

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2022 г. № 1536

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 испытание	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Газоанализаторы	"Бинар-XX-XXX-X-X"	С	85948-22	Бинар-XX-110-Б-1 зав. № 0001, Бинар-XX-110-Б-2 зав. № 0002, Бинар-XX-110-Н-1 зав. № 0003, Бинар-XX-110-Н-2 зав. № 0004, Бинар-XX-110-Г-1 зав. № 0005, Бинар-XX-110-Г-2 зав. № 0006, Бинар-XX-110-А-1 зав. № 0007, Бинар-XX-110-А-2 зав. № 0008, Бинар-XX-110-П-1 зав. № 0009, Бинар-XX-	Акционерное общество "АРТ-ГАЗ" (АО "АРТГАЗ"), г. Москва	Акционерное общество "АРТГАЗ" (АО "АРТГАЗ"), г. Москва	ОС	ВТЛД.4134 15.001 МП	1 год	Акционерное общество "АРТГАЗ" (АО "АРТГАЗ"), г. Москва	АО "Центрохимсерт", г. Москва	03.12.2021

					110-П-2 зав. № 0010, Бинар-ХХ-110-К-1 зав. № 0011, Бинар-ХХ-110-К-2 зав. № 0012, Бинар-08-110-В-1 зав. № 0013, Бинар-08-110-В-2 зав. № 0014								
2.	Комплексы гамма-спектрометрические программно-аппаратные	Эко ПАК	С	85949-22	Эко ПАК-01-1, зав. № 011115; Эко ПАК-01-2, зав. № 012115; Эко ПАК-01-3, зав. № 013115; Эко ПАК-02-1, зав. № 021115; Эко ПАК-02-2, зав. № 022115; Эко ПАК-02-3, зав. № 023115; Эко ПАК-03-1, зав. № 031115; Эко ПАК-03-2, зав. № 032115; Эко ПАК-03-3, зав. № 033115, Эко ПАК-04, зав. № 010119	Общество с ограниченной ответственностью "ЭкоСфера" (ООО "ЭкоСфера"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ЭкоСфера" (ООО "ЭкоСфера"), г. Москва	ОС	СФАТ.412 125.006 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ЭкоСфера" (ООО "ЭкоСфера"), г. Москва	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская область, Солнечногорский р-н, п/о Менделеево	29.12.2021
3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО	Обозначение отсутствует	Е	85950-22	043ТНЭ	Общество с ограниченной ответственностью "Транснефтьэнерго" (ООО "Транснефтьэнерго"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "НИИ Транснефть" (ООО "НИИ Транснефть"), г. Москва	ОС	МП ТНЭ-043-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Транснефтьэнерго" (ООО "Транснефтьэнерго"), г. Москва	ООО "Транснефтьэнерго", г. Москва	15.02.2022

	"Транснефть" в части ООО "НИИ Транснефть" г. Уфа												
4.	Резервуары горизонтальные стальные	РГС	С	85951-22	РГС-30 № 021, РГС-50 № 022, РГС-100 № 001	Общество с ограниченной ответственностью "БелТехРезерв" (ООО "БелТехРезерв"), Белгородская область, Г.О. Яковлевский, г. Строитель	Общество с ограниченной ответственностью "БелТехРезерв" (ООО "БелТехРезерв"), Белгородская область, Г.О. Яковлевский, г. Строитель	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "БелТехРезерв" (ООО "БелТехРезерв"), Белгородская область, Г.О. Яковлевский, г. Строитель	ФБУ "Пензенский ЦСМ", г. Пенза	20.01.2022
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Транснефть" в части АО "Транснефть-Приволга" по объекту ЛПДС "Кротовка" Бугурусланского РНУ	Обозначение отсутствует	Е	85952-22	044ТНЭ	Общество с ограниченной ответственностью "Транснефтьэнерго" (ООО "Транснефтьэнерго"), г. Москва	Акционерное общество "Транснефть-Приволга" (АО "Транснефть-Приволга"), г. Самара	ОС	МП ТНЭ-044-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Транснефтьэнерго" (ООО "Транснефтьэнерго"), г. Москва	ООО "Транснефтьэнерго", г. Москва	03.03.2022
6.	Линзметры	ULM-	С	85953-22	LM 921D023, LM	Компания	Компания	ОС	МП	1 год	Общество с	ФГУП	20.01.2022

	автоматические	900			921D024	"UNICOS Co., Ltd.", Республика Корея	"UNICOS Co., Ltd.", Республика Корея		043.M44-21		ограниченной ответственностью "АВЕА" (ООО "АВЕА"), г. Москва	"ВНИИОФИ", г. Москва	
7.	Газоанализаторы портативные	GT	С	85954-22	сер. № 624967 (модификация GT43), сер. № 624738 (модификация GT42), сер. № 624739 (модификация GT44)	Teledyne Gas Measurement Instruments Ltd., Соединенное Королевство Великобритании и Северной Ирландии	Teledyne Gas Measurement Instruments Ltd., Соединенное Королевство Великобритании и Северной Ирландии	ОС	МП 004-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Кронус Бизнес Сервис" (ООО "Кронус Бизнес Сервис"), г. Москва	ОАО "Мед-техника", г. Волгоград	26.11.2021
8.	Газоанализаторы непрерывного действия	Паллада	С	85955-22	P012022.1, P12022.2	Общество с ограниченной ответственностью "Центр интеллектуального и инновационного капитала" (ООО "ЦИИК"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Центр интеллектуального и инновационного капитала" (ООО "ЦИИК"), г. Москва	ОС	МП-425/01-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Центр интеллектуального и инновационного капитала" (ООО "ЦИИК"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	22.03.2022
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "АГРОЭКО-ВОСТОК" 2 очередь	Обозначение отсутствует	Е	85956-22	057	Закрытое акционерное общество "РеконЭнерго" (ЗАО "РеконЭнерго"), г. Воронеж	Общество с ограниченной ответственностью "АГРО-ЭКО-ВОСТОК" (ООО "АГРО-ЭКО-ВОСТОК"), г. Воронеж	ОС	МП 026-2022	4 года	Закрытое акционерное общество "РеконЭнерго" (ЗАО "РеконЭнерго"), г. Воронеж	ООО "Спец-энергопроект", г. Москва	05.04.2022
10.	Система автоматизированная ин-	Обозначение отсут-	Е	85957-22	01	Общество с ограниченной ответствен-	Публичное акционерное общество "За-	ОС	МП 025-2022	4 года	Общество с ограниченной ответствен-	ООО "Спец-энергопроект", г. Москва	30.03.2022

	формационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Заволжский моторный завод"	отсутствует				стью "Стандарт-Строй" (ООО "Стандарт-Строй"), г. Нижний Новгород	волжский моторный завод" (ПАО "ЗМЗ"), Нижегородская обл., г. Заволжье				стью "Стандарт-Строй" (ООО "Стандарт-Строй"), г. Нижний Новгород		
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Свет"	Обозначение отсутствует	Е	85958-22	124	Общество с ограниченной ответственностью "ЕЭС-Гарант" (ООО "ЕЭС-Гарант"), Московская область, г.о. Красногорск	Акционерное общество "Свет" (АО Свет"), Удмуртская Республика, г. Можга	ОС	МП 031-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Связь и Энергетика" (ООО "Связь и Энергетика"), г. Москва	ООО "Спец-энергопроект", г. Москва	20.04.2022
12.	Каналы измерительные комплексов промышленной безопасности "КАРАТ"	Обозначение отсутствует	С	85959-22	2112001	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие "Системотехника-НН" (ООО "НПП "Системотехника-НН"), г. Нижний Новгород	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие "Системотехника-НН" (ООО "НПП "Системотехника-НН"), г. Нижний Новгород	ОС	НБКГ.4214 53.163 МП	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие "Системотехника-НН" (ООО "НПП "Системотехника-НН"), г. Нижний Новгород	ФБУ "Нижегородский ЦСМ", г. Нижний Новгород	25.03.2022
13.	Резервуары горизонтальные стальные	РГСД	С	85960-22	РГСД-10 № 011, РГСД-15 № 020, РГСД-25 № 005	Общество с ограниченной ответственностью "БелТехРе-	Общество с ограниченной ответственностью "БелТехРе-	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "БелТехРе-	ФБУ "Пензенский ЦСМ", г. Пенза	20.01.2022

