение относительной влажности окружающего воздуха при температуре 35 °С и более низких температурах, без конденсации влаги, % - диапазон атмосферного давления, кПа - мм рт. ст. - место размещения газоанализаторов – высота над уровнем моря, м - синусоидальная вибрация: - с амплитудой смещения, мм - частотой, Гц - рабочее положение - содержание коррозионно-активных агентов в атмосфере на открытом воздухе соответствует типу атмосферы по ГОСТ 15150: а) для климатического исполнения УХЛ1.1 б) для климатического исполнения Т, ТВ, ТМ - содержание вредных веществ в анализируемой среде, не входящих в перечень контролируемых веществ и неопределяемых компонентов, не должно превышать уровней ПДК, установленных ГОСТ 12.1.005	от - 40 до + 50 95 от 80,0 до 120,0 от 600 до 900 до 1000 0,35 от 10 до 55 произвольное II III или IV

Окончание таблицы 18

Наименование параметра	Значение
Газоанализаторы, изготовленные в соответствии с требованиями Правил РМРС и Правил РРР, по устойчивости к воздействию климатических факторов по ГОСТ 15150 соответствуют климатическому исполнению М 1.1 для эксплуатации в атмосфере типов III (морская) и IV (приморско-промышленная) по ГОСТ 15150.	
Средняя наработка до отказа газоанализаторов в условиях эксплуатации, приведенных выше, (допускается замена датчиков, выработавших свой ресурс) ч	35000
Назначенный срок службы газоанализаторов в условиях эксплуатации, указанных выше, лет	10
Газоанализаторы относятся к взрывозащищенному электрооборудованию группы II, соответствуют требованиям ГОСТ 31610.0, ГОСТ 31610.11, ГОСТ IEC 60079-1. Маркировка взрывозащиты модификаций газоанализаторов соответствует приведенной в таблице 1.	
Класс защиты человека от поражения электрическим током по ГОСТ 12.2.007.0	III
Степень защиты газоанализаторов по ГОСТ 14254	IP65/IP68
Газоанализаторы с РК (модификации ИБЯЛ.413411.065-100/-101/.../-109) относятся: - к средствам радиосвязи малого радиуса действия, группе I, классу 1 по ГОСТ Р 52459.3; - к портативному оборудованию для использования в условиях электромагнитной обстановки, соответствующих жилым, коммерческим зонам и производственным зонам с малым энергопотреблением по ГОСТ 32134.1; - к группе 1 классу А по ГОСТ Р 51318.11.	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку (см. рисунок 1) методом лазерной гравировки и на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 19 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор АНКAT-64M3.2-YY-ZZ ¹⁾	ИБЯЛ.413411.065-XXX ¹⁾	1 шт.
Ведомость эксплуатационных документов	ИБЯЛ.413411.062 ВЭ	1 экз.
Комплект эксплуатационных документов ²⁾	-	1 комп.
Комплект ЗИП ³⁾	-	1 комп.
¹⁾ – Обозначения (XXX) и условные наименования (YY-ZZ) модификаций - в соответствии с приведенными в таблице 1; ²⁾ – Согласно ведомости эксплуатационных документов; ³⁾ – Согласно ведомости ЗИП.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 документа «ИБЯЛ.413411.065 РЭ Газоанализаторы АНКAT-64M3.2. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

Постановление Правительства Российской Федерации от «16» ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 4.43).

ГОСТ 13320-81 «Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия»;

ГОСТ 12.2.091-2012 «Безопасность электрического оборудования для измерения, управления и лабораторного применения. Часть 1. Общие требования»;

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

ИБЯЛ.413411.065 ТУ «Газоанализаторы АНКАТ-64М3.2 Технические условия».

Правообладатель

Федеральное государственное унитарное предприятие «Смоленское производственное объединение «Аналитприбор» (ФГУП «СПО «Аналитприбор»)

ИНН 6731002766

Адрес: 214031, г. Смоленск, ул. Бабушкина, д. 3

Телефон: 8-800-100-19-50, (4812) 31-12-42, 31-30-77, 31-06-78

Факс: (4812) 31-75-16, 31-75-17, 31-75-18

E-mail: info@analitpribor-smolensk.ru, market@analitpribor-smolensk.ru.

Web-сайт: www.analitpribor-smolensk.ru

Изготовители

Федеральное государственное унитарное предприятие «Смоленское производственное объединение «Аналитприбор» (ФГУП «СПО «Аналитприбор»)

ИНН 6731002766

Адрес: 214031, г. Смоленск, ул. Бабушкина, д. 3

Телефон: 8-800-100-19-50, (4812) 31-12-42, 31-30-77, 31-06-78

Факс: (4812) 31-75-16, 31-75-17, 31-75-18

E-mail: info@analitpribor-smolensk.ru, market@analitpribor-smolensk.ru.

Web-сайт: www.analitpribor-smolensk.ru

Испытательный центр

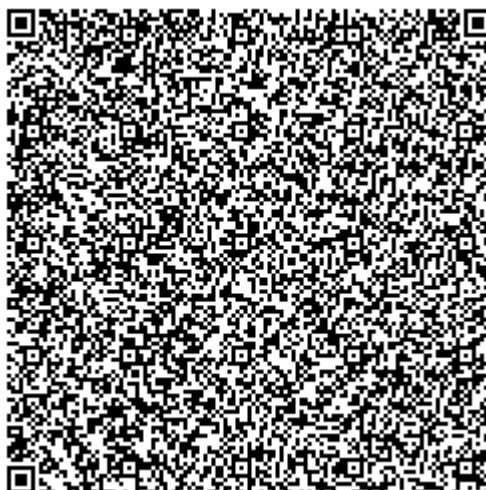
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»

(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119415, г. Москва, проспект Вернадского, дом 41, строение 1, этаж 4,
помещение I, комната 28

E-mail: info@prommashtest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312126



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» июля 2022 г. №1676

Регистрационный № 86025-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы пыли HORIBA APDA-372

Назначение средства измерений

Анализаторы пыли HORIBA APDA-372 (далее – анализаторы) предназначены для измерений массовой концентрации пыли в атмосферном воздухе и воздухе рабочих зон, в том числе при контроле среднесуточных значений предельно допустимых концентраций.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов – оптический, основан на измерении интенсивности рассеянного аэрозольными частицами света. Луч от источника света просвечивает измерительный объем анализатора, через который прокачивается анализируемая воздушная проба. Прямое излучение попадает в световую ловушку, представляющую собой черное тело. Рассеянное аэрозольными частицами излучение регистрируется фотоприемником и преобразуется в электрический сигнал. Интенсивность рассеянного частицами излучения пропорциональна размеру частиц, количество импульсов соответствует количеству частиц. По измеренной интенсивности рассеянного излучения и количеству импульсов производится расчет массовой концентрации с учетом плотности аэрозольных частиц. Значение плотности аэрозольных частиц задается при сервисном обслуживании анализатора. Анализаторы измеряют как общую (TSP) массовую концентрацию аэрозольных частиц, так и по фракциям PM10, PM2.5, опционально доступны измерения по фракциям PM4 и PM1.

Конструктивно анализаторы состоят из измерительного датчика, насоса для отбора воздушной пробы с контрольным расходомером и электронного устройства. Анализаторы выпускаются в двух модификациях HORIBA APDA-372 и HORIBA APDA-372E. Модификация HORIBA APDA-372 имеет встроенный измерительный датчик, модификация HORIBA APDA-372E – выносной измерительный датчик.

Для отбора пробы вне помещений на анализатор монтируется сборное пробоотборное устройство, элементы которого входят в комплектность анализатора. Имеется функция подогрева пробы воздуха.

Основными элементами измерительного датчика являются источник света (светодиод), фокусирующая оптическая система, измерительный объем и фотоприемник.

Электронное устройство обрабатывает сигналы, полученные с фотоприемника, представляет, сохраняет и передает результаты измерений на внешнее устройство, а также управляет работой анализатора.

Отображение данных по измерительным каналам TSP, PM10, PM2.5, PM4, PM1 и управление работой осуществляются на сенсорном экране анализаторов.

Анализаторы в качестве дополнительной информации могут показывать распределение счетной концентрации аэрозольных частиц по размерам и параметры окружающей среды.

Анализаторы оснащены интерфейсами связи RS 232/485 и Ethernet для передачи данных на внешние устройства (компьютер) и портами, в том числе USB, для подключения дополнительных устройств контроля параметров окружающей среды.