						зерв" (ООО "БелТехРезерв"), Белгородская область, Г.О. Яковлевский, г. Строитель	зерв" (ООО "БелТехРезерв"), Белгородская область, Г.О. Яковлевский, г. Строитель				зерв" (ООО "БелТехРезерв"), Белгородская область, Г.О. Яковлевский, г. Строитель		
14.	Газоанализаторы	Приматом	С	85961-22	10949903, а-03/19-5407, а-08/17-07431, а-08/17-07429, а-09/19-27118, а-09/19-27305	Общество с ограниченной ответственностью "РивалКом" (ООО "РивалКом"), г. Набережные Челны, Республика Татарстан	Общество с ограниченной ответственностью "РивалКом" (ООО "РивалКом"), г. Набережные Челны, Республика Татарстан	ОС	МП-197/07-2020	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "РивалКом" (ООО "РивалКом"), г. Набережные Челны, Республика Татарстан	ООО "ПРОММАШТЕСТ", г. Москва	23.09.2021
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Районная	Обозначение отсутствует	Е	85962-22	03	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП 032-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Фронтэлектромонтаж" (ООО "ФЭМ"), Самарская область, Красноярский р-н, с. Красный Яр	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	25.04.2022
16.	Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические	РГС-50	Е	85963-22	1, 2, 3, 4	Общество с ограниченной ответственностью "Кутынская горно-геологическая компания" (ООО "Кутынская ГГК"), г. Хабаровск	Общество с ограниченной ответственностью "Кутынская горно-геологическая компания" (ООО "Кутынская ГГК"), г. Хабаровск	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Кутынская горно-геологическая компания" (ООО "Кутынская ГГК"), г. Хабаровск	ООО фирма "Метролог", г. Казань	25.04.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2022 г. № 1536

Регистрационный № 85948-22

Лист № 1
Всего листов 47

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы «Бинар-XX-XXX-X-X»

Назначение средства измерений

Газоанализаторы «Бинар-XX-XXX-X-X» (далее - газоанализаторы) предназначены для измерения концентраций содержания взрывоопасных газов и паров, кислорода, диоксида углерода, токсичных газов в воздухе рабочей зоны промышленных помещений и открытых пространств промышленных объектов, технологических газовых средах.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов основан на непрерывном преобразовании сигналов, поступающих с газочувствительных измерительных преобразователей (сенсоров), в аналоговую или в цифровую форму, с последующей обработкой встроенным микропроцессором и выводом результатов измерений на цифровой индикатор газоанализатора и (или) передачу их внешнему компьютеру и другим регистрирующим устройствам или исполнительным механизмам.

Газоанализаторы могут комплектоваться сенсорами следующих типов: оптический, полупроводниковый, термокаталитический, фотоионизационный, электрохимический.

Метод отбора проб для модификаций Бинар-XX-XXX-B-X – принудительный или диффузионный, для остальных модификаций диффузионный.

Газоанализаторы осуществляют выдачу унифицированного токового сигнала 4-20 мА (опционно HART протокол) и/или RS-485 протокол ModBus, индикацию измеренного значения контролируемого газа на цифровом табло для соответствующей модификации, выдачу управляющих сигналов типа «сухой контакт» для соответствующей модификации, световую сигнализацию о превышении порогов срабатывания для соответствующих модификаций. Опционально предусмотрена возможность обеспечения работоспособности газоанализатора от встроенного аккумуляторного блока.

Газоанализаторы могут выпускаться по отдельному заказу в исполнении с модулем беспроводной передачи данных по радиоканалу.

Газоанализаторы обеспечивают выполнение следующих функций:

- непрерывное измерение объемной доли или массовой концентрации определяемого компонента;
- сигнализацию о превышении заданных пороговых значений определяемого компонента;
- самодиагностику;
- сохранение журнала событий, включая пиковые значения концентрации определяемого компонента, тип и длительность события, время, прошедшее с момента регистрации тревоги.

Газоанализаторы выпускаются в модификациях в зависимости от типа корпуса, маркировкой взрывозащиты, функционального исполнения и контролируемых газов.

Структура условного обозначения газоанализаторов:

Бинар-XX₁-X₂X₃X₄-X₅-X₆, где

XX_1 – указывается формула контролируемого газа. Для модификации многоканального газоанализатора цифрой указывается количество одновременно контролируемых газов, а именно: от 02 до 08;

$X_2X_3X_4$ – обозначает модификацию газоанализатора по выполняемым функциям. Вместо X_2 указывается обозначение: 1 – при наличии управляющих сигналов типа «сухой контакт» или 0 – при их отсутствии. Вместо X_3 указывается обозначение: 1 – при наличии индикатора или 0 – при его отсутствии. Вместо X_4 указывается обозначение: 1 – при питании от встроенного аккумуляторного блока или 0 – при питании от источника постоянного напряжения 12-32 В;

X_5 – обозначает материал корпуса, а именно: А или Г или Б в зависимости от конструктивных особенностей – алюминий; Н – нержавеющая сталь; П или К или В в зависимости от конструктивных особенностей – пластик;

X_6 – обозначает тип выходного сигнала: 0 – без выходных сигналов; 1 – выходной сигнал 4-20 мА опционно с HART протоколом; 2 – RS-485 протокол ModBus.

Заводские номера наносятся на табличку на корпусе газоанализатора.

Пломбирование газоанализаторов «Бинар-XX-XXX-Х-Х» не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или в паспорт.

Общий вид газоанализаторов представлен на рисунке 1.



Газоанализатор Бинар-XX-XXX-Б-Х



Газоанализатор Бинар-XX-XXX-Н-Х



Газоанализатор Бинар-XX-XXX-Г-Х



Газоанализатор Бинар-XX-XXX-А-Х



Газоанализатор Бинар-XX-XXX-В-Х



Газоанализатор Бинар-XX-XXX-К-Х



Газоанализатор Бинар-XX-XXX-П-Х

Рисунок 1 - Фотографии общего вида газоанализаторов «Бинар-XX-XXX-Х-Х»

Программное обеспечение

Газоанализаторы «Бинар-XX-XXX-Х-Х» имеют встроенное программное обеспечение и имеют защиту программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений, реализованную изготовителем на этапе производства посредством установки системы защиты микроконтроллера от чтения и записи.

Конструкция газоанализатора исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Уровень защиты встроенного программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 - высокий.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Бинар7х
Номер версии (идентификационный номер) ПО	PR.2.1
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические характеристики приборов приведены в таблицах 2.1-2.3.

Таблица 2.1 Диапазоны измерений дозврывоопасных концентраций и объемной доли горючих веществ, пределы допускаемой основной погрешности, пределы времени установления показаний газоанализаторов «Бинар-XX-XXX-XX».

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ дозврывоопасных концентраций, % НКПР (объемной доли, %)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, % НКПР (объемной доли, %)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
Горючие газы (ДВК) ⁵⁾ измеряемые ИК, ТК, ПП сенсорами ⁶⁾						
Акрилонитрил (C ₃ H ₃ N)	20	от 0 до 50 (от 0 до 1,4)		±5 (±0,14)	-	-
Аммиак (NH ₃)	20	от 0 до 50 (от 0 до 7,5)		±3 (±0,45)	-	-
Ацетилен (C ₂ H ₂)	20	от 0 до 50 (от 0 до 1,15)		±5 (±0,115)	-	-
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 1,25)		±5 (±0,125)	-	-
Ацетонитрил (CH ₃ CN)	20	от 0 до 50 (от 0 до 1,5)		±5 (±0,07)	-	-
Ацетонитрил (CH ₃ CN)	20	от 0 до 100 (от 0 до 3)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,5 включ.)	±5 (±0,07)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 1,5 до 3)	-	±10	-
Бензол (C ₆ H ₆)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 0,6)		±5 (±0,06)	-	-
Бензол (C ₆ H ₆)	20 ⁷⁾	от 0 до 100 (от 0 до 1,2)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,6 включ.)	±5 (±0,06)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 0,6 до 1,2)	-	±10	-
1,3-бутадиен (дивинил) (C ₄ H ₆)	30 ⁷⁾	от 0 до 100 (от 0 до 1,4)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,7 включ.)	±5 (±0,07)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 0,7 до 1,4)	-	±10	-
Бутан (н-бутан) (C ₄ H ₁₀)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 0,7)		±3 (±0,033)	-	-
Бутан (н-бутан) (C ₄ H ₁₀)	20 ⁷⁾	от 0 до 100 (от 0 до 1,4)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,7 включ.)	±3 (±0,033)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ взрывоопасных концентраций, % НКПР (объемной доли, %)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, % НКПР (объемной доли, %)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
			св. 50 до 100 (св. 0,7 до 1,4)	-	±5	-
Бутанол (н-бутанол) (C ₄ H ₉ OH)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до, 0,7)		±5 (±0,07)	-	-
Бутанол (н-бутанол) (C ₄ H ₉ OH)	20 ⁷⁾	от 0 до 100 (от 0 до 1,4)	от 0 до 50 (от 0 до 0,7 включ.)	±5 (±0,07)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 0,7 до 1,4)	-	±10	-
Бутилацетат (C ₆ H ₁₂ O ₂)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 0,6)		±5 (±0,06)	-	-
1-бутен (бутилен) (C ₄ H ₈)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 0,8)		±5 (±0,08)	-	-
Винилхлорид (C ₂ H ₃ Cl)	20	от 0 до 50 (от 0 до 1,8)		±5 (±0,18)	-	-
Водород (H ₂)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 2)		±5 (±0,2)	-	-
Водород (H ₂)	20 ⁷⁾	от 0 до 100 (от 0 до 4)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 2 включ.)	±5 (±0,2)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 2 до 4)	-	±10	-
Гексан (н-гексан) (C ₆ H ₁₄)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 0,5)		±3 (±0,025)	-	-
Гексан (н-гексан) (C ₆ H ₁₄)	20 ⁷⁾	от 0 до 100 (от 0 до 1)	от 0 до 50 (от 0 до 0,5 включ.)	±3 (±0,025)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 0,5 до 1)	-	±5	-
1-гексен (C ₆ H ₁₂)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 0,6)		±5 (±0,06)	-	-
Гептан (н-гептан) (C ₇ H ₁₆)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 0,425)		±5 (±0,042)	-	-
Гептан (н-гептан) (C ₇ H ₁₆)	20 ⁷⁾	от 0 до 100 (от 0 до 0,85)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,425 включ.)	±5 (±0,042)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ взрывоопасных концентраций, % НКПР (объемной доли, %)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, % НКПР (объемной доли, %)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
			св. 50 до 100 (св. 0,425 до 0,85)	-	±10	-
Декан (C ₁₀ H ₂₂)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,35)		±5 (±0,035)	-	-
Диметиловый эфир (C ₂ H ₆ O)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 1,35)		±5 (±0,135)	-	-
Диметиламин (C ₂ H ₇ N)	20	от 0 до 50 (от 0 до 1,4)		±5 (±0,14)	-	-
Диметилсульфид (C ₂ H ₂ SH)	20	от 0 до 50 (от 0 до 1,1)		±5 (±0,11)	-	-
1,2-диметилбензол (о-ксилол) (о-C ₈ H ₁₀)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,5)		±5 (±0,05)	-	-
1,3-диметилбензол (м-ксилол) (m-C ₈ H ₁₀)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,5)		±5 (±0,05)	-	-
1,4-диметилбензол (п-ксилол) (p-C ₈ H ₁₀)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,45)		±5 (±0,045)	-	-
1,2-дихлорэтан (C ₂ H ₄ Cl ₂)	20	от 0 до 50 (от 0 до 3,1)		±5 (±0,31)	-	-
1,2-дихлорэтан (C ₂ H ₄ Cl ₂)	20	от 0 до 100 (от 0 до 6,2)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 3,1 включ.)	±5 (±0,31)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 3,1 до 6,2)	-	±10	-
Диэтиламин (C ₄ H ₁₁ N)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,85)		±5 (±0,085)	-	-
Диэтиловый эфир (C ₄ H ₁₀ O)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,85)		±5 (±0,085)	-	-
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 0,65)		±3 (±0,039)	-	-
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	20 ⁷⁾	от 0 до 100 (от 0 до 1,3)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,65 включ.)	±3 (±0,039)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ до взрывоопасных концентраций, % НКПР (объемной доли, %)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, % НКПР (объемной доли, %)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
			св. 50 до 100 (св. 0,65 до 1,3)	-	±5	-
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 0,8)		±5 (±0,08)	-	-
Изобутиловый спирт (C ₄ H ₁₀ O)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,7)		±5 (±0,07)	-	-
Изопропен (C ₃ H ₆)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,85)		±5 (±0,085)	-	-
Изопропиловый спирт (C ₃ H ₈ O)	20	от 0 до 50 (от 0 до 1)		±5 (±0,1)	-	-
Метан (CH ₄)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 2,2)		±3 (±0,1)	-	-
Метан (CH ₄)	20 ⁷⁾	от 0 до 100 (от 0 до 4,4)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 2,2 включ.)	±3 (±0,1)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 2,2 до 4,4)	-	±5	-
Метан (CH ₄)	20 ⁷⁾	(от 0 до 4,4)	(от 0 до 2,2 включ.)	(±0,1)	-	-
			(св. 2,2 до 4,4)	-	±5	-
Метанол (CH ₃ OH)	20	от 0 до 50 (от 0 до 3)		±5 (±0,3)	-	-
Метилмеркаптан (метантиол) (CH ₃ SH)	20	от 0 до 50 (от 0 до 2,05)		±5 (±0,21)	-	-
Метилацетат (C ₃ H ₆ O ₂)	20	от 0 до 50 (от 0 до 1,55)		±5 (±0,16)	-	-
Метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ) (C ₅ H ₁₂ O)	30 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 0,75)		±5 (±0,075)	-	-
Монометиламин (CH ₅ N)	20	от 0 до 50 (от 0 до 2,1)		±5 (±0,21)	-	-
Нонан (C ₉ H ₂₀)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,35)		±5 (±0,035)	-	-