Для отображения данных на компьютере используется программное обеспечение (далее – ПО) PDAalyze.

Питание анализаторов осуществляется от сети переменного тока и (или) от аккумуляторной батареи.

Анализаторы являются сложными электротехническими изделиями, ввиду чего внутренние элементы конструкции не позволяют осуществить несанкционированное вмешательство, которое может привести к искажению результатов измерений. Пломбировка корпуса не предусмотрена.

Идентификационные данные анализаторов, в том числе заводской номер, наносятся на заднюю и переднюю панели корпуса анализаторов в виде нестираемых этикеток. Заводской номер имеет цифровой формат и нанесен на этикетку типографским методом термопечати, обеспечивающим его прочтение и сохранность в процессе эксплуатации анализаторов.

Общий вид анализаторов представлен на рисунках 1 и 2, этикетка с указанием заводского номера представлена на рисунке 3.



а) Вид анализатора спереди

Этикетка с
идентификационными
данными



б) Вид анализатора сзади

Рисунок 1 – Общий вид анализатора модификации HORIBA APDA-372



Рисунок 2 – Общий вид анализатора модификации HORIBA APDA-372 E



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 3 – Этикетка с указанием
заводского номера анализаторов

Программное обеспечение

Анализаторы имеют встроенное ПО, которое является метрологически значимым. Функции встроенного ПО: обработка измерительных сигналов с фотоприемника, отображение, сбор, хранение и передача измеренных данных на внешние устройства, управление работой анализатора.

ПО PDAnalyze для отображения данных на компьютере не является метрологически значимыми и не оказывает влияние на результаты измерений.

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

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	APDA-372
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 100xxx
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон размеров регистрируемых частиц пыли, мкм	от 0,18 до 100
Диапазон показаний массовой концентрации пыли, мкг/м ³	от 0 до 10000
Диапазон измерений массовой концентрации пыли, мкг/м ³	от 10 до 10000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой концентрации пыли, %	±25
Номинальный объемный расход отбираемой пробы, л/мин	4,8
Пределы допускаемой относительной погрешности установки объемного расхода отбираемой пробы, %	±3

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: напряжение переменного тока, В частота переменного тока, Гц	от 207 до 253 от 49 до 51
Потребляемая мощность, В·А, не более	200
Габаритные размеры анализатора, мм, не более: высота ширина длина	320 450 185
Масса анализатора, включая измерительный датчик, кг, не более	9,3
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С относительная влажность окружающего воздуха, % атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 до 80 от 84 до 106,7
Температура отбираемой пробы, °С	от -20 до +50

Знак утверждения типа

наносится непосредственно на анализатор и на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность анализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор пыли*	HORIBA APDA-372, или HORIBA APDA-372E	1 шт.
Шнур питания		1 шт.
Программное обеспечение PDAalyze (компакт-диск или USB флэш-карта)		1 шт.
Трубка пробоотборная с модулем осушения аэрозоль IADS**		1 шт.
Узел крепления пробоотборной трубки к корпусу анализатора (для HORIBA APDA-372 E) **		1 шт.
Пробоотборная головка Sigma-2**		1 шт.
Муфта для монтажа пробоотборной головки Sigma-2**		1 шт.
Стилос**		1 шт.
Нуль-модемный кабель**		1 шт.
Трубка пластиковая для юстировки анализатора (30 см) **		1шт.
Образец калибровочной пыли MonoDust 1500** в бутылке		1 шт.
в пакете		1 шт.
Метеостанция (WS300-UMB или WS600-UMB) **		1 шт.
Руководство по эксплуатации		1 экз.
Руководство пользователя ПО		1 экз.
Паспорт		1 экз.
Методика поверки		1 экз.
* Обозначение анализатора указывается при заказе. ** Включаются в комплектность по заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Анализаторы пыли HORIBA APDA-372. Руководство по эксплуатации», раздел 6.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам пыли HORIBA APDA-372

Приказ Росстандарта от 30.12.2021 № 3105 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений дисперсных параметров аэрозолей, взвесей и порошкообразных материалов»

Постановление Правительства РФ №1847 от 16.11.2020 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Техническая документация компании «HORIBA Europe GmbH», Германия

Правообладатель

Компания «HORIBA Europe GmbH», Германия
Адрес: Hans-Mess-Straße 6, 61440 Oberursel (Taunus), Germany
Телефон +49 6172 13960,
Web-сайт: <http://www.horiba.com>
E-mail: info@horiba.ru

Изготовитель

Компания «HORIBA Europe GmbH», Германия
Адрес: Hans-Mess-Straße 6, 61440 Oberursel (Taunus), Germany
Телефон +49 6172 13960,
Web-сайт: <http://www.horiba.com>
E-mail: info@horiba.ru

Испытательный центр

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

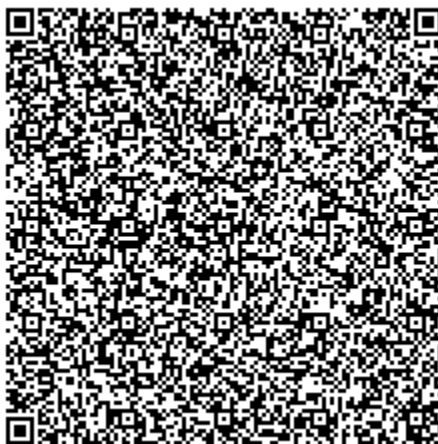
Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон: (495) 526-63-00; факс: (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № 30002-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» июля 2022 г. №1676

Регистрационный № 86026-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики частиц в жидкости Abakus mobil fluid touch

Назначение средства измерений

Счетчики частиц в жидкости Abakus mobil fluid touch (далее – счетчики) предназначены для измерений счетной концентрации частиц различного происхождения в смазочных маслах, технологических жидкостях и средних дистиллятах.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на методе измерения ослабления оптического излучения. Луч, формируемый источником света, освещает измерительную ячейку, через которую прокачивается анализируемая жидкость. Частицы, содержащиеся в жидкости, попадая в траекторию луча, создают тень на фотоприемнике. Соотношение площадей освещенной и затененной областей фотоприемника определяет размер частицы, количество последовательных затенений – количество частиц. Счетная концентрация частиц программно рассчитывается при известном значении объемного расхода отбираемой жидкой пробы и распределяется в зависимости от размеров частиц (по измерительным каналам). Каждый канал имеет свой пороговый размер, соответствующий минимальному размеру частицы, относительно которого определяется концентрация частиц с размерами, большими или равными этому значению. Пороги устанавливаются изготовителем счетчиков согласно стандартам ГОСТ 17216-2001, ISO 4406-2021, SAE AS4059D и (или) NAS 1638. Результаты измерений представляются в виде дифференциальных и интегральных значений счетной концентрации.

Конструктивно счетчик выполнен в виде моноблока с крышкой. Внутри моноблока находятся измерительный датчик LDS-45/50, гидравлический контур для прокачки пробы, микропроцессорное устройство для обработки, отображения и хранения результатов измерений и принтер для распечатки данных, под крышкой моноблока – встроенный сенсорный дисплей и органы управления. Для подачи и слива прокачиваемой пробы на корпусе счетчиков предусмотрены соответствующие штуцеры.

Основными элементами датчика LDS-45/50 являются источник излучения (лазерный диод), оптическая система для формирования зондирующего луча, проточная измерительная ячейка и фотоприемник.

Возможна передача данных со счетчиков на компьютер через интерфейсы связи RS-232 и USB.

Питание счетчиков осуществляется от сети переменного тока.

Пломбировка счетчиков для ограничения несанкционированного доступа к местам настройки (регулировки) не предусмотрена.

К счетчикам данного типа относятся счетчики частиц в жидкости Abakus mobil fluid touch с AMF-20653, AMF-20967, AMF-21118, AMF-21119.

Идентификационные данные счетчиков, кроме даты изготовления и исполнения измерительного датчика, указаны в маркировке, нанесенной в виде нестираемой этикетки под крышкой корпуса. Дата изготовления и исполнения датчика указываются в паспорте счетчика.

Нанесение знака утверждения типа и знака поверки непосредственно на счетчики не предусмотрено.

Общий вид счетчиков представлен на рисунке 1.