Октан (н-октан) (C ₈ H ₁₈)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,4)		±5 (±0,04)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ взрывоопасных концентраций, % НКПР (объемной доли, %)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, % НКПР (объемной доли, %)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
1-октен (C ₈ H ₁₄)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,45)		±5 (±0,045)	-	-
Пары нефтепродуктов ⁸⁾	20 ⁷⁾	от 0 до 50		±5	-	-
Пары нефтепродуктов ⁸⁾	20 ⁷⁾	от 0 до 100		±5	-	-
Пентан (C ₅ H ₁₂)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 0,55)		±3 (±0,033)	-	-
Пентан (C ₅ H ₁₂)	20 ⁷⁾	от 0 до 100 (от 0 до 1,1)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,55 включ.)	±3 (±0,033)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 0,55 до 1,1)	-	±5	-
Пропан (C ₃ H ₈)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 0,85)		±3 (±0,051)	-	-
Пропан (C ₃ H ₈)	20 ⁷⁾	от 0 до 100 (от 0 до 1,7)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,85 включ.)	±3 (±0,051)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 0,85 до 1,7)	-	±5	-
Пропан (C ₃ H ₈)	20 ⁷⁾	(от 0 до 2)		(±0,05)	-	-
Пропанол-1 (пропиловый спирт) (C ₃ H ₇ OH)	20	от 0 до 50 (от 0 до 1,05)		±5 (±0,1)	-	-
Пропилен (C ₃ H ₆)	20	от 0 до 50 (от 0 до 1)		±5 (±0,1)	-	-
Пропилен (C ₃ H ₆)	20	от 0 до 100 (от 0 до 2)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1 включ.)	±5 (±0,1)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 1 до 2)	-	±10	-
Пропиленоксид (C ₃ H ₆ O)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,95)		±5 (±0,095)	-	-
Стирол (C ₈ H ₈)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,5)		±5 (±0,055)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ взрывоопасных концентраций, % НКПР (объемной доли, %)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, % НКПР (объемной доли, %)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
Сумма углеводородов по метану (C _x H _y)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 2,2)		±3 (±0,132)	-	-
Сумма углеводородов по метану (C _x H _y)	20 ⁷⁾	от 0 до 100 (от 0 до 4,4)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 2,2 включ.)	±3 (±0,132)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 2,2 до 4,4)	-	±5	-
Сумма углеводородов по пропану (C _x H _y)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 0,85)		±3 (±0,051)	-	-
Сумма углеводородов по пропану (C _x H _y)	20 ⁷⁾	от 0 до 100 (от 0 до 1,7)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,85 включ.)	±3 (±0,051)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 0,85 до 1,7)	-	±5	-
Сумма углеводородов по гексану (C _x H _y)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,5)		±3 (±0,03)	-	-
Сумма углеводородов по гексану (C _x H _y)	20	от 0 до 100 (от 0 до 1)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	±3 (±0,03)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 0,5 до 1)	-	±5	-
Толуол (метилбензол) (C ₆ H ₅ CH ₃)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,5)		±5 (±0,05)	-	-
Хлорбензол (C ₆ H ₅ Cl)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,65)		±5 (±0,065)	-	-
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,5)		±5 (±0,05)	-	-
Циклопентан (C ₅ H ₁₀)	20	от 0 до 50 (от 0 до 0,7)		±5 (±0,07)	-	-
Циклопропан (C ₃ H ₆)	20	от 0 до 50 (от 0 до 1,2)		±5 (±0,12)	-	-
Этан (C ₂ H ₆)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 1,2)		±3 (±0,03)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ до взрывоопасных концентраций, % НКПР (объемной доли, %)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, % НКПР (объемной доли, %)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
Этан (C ₂ H ₆)	20 ⁷⁾	от 0 до 100 (от 0 до 2,4)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,2. включ.)	±3 (±0,03)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 1,2 до 2,4)	-	±5	-
Этанол (этиловый спирт) (C ₂ H ₅ OH)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 1,55)		±5 (±0,16)	-	-
Этанол (этиловый спирт) (C ₂ H ₅ OH)	20 ⁷⁾	от 0 до 100 (от 0 до 3,1)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,55)	±5 (±0,16)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 1,55 до 3,1)	-	±10	-
Этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	20	от 0 до 50 (от 0 до 1)		±5 (±0,1)	-	-
Этилбензол (C ₈ H ₁₀)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 0,4)		±5 (±0,04)	-	-
Этилен (C ₂ H ₄)	20 ⁷⁾	от 0 до 50 (от 0 до 1,15)		±3 (±0,069)	-	-
Этилен (C ₂ H ₄)	20 ⁷⁾	от 0 до 100 (от 0 до 2,3)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,15 включ.)	±3 (±0,069)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 1,15 до 2,3)	-	±5	-
Этиленоксид (C ₂ H ₄ O)	20	от 0 до 50 (от 0 до 1,3)		±5 (±0,13)	-	-
Этиленоксид (C ₂ H ₄ O)	20	от 0 до 100 (от 0 до 2,6)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,3 включ.)	±5 (±0,13)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 1,3 до 2,6)	-	±10	-
Этилмеркаптан (этантиол) (C ₂ H ₅ SH)	20	от 0 до 50 (от 0 до 1,4)		±5 (±0,14)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ дозвзрывоопасных концентраций, % НКПР (объемной доли, %)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
			Абсолютной, % НКПР (объемной доли, %)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3	4	5	6
<p>1) Газоанализаторы, градуированные на вещества, не приведенные в данной таблице, но указанные в руководстве по эксплуатации, могут применяться в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов.</p> <p>2) Диапазон выходных сигналов устанавливается равным диапазону измерений, указанному в таблице. Он может быть изменен пользователем при помощи ПО.</p> <p>3) В нормальных условиях эксплуатации (20 °С и 760 мм рт. ст., 60% отн. влажности).</p> <p>4) Погрешность приведена к верхнему пределу диапазона измерений (ВПИ).</p> <p>5) Значения НКПР горючих газов указаны в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011, для паров нефтепродуктов - в соответствии с государственными стандартами на нефтепродукты конкретного вида.</p> <p>6) Диапазон показаний для всех определяемых компонентов от 0 до 100.</p> <p>7) В исполнении газоанализаторов «Быстродействующий» предел времени установления показаний T_{0,9} – не более 5 секунд.</p> <p>8) Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013, уайт-спирит по ГОСТ 3134-78, топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86, бензин автомобильный в соответствии с техническим регламентом «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», бензин авиационный по ГОСТ 1012-2013, газовый конденсат, бензин неэтилированный по ГОСТ Р 51866-2002, керосин по ТУ 38.71-5810-90.</p> <p>9) Предел времени установления показаний модификации Бинар-XX-XXX-В-Х T_{0,9}, с. – не более 60.</p>					