Рисунок 1– Общий вид счетчиков

Программное обеспечение

Счетчики имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), являющееся полностью метрологически значимым. Основные функции ПО: обработка измерительных сигналов, полученных с фотоприемника, отображение, хранение и передача измеренных данных на внешние устройства, управление работой счетчика.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AMF
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 1.00

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон размеров регистрируемых частиц, мкм	от 2 до 200
Диапазон измерений счетной концентрации частиц в жидкости, см ⁻³	от 200 до 60000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений счетной концентрации частиц в жидкости, %	±30
Номинальный объемный расход отбираемой пробы, см ³ /мин	30
Пределы допускаемой относительной погрешности установки номинального объемного расхода отбираемой пробы, %	±5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания от сети переменного тока: напряжение, В частота, Гц	от 207 до 253 от 49 до 51
Потребляемая мощность, В·А, не более	160
Габаритные размеры, мм, не более: высота ширина длина	240 400 240
Масса, кг, не более	12
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С относительная влажность окружающей среды при 25 °С, %, не более атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 80 от 84 до 106,7
Параметры анализируемой жидкости: температура, °С кинематическая вязкость, мм ² /с, не более	от 0 до +70 500

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта счетчика методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность счетчиков

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик частиц в жидкости Abakus mobil fluid touch (с серийным номером AMF-20967, AMF-20653, AMF-21118 или AMF-21119)		1 шт.
Комплект пробоотборных шлангов	—	1 компл.
Кабель электропитания с адаптером	—	1 шт.
Кабель интерфейсный	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	—	1 экз.
Методика поверки	МП-640-009-21	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Счетчики частиц в жидкости Abakus mobil fluid touch. Руководство по эксплуатации», раздел «Проведение измерений».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам частиц в жидкости Abakus mobil fluid touch

Приказ Росстандарта от 30.12.2021 № 3105 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений дисперсных параметров аэрозолей, взвесей и порошкообразных материалов»

ГОСТ 31247-2004 Чистота промышленная. Определение загрязнения пробы жидкости с помощью автоматических счетчиков частиц

ГОСТ Р ИСО 11171-2012 Гидропривод объемный. Калибровка автоматических счетчиков частиц в жидкости

Техническая документация компании «Markus Klotz GmbH»

Правообладатель

Компания «Markus Klotz GmbH», Германия

Адрес: Theodor-Heuss-Straße 27, D-75378 Bad Liebenzell, Germany

Телефон: +49(0)7052-92330

Факс: +49(0)7052-92338

Web-сайт: www.fa-klotz.de

E-mail: info@fa-klotz.de

Изготовитель

Компания «Markus Klotz GmbH», Германия

Адрес: Theodor-Heuss-Straße 27, D-75378 Bad Liebenzell, Germany

Телефон: +49(0)7052-92330

Факс: +49(0)7052-92338

Web-сайт: www.fa-klotz.de

E-mail: info@fa-klotz.de

Испытательный центр

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

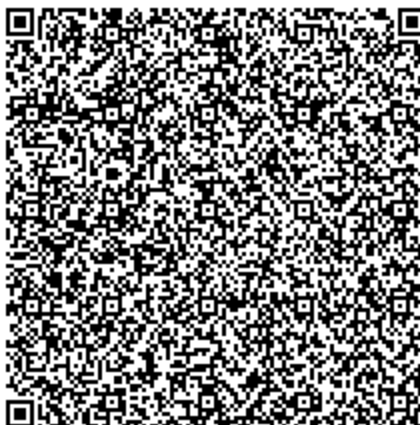
Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон (факс): (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений № 30002-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» июля 2022 г. №1676

Регистрационный № 86027-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Агроторг» в части РЦ «Саратов»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Агроторг» в части РЦ «Саратов» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребляемой отдельными технологическими объектами, а также сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя программное обеспечение (ПО) «Энфорс», сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа СТВ-01, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала и энергосбытовой компании (АРМ).

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

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Данные хранятся в сервере БД. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и другим заинтересованным организациям, передаются с ИВК в виде XML-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы либо с АРМ энерго-сбытовой компании.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной систем ГЛОНАСС/GPS, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сличение шкалы времени счетчиков и шкалы времени сервера ИВК АИИС КУЭ происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера более чем на ± 1 с. (настраиваемый параметр, может быть изменен в порядке текущей эксплуатации).

Журналы событий счетчиков и сервера ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

АИИС КУЭ присвоен заводской номер 047ТНЭ, он указывается типографским способом на паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	«Энфорс»	
Наименование программного модуля ПО	collector_energy.exe	bp_admin.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.0.76.1	
Цифровой идентификатор ПО	5AD547D3	0E020D5C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала		
		ТТ	Счетчик	УССБ/Сервер
1	2	3	4	5
1	ВРУ-0,4 кВ ГРЩ, секция 1/2 0,4 кВ QF1	ТТИ 1200/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 28139-12	Меркурий 234 ARTM-03 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	УССБ: СТБ-01 Рег. № 49933-12 сервер АИИС КУЭ: Lenovo ThinkSystem SR530
2	ВРУ-0,4 кВ ГРЩ, секция 2/1 0,4 кВ QF2	ТТИ 1200/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 28139-12	Меркурий 230 ART-03 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 23345-07	
3	ВРУ-0,4 кВ ГРЩ, секция 2/2 0,4 кВ QF3	Т-0,66 1500/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 52667-13	Меркурий 234 ARTM-03 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
4	ВРУ-0,4 кВ ГРЩ, секция 1/1 0,4 кВ QF4	Т-0,66 1500/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 52667-13	Меркурий 234 ARTM-03 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
5	ВРУ-0,4 кВ БМК, ввод 0,4 кВ	-	Меркурий 234 ART2-02 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала		
		ТТ	Счетчик	УССВ/Сервер
1	2	3	4	5
6	ВРУ-0,4 кВ КПП, ввод 0,4 кВ	-	Меркурий 230 ART-02 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	УССВ: СТВ-01 Рег. № 49933-12 сервер АИИС КУЭ: Lenovo ThinkSystem SR530
7	ВРУ-0,4 кВ КТП, ввод 0,4 кВ	-	Меркурий 234 ART2-02 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
8	ВРУ-0,4 кВ Гоф.ротора, ввод 0,4 кВ	-	Меркурий 230 ART-02 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	
9	ВРУ-0,4 кВ насосной, QF1	Т-0,66 М УЗ 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 71031-18	Меркурий 234 ARTM2-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
10	ВРУ-0,4 кВ насосной, QF2	Т-0,66 М УЗ 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 71031-18	Меркурий 234 ARTM2-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена Сервера синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО)
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1-4, 9-10	Активная	1,1	2,1
	Реактивная	1,8	3,5
5-8	Активная	1,1	2,9
	Реактивная	2,2	5,4

Примечания:

- 1) Границы погрешности указаны для $\cos\phi=0,5$ инд, $I = 100$ % $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С в рабочих условиях и при температуре окружающего воздуха от плюс 21 °С до плюс 25 °С в нормальных условиях.
- 2) Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 3) В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	10
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды для ТТ, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от +15 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды для ТТ, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -40 до +50 от +5 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: Меркурий 234 (48266-11) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Меркурий 234 (75755-19) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Меркурий 230 (23345-07) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 320000 2 150000 2 10000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут-ки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование;
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании;
- пароли электросчетчика;
- пароли сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 минут (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Агроторг» в части РЦ «Саратов» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТТИ	6
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Меркурий 234	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Меркурий 230	3
Сервер синхронизации времени	СТВ-01	1
Сервер БД АИИС КУЭ	Lenovo ThinkSystem SR530	1
Программное обеспечение	ПК «Энфорс»	1
Формуляр	ТНЭ.ФО.047	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Агроторг» в части РЦ «Саратов», аттестованном ООО «Транснефтьэнерго», аттестат аккредитации № RA.RU.311308 от 29.10.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

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

ИНН 7825706086

Юридический адрес: 191025, Россия, г.Санкт-Петербург, Невский проспект, 90/92;

Тел.: +7 (812) 123-10-87

Факс: +7 (812) 327-84-81

E-mail: RefAgrotorg@rshb.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефтьэнерго»

(ООО «Транснефтьэнерго»)

ИНН 7703552167

Адрес: 123112, г. Москва, набережная Пресненская, дом 4, строение 2, помещение 07.17.1

Телефон: +7 (499) 799-86-88

Факс: +7 (499) 799-86-91

E-mail: info@tne.transneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефтьэнерго»

(ООО «Транснефтьэнерго»)

ИНН 7703552167

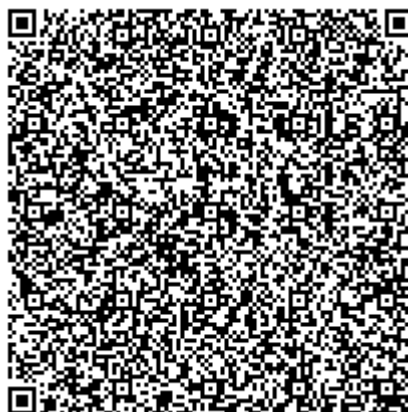
Адрес: 123112, г. Москва, набережная Пресненская, дом 4, строение 2, помещение 07.17.1

Телефон: +7 (499) 799-86-88

Факс: +7 (499) 799-86-91

E-mail: info@tne.transneft.ru

Аттестат аккредитации ООО «Транснефтьэнерго» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311308



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» июля 2022 г. №1676

Регистрационный № 86028-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Линзметры автоматические Visionix VX36

Назначение средства измерений

Линзметры автоматические Visionix VX36 (далее по тексту – линзметры) предназначены для измерений вершинной рефракции и призматического действия очковых линз, а также для ориентирования и маркировки нефацетированных линз, и для проверки правильности установки линз в очковых оправах.