Таблица 2.2. Диапазоны измерений объемной доли и массовой концентрации токсичных, горючих веществ, кислорода, хлоронов, гексафторида серы; пределы допускаемой основной погрешности, пределы времени установления показаний газоанализаторов «Бинар-XX-XXX-XX».

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3	4	5	6	
Токсичные и горючие газы, кислород, измеряемые ЭХ сенсорами						
Азотная кислота (HNO ₃) (по диоксиду азота NO ₂)	60	от 0 до 8 (от 0 до 20)	от 0 до 0,8 включ. (от 0 до 2 включ.)	±0,16 (±0,4)	-	-
			св. 0,8 до 8 (св. 2 до 20)	-	±20	-
Акрилонитрил (C ₃ H ₃ N)	120	от 0 до 80 (от 0 до 176)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 22 включ.)	±1,5 (±3,3)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3	4	5	6
		св. 10 до 80 (св. 22 до 176)	-	±15	-
Аммиак (NH ₃)	60	от 0 до 100 (от 0 до 71)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 7,1 включ.)	±2 (±1,4)	-
			св. 10 до 100 (св. 7,1 до 71)	-	±20
Аммиак (NH ₃)	60	от 0 до 200 (от 0 до 142)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 7,1 включ.)	±2 (±1,4)	-
			св. 10 до 200 (св. 7,1 до 142)	-	±20
Аммиак (NH ₃)	60	от 0 до 300 (от 0 до 213)	от 0 до 28,3 включ. (от 0 до 20 включ.)	±4,2 (±3)	-
			св. 28,3 до 300 (св. 20 до 213)	-	±15
Аммиак (NH ₃)	60	от 0 до 500 (от 0 до 355)	от 0 до 28,3 включ. (от 0 до 20 включ.)	±4,2 (±3)	-
			св. 28,3 до 500 (св. 20 до 355)	-	±15
Аммиак (NH ₃)	60	от 0 до 1000 (от 0 до 710)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 71 включ.)	±15 (±10,6)	-
			св. 100 до 1000 (св. 71 до 710)	-	±15
Аммиак (NH ₃)	60	от 0 до 5000 (от 0 до 3540)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 354 включ.)	±75 (±53,1)	-
			св. 500 до 5000 (св. 354 до 3540)	-	±15
Бром (Br ₂)	50	от 0 до 5 (от 0 до 33,2)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 6,6 включ.)	±0,2 (±1,3)	-
			св. 1 до 5 (св. 6,6 до 33,2)	-	±20

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
Водород (H ₂)	60	от 0 до 1000 (от 0 до 84)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 8,4 включ.)	±10 (±0,84)	-	-
			св. 100 до 1000 (св. 8,4 до 84)	-	±10	-
1,1-диметилгидразин (C ₂ H ₈ N ₂) (НДМГ)	40	от 0 до 0,4 (от 0 до 1)	от 0 до 0,04 включ. (от 0 до 0,1 включ.)	±0,04 (±0,025)	-	-
			св. 0,04 до 0,4 (св. 0,1 до 1)	-	±25	-
Гидразин (N ₂ H ₄)	40	от 0 до 1 (от 0 до 1,3)	от 0 до 0,1 включ. (от 0 до 0,13 включ.)	±0,03 (±0,04)	-	-
			св. 0,1 до 1 (св. 0,13 до 1,3)	-	±20	-
Гидразин (N ₂ H ₄)	40	от 0 до 1 (от 0 до 1,3)	от 0 до 0,24 включ. (от 0 до 0,3 включ.)	±0,05 (±0,06)	-	-
			св. 0,24 до 1 (св. 0,3 до 1,3)	-	±20	-
Диоксид азота (NO ₂)	30	от 0 до 20 (от 0 до 40)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 2 включ.)	±0,2 (±0,4)	-	-
			св. 1 до 20 (св. 2 до 40)	-	±20	-
Диоксид азота (NO ₂)	30	от 0 до 50 (от 0 до 100)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 20 включ.)	±2 (±4)	-	-
			св. 10 до 50 (св. 20 до 100)	-	±20	-
Диоксид азота (NO ₂)	60	от 0 до 100 (от 0 до 191)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 40 включ.)	±4 (±8)	-	-
			св. 20 до 100 (св. 40 до 191)	-	±20	-
Диоксид азота (NO ₂)	60	от 0 до 500 (от 0 до 956)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 191 включ.)	±20 (±40)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3	4	5	6	
			св. 100 до 500 (св. 191 до 956)	-	±20	-
Диоксид серы (SO ₂)	40	от 0 до 20 (от 0 до 53,3)	от 0 до 3,8 включ. (от 0 до 10 включ.)	±0,76 (±2)	-	-
			св. 3,8 до 20 (св. 10 до 53,3)	-	±20	-
Диоксид серы (SO ₂)	40	от 0 до 100 (от 0 до 266)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 26,6 включ.)	±2 (±5,3)	-	-
			св. 10 до 100 (св. 26,6 до 266 включ.)	-	±20	-
Диоксид серы (SO ₂)	40	от 0 до 200 (от 0 до 532)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 133 включ.)	±10 (±26,6)	-	-
			св. 50 до 200 (св. 133 до 532)	-	±20	-
Диоксид серы (SO ₂)	40	от 0 до 2000 (от 0 до 5320)	от 0 до 200 включ. (от 0 до 532 включ.)	±40 (±106,5)	-	-
			св. 200 до 2000 (св. 532 до 5320)	-	±20	-
Диэтиламин (C ₄ H ₁₁ N)	80	от 0 до 10 (от 0 до 30)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 3 включ.)	±0,2 (±0,6)	-	-
			св. 1 до 10 (св. 3 до 30)	-	±20	-
Диэтиламин (C ₄ H ₁₁ N)	80	от 0 до 100 (от 0 до 300)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 30 включ.)	±2 (±6)	-	-
			св. 10 до 100 (св. 30 до 300)	-	±20	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3	4	5	6	
Диоксид хлора (ClO ₂) (по хлору)	120	от 0 до 1 (от 0 до 2,8)	от 0 до 0,4 включ. (от 0 до 1 включ.)	±0,08 (±0,2)	-	-
			св. 0,4 до 1 (св. 1 до 2,8)	-	±20	-
Карбонилхлорид (фосген) COCl ₂	120	от 0 до 1 (от 0 до 4,1)	от 0 до 0,12 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	±0,02 (±0,08)	-	-
			св. 0,12 до 1 (св. 0,5 до 4,1)	-	±20	-
Кислород (O ₂)	40	от 0 до 10	±1	-	-	
Кислород (O ₂)	40	от 0 до 20	±2	-	-	
Кислород (O ₂)	40	от 0 до 50	±5	-	-	
Кислород (O ₂)	30	от 0 до 100	±10	-	-	
Кислород (O ₂)	30	от 0 до 200	±20	-	-	
Кислород (O ₂)	30	от 0 до 500	±40	-	-	
Кислород (O ₂)	30	от 0 до 1000	±50	-	-	
Кислород (O ₂)	30	от 0 до 2000	±60	-	-	
Кислород (O ₂)	30	от 0 до 5000	±150	-	-	
Кислород (O ₂)	30	от 0 до 10000	±300	-	-	
Метанол (CH ₃ OH)	40	от 0 до 200 (от 0 до 266,4)	от 0 до 11,3 включ. (от 0 до 15 включ.)	±2,3 (±3)	-	-
			св. 11,3 до 200 (св. 15 до 266,4)	-	±20	-
Метилмеркаптан (метантиол) (CH ₃ SH)	40	от 0 до 10 (от 0 до 20)	от 0 до 0,4 включ. (от 0 до 0,8 включ.)	±0,08 (±0,16)	-	-
			св. 0,4 до 10 (св. 0,8 до 20)	-	±20	-
Моносилан (SiH ₄)	60	от 0 до 50 (от 0 до 66,8)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 6,7 включ.)	±1 (±1,3)	-	-
			св. 5 до 50 (св. 6,7 до 66,8)	-	±20	-
Озон (O ₃)	60	от 0 до 0,25 (от 0 до 0,5)	от 0 до 0,05 включ. (от 0 до 0,1 включ.)	±0,01 (±0,02)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3	4	5	6	
			св. 0,05 до 0,25 (св. 0,1 до 0,5)	-	±20	-
Оксид азота (NO)	40	от 0 до 25 (от 0 до 31,2)	от 0 до 4 включ. (от 0 до 5 включ.)	±0,8 (±1)	-	-
			св. 4 до 25 (св. 5 до 31,2)	-	±20	-
Оксид азота (NO)	40	от 0 до 250 (от 0 до 312)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 62,4 включ.)	±10 (±12,5)	-	-
			св. 50 до 250 (св. 62,4 до 312)	-	±20	-
Оксид азота (NO)	60	от 0 до 1000 (от 0 до 1247,4)	от 0 до 200 включ. (от 0 до 249,5 включ.)	±50 (±62,4)	-	-
			св. 200 до 1000 (св. 249,5 до 1247,4)	-	±20	-
Оксид углерода (CO)	30	от 0 до 200 (от 0 до 232,9)	от 0 до 17,2 включ. (от 0 до 20 включ.)	±1,72 (±2)	-	-
			св. 17,2 до 200 (св. 20 до 232,9)	-	±10	-
Оксид углерода (CO)	30	от 0 до 500 (от 0 до 582,2)	от 0 до 40 включ. (от 0 до 46,6 включ.)	±4 (±4,6)	-	-
			св. 40 до 500 (св. 46,6 до 582,2)	-	±10	-
Оксид углерода (CO)	60	от 0 до 1000 (от 0 до 1164,4)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 116,4 включ.)	±10 (±11,6)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3	4	5	6
		св. 100 до 1000 (св. 116,4 до 1164,4)	-	±10	-
Оксид углерода (CO)	60	от 0 до 2000 (от 0 до 2328,8)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 116,4 включ.)	±10 (±11,6)	-
			св. 100 до 2000 (св. 116,4 до 2328,8)	-	±10
Оксид углерода (CO)	60	от 0 до 5000 (от 0 до 5822)	от 0 до 1000 включ. (от 0 до 1164,4 включ.)	±100 (±116,4)	-
			св. 1000 до 5000 (св. 1164,4 до 5822)	-	±10
Сероводород (H ₂ S)	30	от 0 до 7,1 (от 0 до 10)	от 0 до 2,1 включ. (от 0 до 3 включ.)	±0,42 (±0,6)	-
			св. 2,1 до 7,1 (св. 3 до 10)	-	±20
Сероводород (H ₂ S)	30	от 0 до 17,6 (от 0 до 25)	от 0 до 7,1 включ. (от 0 до 10 включ.)	±1,42 (±2)	-
			св. 7,1 до 17,6 (св. 10 до 25)	-	±20
Сероводород (H ₂ S)	30	от 0 до 30 (от 0 до 42,5)	от 0 до 7,1 включ. (от 0 до 10 включ.)	±1,42 (±2)	-
			св. 7,1 до 30 (св. 10 до 42,5)	-	±20
Сероводород (H ₂ S)	60	от 0 до 50 (от 0 до 70,8)	от 0 до 7,1 включ. (от 0 до 10 включ.)	±1,42 (±2)	-
			св. 7,1 до 50 (св. 10 до 70,8)	-	±20

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3	4	5	6	
Сероводород (H ₂ S)	60	от 0 до 100 (от 0 до 141,7)	от 0 до 7,1 включ. (от 0 до 10 включ.)	±1,42 (±2)	-	-
			св. 7,1 до 100 (св. 10 до 141,7)	-	±20	-
Сероводород (H ₂ S)	60	от 0 до 200 (от 0 до 283,3)	от 0 до 7,1 включ. (от 0 до 10 включ.)	±1,42 (±2)	-	-
			св. 7,1 до 200 (св. 10 до 283,3)	-	±20	-
Сероводород (H ₂ S)	60	от 0 до 2000 (от 0 до 2833,1)	от 0 до 14,2 включ. (от 0 до 20 включ.)	±2,84 (±4)	-	-
			св. 14,2 до 2000 (св. 20 до 2833,1)	-	±20	-
Сероуглерод (CS ₂)	60	от 0 до 100 (от 0 до 316,5)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 31,6 включ.)	±2 (±6,32)	-	-
			св. 10 до 100 (св. 31,6 до 316,5)	-	±20	-
Синильная кислота (цианистый водород) (HCN)	60	от 0 до 1 (от 0 до 1,1)	-	-	±20	
Синильная кислота (цианистый водород) (HCN)	60	от 0 до 30 (от 0 до 33,7)	от 0 до 0,27 включ. (от 0 до 0,3 включ.)	±0,05 (±0,06)	-	-
			св. 0,27 до 30 (св. 0,3 до 33,7)	-	±20	-
Уксусная кислота (C ₂ H ₄ O ₂)	80	от 0 до 100 (от 0 до 250)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 5 включ.)	±0,4 (±1)	-	-
			св. 2 до 100 (св. 5 до 250)	-	±20	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3	4	5	6	
Формальдегид (СН ₂ О)	40	от 0 до 10 (от 0 до 12,5)	от 0 до 0,4 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	±0,08 (±0,1)	-	-
			св. 0,4 до 10 (св. 0,5 до 12,5)	-	±20	-
Формальдегид (СН ₂ О)	60	от 0 до 1000 (от 0 до 1248,2)	от 0 до 200 включ. (от 0 до 250 включ.)	±40 (±50)	-	-
			св. 200 до 1000 (св. 250 до 1248,2)	-	±20	-
Фосфин (РН ₃)	30	от 0 до 5 (от 0 до 7,1)	от 0 до 0,1 включ. (от 0 до 0,14 включ.)	±0,02 (±0,03)	-	-
			св. 0,1 до 5 (св. 0,14 до 7,1)	-	±20	-
Фосфин (РН ₃)	60	от 0 до 10 (от 0 до 14)	от 0 до 0,1 включ. (от 0 до 0,14 включ.)	±0,02 (±0,03)	-	-
			св. 0,1 до 10 (св. 0,14 до 14)	-	±20	-
Фосфин (РН ₃)	60	от 0 до 20 (от 0 до 28,3)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 7,1 включ.)	±1 (±1,4)	-	-
			св. 5 до 20 (св. 7 до 28,3)	-	±20	-
Фтор (F ₂)	80	от 0 до 1 (от 0 до 1,6)	от 0 до 0,1 включ. (от 0 до 0,16 включ.)	±0,02 (±0,03)	-	-
			св. 0,1 до 1 (св. 0,16 до 1,6)	-	±20	-
Фтороводород (HF)	90	от 0 до 5 (от 0 до 4,2)	-	-	±15	