Описание средства измерений

Принцип действия линзметров основан на принципах геометрической оптики и автоматическом цифровом анализе изображения сетки коллиматора при помощи встроенной электронно-вычислительной машины (далее – ЭВМ). При помещении измеряемой линзы в держателе, цифровая фотокамера автоматически наводится на резкое изображение сетки коллиматора. Затем по параметрам искажения изображения вычисляются необходимые характеристики линзы, без участия оператора.

Конструктивно линзметры представляют собой компактный настольный прибор, все узлы которого смонтированы в корпусе. Основной блок линзметра состоит из следующих узлов:

- жидкокристаллический (сенсорный) цветной монитор, на котором отражается вся информация о проводимых измерениях;
- панель управления на мониторе, предназначенная для настройки линзметра и изменения режимов работы;
- встроенный в прибор термопринтер для печати результатов измерений;
- рычаг держателя линз, предназначенный для фиксации зажимом оптического элемента в необходимом положении на подставке для линз;
- маркировочное устройство, предназначенное для отметки оптического центра и направления главных сечений на линзе;
- столик для линз, предназначенный для выравнивания очков по линии горизонта.

Для предотвращения несанкционированного вмешательства в конструкцию изделия, линзметр пломбируется.

На линзметре имеется шильдик с указанием наименования прибора, страны изготовителя, заводского номера и года выпуска прибора. Шильдик расположен слева внизу на задней поверхности линзметра. Заводской номер содержит цифровое обозначение, наносится на шильдик методом цифровой лазерной печати на самоклеящуюся пластиковую пленку и наклеивается на корпус линзметра.

Общий вид, схема маркировки и схема пломбирования от несанкционированного доступа линзметра представлены на рисунках 1 и 2.

Нанесение знака поверки не предусмотрено.

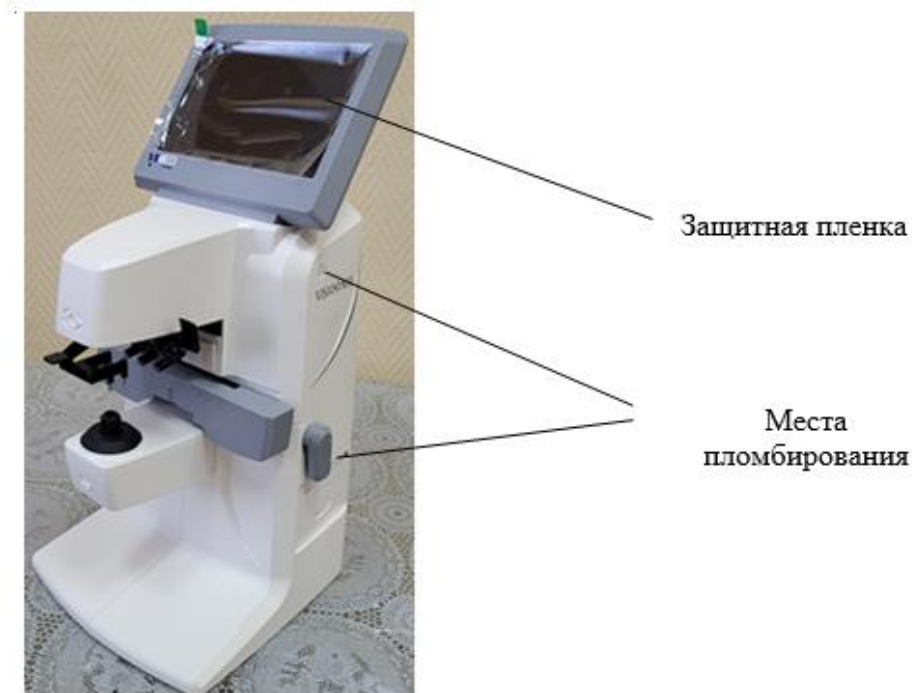


Рисунок 1 – Общий вид и схема пломбирования от несанкционированного доступа линзметра Visionix VX36

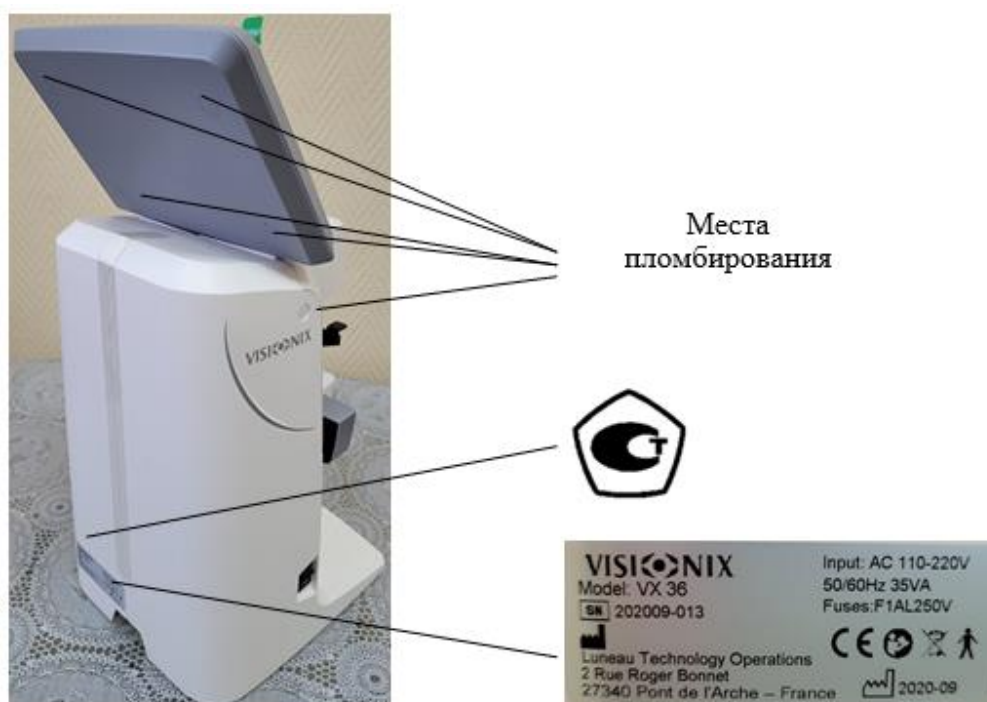


Рисунок 2 – Общий вид, схема маркировки и схема пломбирования от несанкционированного доступа линзметра Visionix VX36

Программное обеспечение

В линзметрах используется встроенное программное обеспечение, которое устанавливается заводом-изготовителем непосредственно в ПЗУ системы.

Программное обеспечение предназначено для управления линзметром, контроллером внутренних исполнительных механизмов и измерительных устройств и его настроек, а также для обеспечения функционирования интерфейса, обработки информации, полученной от измерительных устройств в процессе проведения измерений.

Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части программного обеспечения линзметров указаны в таблице 1.

Идентификация программного обеспечения осуществляется при включении прибора. Номер версии отображается внизу на экране. Доступ к просмотру номера версии имеют все пользователи.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VX36
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.1.80901
Цифровой идентификатор ПО	Данные являются собственностью производителя и являются защищенными для доступа дилера и пользователей

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014.

Метрологические и технические характеристики

приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений сферической вершинной рефракции, дптр	от –25,00 до +25,00
Диапазон измерений призматического действия, пр дптр	от 2,00 до 10,00
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений сферической вершинной рефракции, дптр: в диапазоне от 0,00 до $\pm 5,00$ дптр включ. в диапазоне св. $\pm 5,00$ до $\pm 15,00$ дптр включ. в диапазоне св. $\pm 15,00$ до $\pm 20,00$ дптр включ. в диапазоне св. $\pm 20,00$ до $\pm 25,00$ дптр включ.	$\pm 0,06$ $\pm 0,12$ $\pm 0,18$ $\pm 0,25$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений призматического действия, пр дптр: в диапазоне от 2,00 до 5,00 пр дптр включ. в диапазоне св. 5,00 до 10,00 пр дптр включ.	$\pm 0,12$ $\pm 0,25$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности нанесения маркером оптического центра, мм	$\pm 0,4$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности нанесения маркером оси, град	± 1
Примечание - Метрологические характеристики определены для зеленой линии «е» ртутного спектра.	

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний: - цилиндрической вершинной рефракции, дптр - угловой шкалы, ° - призматического действия, пр дптр - межзрачкового расстояния, мм - высоты зрачка, мм	от –10 до +10 от 1 до 180 от 0 до 20 от 42 до 82 от 8 до 45
Дискретность показаний: - вершинной рефракции, дптр - призматического действия, пр дптр - угловой шкалы, °	0,01; 0,06; 0,12; 0,25 0,01; 0,06; 0,12; 0,25 1
Электропитание от сети переменного тока: - напряжением, В - частотой, Гц	от 110 до 240 50/60
Номинальная мощность, В·А	35
Габаритные размеры, мм, (Д × В × Ш), не более	203×471×233
Масса, кг, не более	4,5
Условия эксплуатации: – диапазон рабочих температур, °С: – относительная влажность воздуха %, не более – атмосферное давление, кПа	от +10 до +35 85 от 50 до 106

Знак утверждения типа

наносится на корпус прибора методом наклеивания и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Линзметр основной блок	Visionix VX36	1 шт.
Принадлежности:		
Кабель питания	-	1 шт.
Держатель контактных линз	-	1 шт.
Бумага для принтера	-	2 рулона
Пылезащитный чехол	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации «Линзметры автоматические Visionix VX36» п. 4.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22 октября 2019 г № 2500 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений оптической силы очковой оптики

ГОСТ Р 50606-93 (ИСО 8598-93) Оптика и оптические приборы. Диоптриметры;

Техническая документация компании «LUNEAU TECHNOLOGY OPERATIONS», Франция.

Правообладатель

Компания «LUNEAU TECHNOLOGY OPERATIONS», Франция
Адрес: 2, rue Roger Bonnet, 27340, Pont de l'Arche, France
Телефон/факс: +33-02-32-98-91-32 / +33-02-35-02-02-94
E-mail: contact@luneautech.com

Изготовители

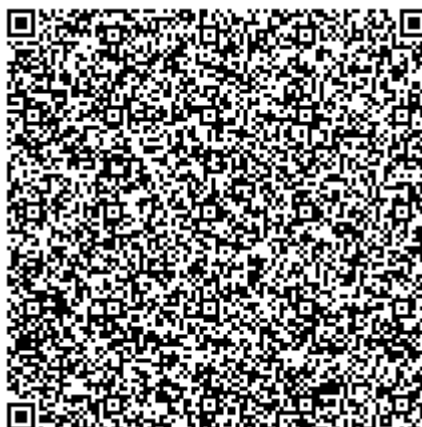
Компания «LUNEAU TECHNOLOGY OPERATIONS», Франция
Адрес: 2, rue Roger Bonnet, 27340, Pont de l'Arche, France
Телефон/факс: +33-02-32-98-91-32 / +33-02-35-02-02-94
E-mail: contact@luneautech.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт оптико-физических измерений» (ФГУП «ВНИИОФИ»)

Адрес: 119361 г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: 8 (495) 437-56-33; факс 8 (495) 437-31-47
Web-сайт: www.vniiofi.ru
E-mail: vniiofi@vniiofi.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
30003-14



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» июля 2022 г. №1676

Регистрационный № 86029-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы T-I Max HCl

Назначение средства измерений

Газоанализаторы T-I Max HCl (далее – газоанализаторы) предназначены для измерений объемной доли хлорида водорода (HCl) в промышленных выбросах и воздушных средах.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов T-I Max HCl – оптический, основан на спектроскопии внутрирезонаторного затухания. Метод заключается в измерении времени затухания излучения в оптическом резонаторе высокой добротности, который заполняется анализируемой пробой газовой смеси.

Генерируемое лазерное излучение поступает в резонатор и многократно отражается от расположенных внутри зеркал. Каждый раз, отражаясь от выходного зеркала, излучение частично покидает резонатор и регистрируется полупроводниковым приемником. В результате обработки поступающего с приемника сигнала определяется время затухания излучения, которое обратно пропорционально содержанию HCl в анализируемой пробе газовой смеси. На входе газовой пробы в газоанализатор расположены фильтр для очистки от пыли. Отбор пробы осуществляется газоанализатором принудительно, в непрерывном циклическом режиме.

Газоанализаторы являются стационарными приборами, в состав которых входят:

- измерительный блок, включающий аппаратное и аппаратно-программное обеспечение для управления, сбора и передачи данных;
- внешний вакуумный насос, обеспечивающий вакуум, необходимый для прохождения пробы анализируемого газа через газоанализатор.

Результаты измерений выводятся на жидкокристаллический дисплей, расположенный на лицевой панели.

На лицевой панели газоанализатора расположены:

- жидкокристаллический дисплей;
- USB разъем;
- кнопка включения/выключения газоанализатора.

На задней панели газоанализатора расположены:

- USB разъем;
- разъемы для подачи анализируемой газовой смеси;
- порт Ethernet;
- порт RS-232;
- порт RS-485.

Доступ в режим корректировки показаний газоанализаторов защищен программным способом. В газоанализаторах механические узлы регулировки отсутствуют.

Доступ к элементам конструкции защищен наклейками, саморазрушающимися при вскрытии, нанесенными на крепежные винты корпуса газоанализатора.

Заводской номер газоанализатора указывается на наклейке, расположенной на задней панели газоанализатора в виде цифрового обозначения, представленной на рисунке 2. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и/или в паспорт. Общий вид средства измерений представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид газоанализатора T-I Max HCl

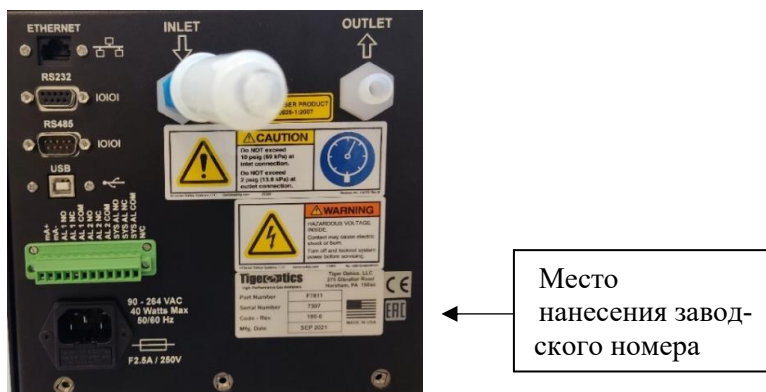


Рисунок 2 – Общий вид задней панели газоанализатора T-I Max HCl

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (ПО).

ПО осуществляет функции:

- расчет содержания определяемого компонента;
- отображение результатов измерений на дисплее;
- передачу результатов измерений по интерфейсу связи с компьютером;
- контроль целостности программных кодов ПО, настроечных и калибровочных констант;
- контроль общих неисправностей (связь, конфигурация);
- контроль архивации измерений;
- отображения результатов измерений и управления по цифровому интерфейсу RS-232 и MODBUS TCP на ПК.

Влияние встроенного ПО учтено при нормировании метрологических характеристик газоанализаторов.