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
Фтороводород (HF)	90	от 0 до 10 (от 0 до 8,5)	от 0 до 0,6 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	±0,12 (±0,1)	-	-
			св. 0,6 до 10 (св. 0,5 до 8,3)	-	±20	-
Хлор (Cl ₂)	60	от 0 до 3,4 (от 0 до 10)	от 0 до 0,34 включ. (от 0 до 1 включ.)	±0,2 (±0,6)	-	-
			св. 0,34 до 3,4 (св. 1 до 10)	-	±20	-
Хлор (Cl ₂)	60	от 0 до 20 (от 0 до 59)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 14,7 включ.)	±1 (±2,9)	-	-
			св. 5 до 20 (св. 14,7 до 59)	-	±20	-
Хлор (Cl ₂)	60	от 0 до 50 (от 0 до 147,4)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 29,5 включ.)	±2 (±5,9)	-	-
			св. 10 до 50 (св. 29,5 до 147,4)	-	±20	-
Хлороводород (HCl)	60	от 0 до 13,2 (от 0 до 20)	от 0 до 3,3 включ. (от 0 до 5 включ.)	±0,66 (±1)	-	-
			св. 3,3 до 13,2 (св. 5 до 20)	-	±20	-
Хлороводород (HCl)	60	от 0 до 20 (от 0 до 30,3)	от 0 до 3,3 включ. (от 0 до 5 включ.)	±0,66 (±1)	-	-
			св. 3,3 до 20 (св. 5 до 30,3)	-	±20	-
Хлороводород (HCl)	60	от 0 до 30 (от 0 до 45,5)	от 0 до 3,3 включ. (от 0 до 5 включ.)	±0,66 (±1)	-	-
			св. 3,3 до 30 (св. 5 до 45,5)	-	±20	-
Хлороводород (HCl)	90	от 0 до 200 (от 0 до 303,1)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 30,3 включ.)	±4 (±6,1)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3	4	5	6	
			св. 20 до 200 (св. 30,3 до 303,1)	-	±20	-
Этанол (этиловый спирт) (C ₂ H ₅ OH)	60	от 0 до 200 (от 0 до 383)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 95,8 включ.)	±10 (±19,2)	-	-
			св. 50 до 200 (св. 95,8 до 383)	-	±20	-
Этанол (этиловый спирт) (C ₂ H ₅ OH)	60	от 0 до 2000 (от 0 до 3830)	от 0 до 200 включ. (от 0 до 383 включ.)	±40 (±76,6)	-	-
			св. 200 до 2000 (св. 383 до 3830)	-	±20	-
Этилен (C ₂ H ₄)	40	от 0 до 10 (от 0 до 11,7)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 5,8 включ.)	±1 (±1,2)	-	-
			св. 5 до 10 (св. 5,8 до 11,7)	-	±20	-
Этилен (C ₂ H ₄)	40	от 0 до 200 (от 0 до 233,2)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 11,7 включ.)	±2 (±2,3)	-	-
			св. 10 до 200 (св. 11,7 до 233,2)	-	±20	-
Этилен (C ₂ H ₄)	40	от 0 до 1500 (от 0 до 1749,3)	от 0 до 250 включ. (от 0 до 291,6 включ.)	±50 (±58,3)	-	-
			св. 250 до 1500 (св. 291,6 до 1749,3)	-	±20	-
Этиленоксид (C ₂ H ₄ O)	140	от 0 до 10 (от 0 до 18,3)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 3,7 включ.)	±0,2 (±0,4)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3	4	5	6	
			св. 2 до 10 (св. 3,7 до 18,3)	-	±10	-
Этиленоксид (C ₂ H ₄ O)	140	от 0 до 100 (от 0 до 183)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 91,6 включ.)	±5 (±9,2)	-	-
			св. 50 до 100 (св. 91,6 до 183,1)	-	±10	-
Этиленоксид (C ₂ H ₄ O)	120	от 0 до 1000 (от 0 до 1830)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 183,1 включ.)	±10 (±18,3)	-	-
			св. 100 до 1000 (св. 183 до 1830)	-	±10	-
Этилмеркаптан (этантиол) (C ₂ H ₅ SH)	40	от 0 до 10 (от 0 до 28,5)	от 0 до 0,4 включ. (от 0 до 1 включ.)	±0,08 (±0,2)	-	-
			св. 0,4 до 10 (св. 1 до 25,8)	-	±20	-
Этилмеркаптан (этантиол) (C ₂ H ₅ SH)	60	от 0 до 200 (от 0 до 516,6)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 129,1 включ.)	±10 (±25,8)	-	-
			св. 50 до 200 (св. 129,1 до 516,6)	-	±10	-
Токсичные и горючие газы, измеряемые ФИ сенсорами						
Акриловая кислота (C ₃ H ₄ O ₂)	20	от 0 до 10 (от 0 до 30)	от 0 до 1,67 включ. (от 0 до 5 включ.)	±0,3 (±0,9)	-	-
			св. 1,67 до 10 (св. 5 до 30)	-	±20	-
Акриловая кислота (C ₃ H ₄ O ₂)	20	от 0 до 20 (от 0 до 60)	от 0 до 3 включ. (от 0 до 15 включ.)	±0,6 (±3)	-	-
			св. 3 до 20 (св. 5 до 60)	-	±20	-
Акрилонитрил (C ₃ H ₃ N)	20	от 0 до 0,7 (от 0 до 1,5)	от 0 до 0,23 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	±0,05 (±0,1)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3	4	5	6	
			св. 0,23 до 0,7 (св. 0,5 до 1,5)	-	±20	-
Акрилонитрил (C ₃ H ₃ N)	20	от 0 до 20 (от 0 до 44,1)	от 0 до 0,7 включ. (от 0 до 1,5 включ.)	±0,14 (±0,3)	-	-
			св. 0,7 до 20 (св. 0,5 до 44,1)	-	±20	-
Ацетальдегид (CH ₃ CHO)	20	от 0 до 100 (от 0 до 183,1)	от 0 до 3 включ. (от 0 до 5,5 включ.)	±0,6 (±1,1)	-	-
			св. 3 до 100 (св. 5,5 до 183,1)	-	±20	-
Ацетилен (C ₂ H ₂)	20	от 0 до 200 (от 0 до 233,2)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 58,3 включ.)	±10 (±11,7)	-	-
			св. 50 до 200 (св. 58,3 до 233,2)	-	±20	-
Ацетилен (C ₂ H ₂)	20	от 0 до 277,2 (от 0 до 300)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 58,3 включ.)	±10 (±11,7)	-	-
			св. 50 до 277,2 (св. 58,3 до 300)	-	±20	-
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	20	от 0 до 200 (от 0 до 483)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 121 включ.)	±10 (±24)	-	-
			св. 50 до 200 (св. 121 до 483)	-	±20	-
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	20	от 0 до 1000 (от 0 до 2414)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 241 включ.)	±20 (±48)	-	-
			св. 100 до 1000 (св. 241 до 2414)	-	±20	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
Бензол (С ₆ Н ₆)	20	от 0 до 4,5 (от 0 до 15)	от 0 до 1,5 включ. (от 0 до 5 включ.)	±0,3 (±1)	-	-
			св. 1,5 до 4,5 (св. 5 до 15)	-	±20	-
Бензол (С ₆ Н ₆)	20	от 0 до 20 (от 0 до 65)	от 0 до 4,6 включ. (от 0 до 15 включ.)	±0,9 (±3)	-	-