Газоанализаторы имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «средний» по Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	встроенное ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0.7
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний объёмной доли хлорида водорода, млн ⁻¹	от 0 до 5
Диапазон измерений объёмной доли хлорида водорода, млн ⁻¹	от 0 до 0,06 включ. св.0,06 до 4
Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности измерений объёмной доли хлорида водорода, %, в диапазоне от 0 до 0,06 млн ⁻¹ включ.	±20
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объёмной доли хлорида водорода, %, в диапазоне св. 0,06 до 4 млн ⁻¹	±20
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от предела допускаемой погрешности	0,1
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора от изменения температуры окружающей среды относительно нормальных условий измерений, в долях основной погрешности	±0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора от изменения относительной влажности относительно нормальных условий измерений, в долях основной погрешности	±0,1
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от влияния содержания неизмеряемых компонентов, указанных в таблице 3, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,1
Нормальные условия измерений: -температура окружающей среды, °С -относительная влажность окружающего воздуха, %, не более -диапазон атмосферного давления, кПа	от +15 до +25 80 от 98 до 104,6
Примечания 1 Газоанализаторы обеспечивают измерение ПДК хлорида водорода с точностью, указанной в п. 3.1.2 и 4.43 Постановления Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 года № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений». 2 Предельно допустимые концентрации хлорида водорода в соответствии с СанПиН 1.2.3685-21: - в воздухе рабочей зоны 5 мг/м³ (3,3 млн⁻¹); - в атмосферном воздухе (максимальная разовая) 0,2 мг/м³ (0,12 млн⁻¹); - в атмосферном воздухе (среднесуточная) 0,1 мг/м³ (0,06 млн⁻¹). ¹⁾ Приведенная к верхнему пределу диапазона измерений	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более	180
Время прогрева, мин, не более	60
Напряжение питания от сети переменного тока, В	от 90 до 250
Частота переменного тока, Гц	50/60
Потребляемая мощность, Вт, не более	
- измерительный блок	40
- внешний вакуумный насос*	60
Условия эксплуатации	
-температура окружающей среды, °С	от +10 до +40
-относительная влажность, %	от 30 до 80
-атмосферное давление, кПа	от 84 до 106
Объёмный расход газовой смеси на входе газоанализатора, $\text{дм}^3/\text{мин}$, не более	2,0
Средний срок службы, лет	25
Средняя наработка до отказа, ч	40000
Содержание неизмеряемых компонентов, млн^{-1} , не более:	
-озон (O_3)	0,15
-оксид углерода (CO)	780
-диоксид углерода (CO_2)	25000
-диоксид серы (SO_2)	90
-диоксид углерода (NO_2)	250
-диоксид азота (NO)	90
-аммиак (NH_3)	110
Габаритные размеры газоанализатора, мм, не более	
-длина	600
-ширина	218
-высота	223
Масса, кг, не более	
-измерительный блок	15
-внешний вакуумный насос*	6,7
*допускается применение аналогичных вакуумных насосов, обеспечивающих требуемое давление в резонаторе измерительного блока	

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и на корпус газоанализаторов в виде наклейки как на рисунке 1.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность газоанализатора

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор	T-I Max HCl	1 шт.
Внешний вакуумный насос	-	1 шт. по запросу
Руководство по эксплуатации	РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации «Газоанализаторы T-I Max HCl. Руководство по эксплуатации» п. № 3.7, 3.9.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31.12.2020 № 2315

Постановление Правительства Российской Федерации № 1847 от 16 ноября 2020 г. Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, п. 3.1.2 и 4.43

Санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»

РД 52.04.186-89 Руководство по контролю загрязнения атмосферы

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ Р 50760-95 Анализаторы газов и аэрозолей для контроля атмосферного воздуха. Общие технические условия

ГОСТ Р 50759-95 Анализаторы газов для контроля промышленных и транспортных выбросов. Общие технические условия

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

Стандарт предприятия

Правообладатель

Фирма «Tiger Optics, LLC», США

Адрес: 275 Gibraltar Road, Horsham, PA 19044 USA

Изготовитель

Фирма «Tiger Optics, LLC», США

Адрес: 275 Gibraltar Road, Horsham, PA 19044 USA

Испытательный центр

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

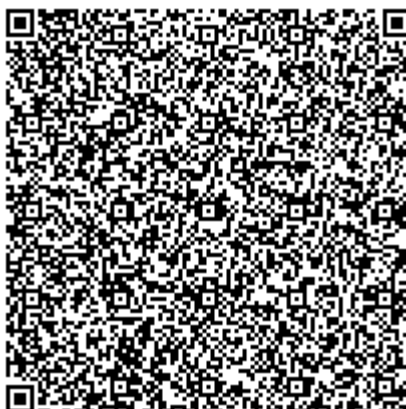
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU 311541.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» июля 2022 г. №1676

Регистрационный № 86030-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АО «КДВ» (ООО «КДВ Подсолнечник», ООО «ТомФлекс»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АО «КДВ» (ООО «КДВ Подсолнечник», ООО «ТомФлекс») (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных центра сбора и обработки данных (ЦСОД) АО «КДВ» (далее - сервер ИВК), устройство синхронизации времени УСВ-3, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Результаты измерения на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность. Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на вход соответствующего GSM-модема/коммуникатора, далее по основному каналу связи стандарта GSM на верхний уровень системы, где осуществляется хранение, накопление и обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер ИВК ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (далее - ОРЭМ).

Сервер АИИС КУЭ субъекта ОРЭМ раз в сутки подписывает электронной подписью (ЭП) отчеты в формате XML и отправляет по выделенному каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-3, непрерывно синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК 1 раз в час сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и не зависимо от величины расхождения производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК осуществляется 1 раз в 30 минут. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИВК более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 1 установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ТП-1 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1	ТТИ КТ 0,5S 4000/5 Рег.№ 81837-21	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1 Рег.№ 50460-18	УСВ-3, рег. № 64242-16/ сервер баз данных центра сбора и обработки данных (ЦСОД) АО «КДВ» (сервер ИВК)
2	ТП-1 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-2	ТТИ КТ 0,5S 4000/5 Рег.№ 81837-21	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1 Рег.№ 50460-18	
3	ТП-6 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.1	ТОЛ КТ 0,5 200/5 Рег.№ 47959-16	ЗНОЛ-СЭЩ КТ 0,2 10000:√3/100:√3 Рег.№ 71707-18	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1 Рег.№ 51593-12	
4	ТП-6 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.11	ТОЛ КТ 0,5 200/5 Рег.№ 47959-16	ЗНОЛП-НТЗ КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег.№ 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1 Рег.№ 51593-12	
5	ТП-6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ф.1, КЛ-0,4 кВ	ТТЭ КТ 0,5 150/5 Рег.№ 52784-13	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Рег.№ 75755-19	
6	ТП-6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ф.4, КЛ-0,4 кВ	ТТЕ-А КТ 0,5 200/5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Рег.№ 75755-19	
7	ТП-6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ф.32, КЛ-0,4 кВ	ТТИ КТ 0,5 400/5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Рег.№ 75755-19	
8	ТП-6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ф.6, КЛ-0,4 кВ	ТТИ КТ 0,5 200/5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Рег.№ 75755-19	
9	ТП-6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ф.34, КЛ-0,4 кВ	ТТЕ-А КТ 0,5 100/5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Рег.№ 75755-19	
10	ТП-6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ф.33, КЛ-0,4 кВ	ТТЕ-А КТ 0,5 200/5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Рег.№ 75755-19	
11	ТП-6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ф.29, КЛ-0,4 кВ	ТТЕ-А КТ 0,5 200/5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Рег.№ 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	ТП-6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ф.2, КЛ-0,4 кВ	ТТИ КТ 0,5 100/5 Пер.№ 28139-12	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Пер.№ 75755-19	УСВ-3, рег. № 64242-16/сервер баз данных центра сбора и обработки данных (ЦСОД) АО «КДВ» (сервер ИВК)
13	ТП-6 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ф.22, КЛ-0,4 кВ	ТТИ КТ 0,5 50/5 Пер.№ 28139-12	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Пер.№ 75755-19	
14	ТП-6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ф.25, КЛ-0,4 кВ	ТТЕ-А КТ 0,5 400/5 Пер.№ 73808-19	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Пер.№ 75755-19	
15	ТП-6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ф.24, КЛ-0,4 кВ	ТТЕ-А КТ 0,5 200/5 Пер.№ 73808-19	-	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.R КТ 0,5S/1 Пер.№ 75755-19	
16	ТП-6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ф.13, КЛ-0,4 кВ	ТТЕ-А КТ 0,5 200/5 Пер.№ 73808-19	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Пер.№ 75755-19	
17	ТП-6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ф.26, КЛ-0,4 кВ	ТТЕ-А КТ 0,5 200/5 Пер.№ 73808-19	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Пер.№ 75755-19	
18	ТП-6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ф.15, КЛ- 0,4 кВ	ТТИ КТ 0,5 200/5 Пер.№ 28139-12	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Пер.№ 75755-19	
19	ТП-6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ф.12, КЛ-0,4 кВ	ТТИ КТ 0,5 200/5 Пер.№ 28139-12	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Пер.№ 75755-19	
20	ТП-6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ф.3, КЛ-0,4 кВ	ТТЭ-А КТ 0,5 150/5 Пер.№ 67761-17	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Пер.№ 75755-19	
21	ТП-5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ф.10, КЛ-0,4 кВ	ТОП-0,66 КТ 0,5 100/5 Пер.№ 58386-14	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Пер.№ 75755-19	
22	ТП-5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ф.24, КЛ-0,4 кВ	ТОП-0,66 КТ 0,5 100/5 Пер.№ 58386-14	-	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.R КТ 0,5S/1 Пер.№ 75755-19	
23	ТП-5 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ф.2, КЛ-0,4 кВ	ТОП-0,66 КТ 0,5 150/5 Пер.№ 58386-14	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Пер.№ 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	ТП-5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ф.29, КЛ-0,4 кВ	ТТЭ-А-С КТ 0,5 200/5 Рег.№ 54205-13	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Рег.№ 75755-19	УСВ-3, рег. № 64242-16/сервер баз данных центра сбора и обработки данных (ЦСОД) АО «КДВ» (сервер ИВК)
25	ТП-5 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ф.25, КЛ-0,4 кВ	ТТЭ-А КТ 0,5 100/5 Рег.№ 67761-17	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Рег.№ 75755-19	
26	ТП-5 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ф.27, КЛ-0,4 кВ	ТТИ КТ 0,5 200/5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Рег.№ 75755-19	
27	ТП-5 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ф.26, КЛ-0,4 кВ	ТОП-0,66 КТ 0,5 100/5 Рег.№ 58386-14	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Рег.№ 75755-19	
28	ТП-5 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ф.30, КЛ-0,4 кВ	ТТЭ-А-С КТ 0,5 100/5 Рег.№ 54205-13	-	Меркурий 234 ART2-03 PR КТ 0,5S/1 Рег.№ 75755-19	

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm \delta$ (%)	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm \delta$ (%)
1	2	3	4
1,2	Активная	1,1	1,7
	Реактивная	1,8	3,4
3	Активная	1,2	2,9
	Реактивная	1,9	5,0
4	Активная	1,3	3,0
	Реактивная	2,1	5,1
5-28	Активная	1,1	2,9
	Реактивная	1,8	4,9
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5

Продолжение таблицы 3

Примечания:
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$
3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 100% от $I_{ном}$ для нормальных условий и при $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +10 до +35°C.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	28
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН. °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +10 до +35 от +10 до + 35 от 84,0 до 107,0 80
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: Меркурий 234 (рег.№ 75755-19): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05МД (рег.№ 51593-18): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05МК (рег.№ 50460-18): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСВ-3: -среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	320 000 165 000 165 000 45000 100000
Глубина хранения информации Счетчики: Меркурий 234 (рег.№75755-19): - при времени интегрирования 30 мин; сут ПСЧ-4ТМ.05МД (рег.№ 51593-18): - при времени интегрирования 30 мин, сут ПСЧ-4ТМ.05МК (рег.№ 50460-12) - при времени интегрирования 30 мин, сут Сервер ИВК: - данные измерений и журналы событий, лет, не менее	170 113,7 113,7 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика;
- параметрирования;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
	ТТЭ	3
Трансформатор тока	ТТИ	27
	ТТЭ-А	6
	ТОЛ	4
	ТОП-0,66	12
	ТТЕ-А	24
	ТТЭ-А-С	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ	3
	ЗНОЛ-СЭЩ	3
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234 ART2-03 PR	22
	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.R	2
	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	2
	ПСЧ-4ТМ.05МД.01	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер баз данных центра сбора и обработки данных (ЦСОД) АО «КДВ»	Сервер ИВК	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/150/22	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии АО «КДВ» (ООО «КДВ Подсолнечник», ООО «ТомФлекс»). МВИ 26.51/150/22, аттестованной ООО «Энерготестконтроль». Аттестат аккредитации RA.RU.312560 от 03.08.2018

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «КДВ» (АО «КДВ»)

ИНН 7017166840

Адрес: 634057, Томская область, г. Томск, проспект Мира, д. 20.

Телефон: 8 (3822) 70-65-90

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Симбирская энергосбытовая компания» (ООО «СЭСК»)

ИНН 7325106267

Адрес: 432071, г. Ульяновск, 2-й переулок Мира, д. 24, под. 1, оф. 1

Телефон: 8 (8422) 30-34-64

Испытательный центр

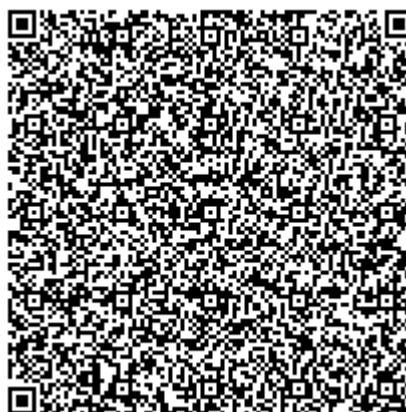
Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль» (ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1

Телефон: 8 (495) 64788188

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № RA.RU.312560



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» июля 2022 г. №1676

Регистрационный № 86031-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭСК» (АО «Барнаултрансмаш»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭСК» (АО «Барнаултрансмаш») предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0».

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

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ, передача данных на АРМ ООО «МАРЭМ+» и сервер АИИС КУЭ АО «Барнаултрансмаш», рег. № 67538-17, с целью формирования общего отчетного файла в формате XML, подписания с использованием электронной подписи на АРМ ООО «МАРЭМ+» и отправки в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ производится синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001 указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭСК» (АО «Барнаултрансмаш»).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4.1.33167
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Пресс, ЗРУ-6 кВ, 5 сш 6 кВ, яч. 129	ТОЛ 10ХЛЗ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-82	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-3 Рег. № 84823-22 сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
2	ПС 110 кВ Трансмаш, ЗРУ-6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч. 11	ТПЛ-10 ТПЛ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59 Рег. № 47958-11	НТМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
3	ПС 110 кВ Трансмаш, ЗРУ-6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч. 13	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
4	ПС 110 кВ Трансмаш, ЗРУ-6 кВ, 3 сш 6 кВ, яч. 39	ТОЛ10 ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-02 Рег. № 7069-07	НТМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ПС 110 кВ Трансмаш, ЗРУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 30	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-3 Рег. № 84823-22 сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
6	ПС 110 кВ Трансмаш, ЗРУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 34	ТПЛ-10 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
7	ПС 110 кВ Трансмаш, ЗРУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 40	ТОЛ10 ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-02 Рег. № 7069-07		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
8	РУ-53 6кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 14	ТПЛ 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
9	РУ-53 6кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 16	ТПЛ 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	РУ-14 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 11	ТОЛ-10 УТ2 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 6009-77	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-3 Рег. № 84823-22 сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
П р и м е ч а н и я 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа. 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 5 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.						

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,9	1,2	2,0	1,5	2,0	2,5
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,1	1,6	2,8	1,7	2,2	3,2
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,8	2,8	5,3	2,2	3,2	5,5
2 - 5; 7; 10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,3	5,6
6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,4
8; 9 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	2,1	3,0	5,5	2,6	3,4	5,7
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от +5 до +40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.							

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

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6
1 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,9	1,4	3,8	3,6
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,7	4,1	3,7
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	5,4	4,2

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
2 - 5; 7; 10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,2	3,7
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	5,5	4,2
6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,2	2,0	1,4
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,5	2,6	1,7
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,4	2,6	4,6	2,8
8; 9 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,2	3,7
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,6	3,0	5,6	4,4
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$; 0,5 и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от +5 до +40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	10
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +40 0,5

Продолжение таблицы 5

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
- среднее время восстановления работоспособности, сут, не более	3
Сервер АИИС КУЭ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
УССВ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	56
- при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер АИИС КУЭ:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
- испытательной коробки;
- сервера (серверного шкафа);

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭСК» (АО «Барнаултрансмаш») типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10ХЛЗ	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	5
Трансформатор тока	ТПЛ	5
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УТ2	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НТМИ	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	9
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	Промышленный компьютер	1
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Формуляр	АСВЭ 362.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭСК» (АО «Барнаултрансмаш»)), аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, Владимирская область, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес: 600009, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, Владимирская область, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес: 600009, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

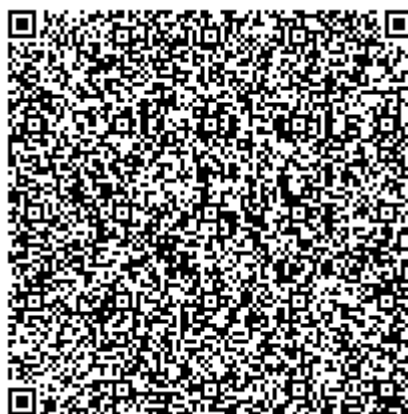
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, Владимирская область, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес: 600009, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений № RA.RU.312617



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» июля 2022 г. №1676

Регистрационный № 86032-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТОБЭСК» («Гиперглобус г.Рязань», «СЗНМ»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТОБЭСК» («Гиперглобус г.Рязань», «СЗНМ») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) ООО «ТОБЭСК» («Гиперглобус г.Рязань», «СЗНМ»), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

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

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 1 с.

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

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ: KDFRPZF

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Театральная, ЗРУ-10 кВ, 5 СШ 10 кВ, яч. 48, КЛ-10 кВ ф. 48	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16 IBM System x3650	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
2	ПС 110 кВ Театральная, ЗРУ-10 кВ, 6 СШ 10 кВ, яч. 51, КЛ-10 кВ ф. 51	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ТП 10 кВ Глобус, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 1, КЛ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 38395-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16 IBM System x3650	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
4	ТП 10 кВ Глобус, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 10, КЛ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 38395-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
5	ПС 110 кВ Заднее Поле, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 6, КЛ- 10 кВ ф. 6	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL-P4GS- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,6	±5,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 5 от 0 до +40 °С. 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +50 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика ПСЧ-4ТМ.05 для счетчика СЭТ-4ТМ.03 для счетчика ПСЧ-4ТМ.05М.12 для счетчика А1805RAL-P4GS-DW-3 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 90000 140000 120000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.12	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RAL-P4GS-DW-3	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	IBM System x3650	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	KDFRPZF-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТОБЭСК» («Гиперглобус г.Рязань», «СЗНМ»), аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Тверская объединенная энергосбытовая компания» (ООО «ТОБЭСК»)

ИНН 6950221672

Адрес: 170100, г.Тверь, Вагжановский переулок, д.3, пом.1, комн. 1

Телефон: +7 (4822)41-58-98

Факс: +7 (4822)41-58-89

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Агентство энергетических решений»
(ООО «АЭР»)

ИНН 7722771911

Адрес: 111116, г. Москва, ул. Лефортовский Вал, д. 7Г, стр. 5

Телефон: +7 (499) 681-15-52

Факс: +7 (499) 681-15-52

Испытательный центр

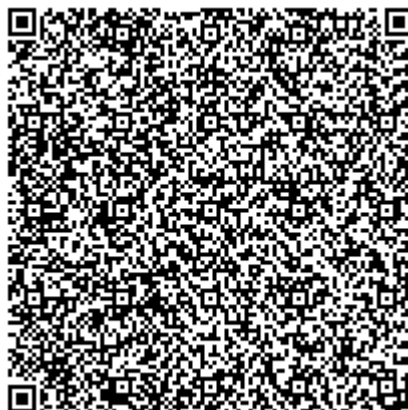
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
Росаккредитации RA.RU.312429



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» июля 2022 г. №1676

Регистрационный № 86033-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МЖБН РУСАГРО (ООО «РУСАГРО-БАЛАКОВО»)

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АО «Жировой комбинат», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени УСВ-3 (далее - УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера», АРМ субъекта оптового рынка, технические средства обеспечения электропитания.

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

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

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД АИИС КУЭ в составе верхнего – второго уровня системы.

На верхнем – втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСР/ІР отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка.

АРМ субъекта оптового рынка в автоматическом режиме по сети Internet по протоколу ТСР/ІР с использованием электронной подписи (далее по тексту - ЭП) осуществляет передачу информации в заинтересованные организации в соответствии с Приложением 11.1.1. «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

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

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS, ГЛОНАСС), встроенные часы сервера БД АИИС КУЭ и счетчиков. Коррекция времени сервера БД АИИС КУЭ производится от УССВ. Сличение времени сервера БД АИИС КУЭ с временем УССВ происходит не реже одного раза в сутки. Коррекция времени выполняется при расхождении времени сервера и УССВ более, чем на ± 1 с.

Коррекция времени счетчиков производится от сервера БД АИИС КУЭ. При каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, происходит сличение времени часов сервера БД АИИС КУЭ с временем счетчиков. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении с временем сервера БД АИИС КУЭ более, чем на ± 2 с.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 849.01) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

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

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

Конструкция средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1,2 от -40 до +60 °С. 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик. 6 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа. 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 9 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 47,5 до 52,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от -25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для электросчетчика: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
УССВ	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПО ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.849.01 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МЖБН РУСАГРО (ООО «РУСАГРО-БАЛАКОВО»), аттестованном ООО «МЦМО», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСАГРО-БАЛАКОВО»
(ООО «РУСАГРО-БАЛАКОВО»)

ИНН 6439097889

Адрес: 413808, Саратовская обл., Балаковский р-н, п. Затонский, помещ. 205

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Испытательный центр

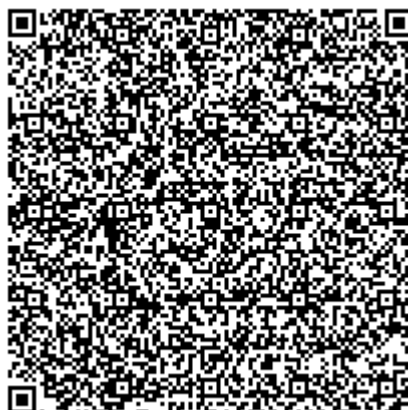
Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312736.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» июля 2022 г. №1676

Регистрационный № 86034-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (ООО «Росконтакт»)

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее – УСВ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000» и каналообразующую аппаратуру.

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

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

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ), а также в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АРМ субъекта ОРЭМ по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС».

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, принимающим сигналы точного времени от навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ не более чем на ± 5 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ± 2 с.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (зав. № 737) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Конструкция средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4
CalcClients.dll	не ниже 1.0.0.0	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4	MD5
CalcLeakage.dll	не ниже 1.0.0.0	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F	
CalcLosses.dll	не ниже 1.0.0.0	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC	
Metrology.dll	не ниже 1.0.0.0	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83	
ParseBin.dll	не ниже 1.0.0.0	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7	
ParseIEC.dll	не ниже 1.0.0.0	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F	
ParseModbus.dll	не ниже 1.0.0.0	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48	
ParsePiramida.dll	не ниже 1.0.0.0	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F	
SynchroNSI.dll	не ниже 1.0.0.0	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09	
VerifyTime.dll	не ниже 1.0.0.0	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75	

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЗТП-2198 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 7	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1276-59	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,8
2	ТП-2416 10 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,1	±3,3
				реактивная		±2,2	±6,4	
3	ЗТП-2081 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 2	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 47959-16	НТМИ-10-1-УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 50058-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,3
				реактивная		±2,8	±5,7	
4	ЗТП-2081 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,1	±3,3
				реактивная		±2,2	±6,4	
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-4 от 0°C до +40°C.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
9. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСВ-2, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -40 до +35 от -40 до +60 от -10 до +50 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) для счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.24, ПСЧ-4ТМ.05МК.00 (рег. № 50460-18) для счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.24 (рег. № 64450-16) - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 165000 165000 2 35000 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	113
- при отключении питания, лет, не менее	40
Сервер БД:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-10-66	2 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-1-УХЛ2	1 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.24	1 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.24	1 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1 шт.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.737 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (ООО «Росконтакт»), аттестованном ООО «МЦМО», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Рязанская городская муниципальная энергосбытовая компания»

(ООО «РГМЭК»)

ИНН 6229054695

Адрес: 390000, г. Рязань, ул. Радищева, д.61

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Рязанская городская муниципальная энергосбытовая компания»

(ООО «РГМЭК»)

ИНН 6229054695

Адрес: 390000, г. Рязань, ул. Радищева, д.61

Телефон: 8 (4912) 70-20-10; 8 (4912) 70-20-40

E-mail: info@rgmek.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312736.