			св. 4,6 до 20 (св. 15 до 65)	-	±20	-
Бензол (С ₆ Н ₆)	20	от 0 до 20 (от 0 до 65)		-	-	±20
Бензол (С ₆ Н ₆)	20	от 0 до 100 (от 0 до 325)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 32,5 включ.)	±2 (±6,5)	-	-
			св. 10 до 100 (св. 32,5 до 325)	-	±20	-
Бензол (С ₆ Н ₆)	20	от 0 до 200 (от 0 до 650)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 325 включ.)	±20 (±65)	-	-
			св. 100 до 200 (св. 325 до 650)	-	±20	-
1,3-бутадиен (дивинил) (С ₄ Н ₆)	20	от 0 до 200 (от 0 до 450)	от 0 до 44,5 включ. (от 0 до 100 включ.)	±8,9 (±20)	-	-
			св. 44,5 до 200 (св. 100 до 450)	-	±20	-
Бутанол (н-бутанол) (С ₄ Н ₉ ОН)	20	от 0 до 10 (от 0 до 30,8)	от 0 до 3,2 включ. (от 0 до 10 включ.)	±0,64 (±2)	-	-
			св. 3,2 до 10 (св. 10 до 30,8)	-	±20	-
Бутанол (н-бутанол) (С ₄ Н ₉ ОН)	20	от 0 до 200 (от 0 до 620)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 31 включ.)	±2 (±6,2)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3	4	5	6	
			св. 10 до 200 (св. 31 до 620)	-	±20	-
Бутилацетат (C ₆ H ₁₂ O ₂)	20	от 0 до 41,6 (от 0 до 200)	от 0 до 10,4 включ. (от 0 до 50 включ.)	±2,1 (±10)	-	-
			св. 10,4 до 41,6 (св. 50 до 200)	-	±20	-
Бутилацетат (C ₆ H ₁₂ O ₂)	20	от 0 до 200 (от 0 до 965,7)	от 0 до 41,6 включ. (от 0 до 200 включ.)	±8,3 (±40)	-	-
			св. 41,6 до 200 (св. 200 до 965,7)	-	±20	-
Винилхлорид (C ₂ H ₃ Cl)	20	от 0 до 2 (от 0 до 5)	от 0 до 0,4 включ. (от 0 до 1 включ.)	±0,08 (±0,2)	-	-
			св. 0,4 до 2 (св. 1 до 5)	-	±20	-
Винилхлорид (C ₂ H ₃ Cl)	20	от 0 до 10 (от 0 до 26)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 5 включ.)	±0,4 (±1)	-	-
			св. 2 до 10 (св. 5 до 26)	-	±20	-
Винилхлорид (C ₂ H ₃ Cl)	20	от 0 до 100 (от 0 до 260)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 26 включ.)	±2 (±5,2)	-	-
			св. 10 до 100 (св. 26 до 260)	-	±20	-
Гексан (н-гексан) (C ₆ H ₁₄)	20	от 0 до 150 (от 0 до 537)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 36 включ.)	±2 (±7,2)	-	-
			св. 10 до 150 (св. 36 до 537)	-	±20	-
Гексан (н-гексан) (C ₆ H ₁₄)	20	от 0 до 251 (от 0 до 900)	от 0 до 83,7 включ. (от 0 до 300 включ.)	±16,7 (±60)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3	4	5	6	
			св. 83,7 до 251 (св. 300 до 900)	-	±20	-
Гексафторбутadiен (C ₄ F ₆)	20	от 0 до 3 (от 0 до 20)	от 0 до 0,7 включ. (от 0 до 4,7 включ.)	±0,14 (±0,9)	-	-
			св. 0,7 до 3 (св. 4,7 до 20)	-	±20	-
Гептан (н-гептан) (C ₇ H ₁₆)	20	от 0 до 200 (от 0 до 900)	от 0 до 73 включ. (от 0 до 300 включ.)	±7,3 (±30)	-	-
			св. 73 до 200 (св. 300 до 900)	-	±10	-
Гидразин (N ₂ H ₄)	20	от 0 до 60 (от 0 до 78)	от 0 до 0,1 включ. (от 0 до 0,13 включ.)	±0,5 (±0,65)	-	-
			св. 0,1 до 60 (св. 0,13 до 78)	-	±20	-
Диметиламин (C ₂ H ₇ N)	20	от 0 до 30 (от 0 до 56,2)	от 0 до 0,5 включ. (от 0 до 1 включ.)	±0,1 (±0,2)	-	-
			св. 0,5 до 30 (св. 1 до 56,2)	-	±20	-
1,2-диметилбензол (о-ксилол) (о-C ₈ H ₁₀)	20	от 0 до 20 (от 0 до 88,3)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 22,1 включ.)	±1 (±4,4)	-	-
			св. 5 до 20 (св. 22 до 88,3)	-	±20	-
1,2-диметилбензол (о-ксилол) (о-C ₈ H ₁₀)	20	от 0 до 34 (от 0 до 150)	от 0 до 11,3 включ. (от 0 до 50 включ.)	±2,3 (±10)	-	-
			св. 11,3 до 34 (св. 50 до 150)	-	±20	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3	4	5	6	
1,2-диметилбензол (о-ксилол) (о-C ₈ H ₁₀)	20	от 0 до 200 (от 0 до 882,7)	от 0 до 34 включ. (от 0 до 150 включ.)	±6,8 (±30)	-	-
			св. 34 до 200 (св. 150 до 882,7)	-	±20	-
1,3-диметилбензол (м-ксилол) (м-C ₈ H ₁₀)	20	от 0 до 20 (от 0 до 88,3)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 22,1 включ.)	±1 (±4,4)	-	-
			св. 5 до 20 (св. 22 до 88,3)	-	±20	-
1,3-диметилбензол (м-ксилол) (м-C ₈ H ₁₀)	20	от 0 до 34 (от 0 до 150)	от 0 до 11,3 включ. (от 0 до 50 включ.)	±2,3 (±10)	-	-
			св. 11,3 до 34 (св. 50 до 150)	-	±20	-
1,3-диметилбензол (м-ксилол) (м-C ₈ H ₁₀)	20	от 0 до 200 (от 0 до 882,7)	от 0 до 34 включ. (от 0 до 150 включ.)	±6,8 (±30)	-	-
			св. 34 до 200 (св. 150 до 882,7)	-	±20	-
1,4-диметилбензол (п-ксилол) (р-C ₈ H ₁₀)	20	от 0 до 20 (от 0 до 88,3)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 22,1 включ.)	±1 (±4,4)	-	-
			св. 5 до 20 (св. 22 до 88,3)	-	±20	-
1,4-диметилбензол (п-ксилол) (р-C ₈ H ₁₀)	20	от 0 до 34 (от 0 до 150)	от 0 до 11,3 включ. (от 0 до 50 включ.)	±2,3 (±10)	-	-
			св. 11,3 до 34 (св. 50 до 150)	-	±20	-
1,4-диметилбензол (п-ксилол) (р-C ₈ H ₁₀)	20	от 0 до 200 (от 0 до 882,7)	от 0 до 34 включ. (от 0 до 150 включ.)	±6,8 (±30)	-	-
			св. 34 до 200 (св. 150 до 882,7)	-	±20	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3	4	5	6	
Диметилэтанолламин (C ₄ H ₁₁ NO)	20	от 0 до 111,2 (от 0 до 56,2)	от 0 до 1,3 включ. (от 0 до 5 включ.)	±0,26 (±1)	-	-
			св. 1,3 до 111,2 (св. 5 до 56,2)	-	±20	-
Диметиловый эфир (C ₂ H ₆ O)	20	от 0 до 2000 (от 0 до 3830)	от 0 до 200 включ. (от 0 до 383 включ.)	±40 (±76,6)	-	-
			св. 200 до 2000 (св. 383 до 3830)	-	±20	-
Диметилди-сульфид (C ₂ H ₆ S ₂)	20	от 0 до 4 (от 0 до 15)	от 0 до 0,4 включ. (от 0 до 1,5 включ.)	±0,08 (±0,3)	-	-
			св. 0,4 до 4 (св. 1,5 до 15)	-	±20	-
Диметил-сульфид (C ₂ H ₂ SH)	20	от 0 до 100 (от 0 до 246)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 24,6 включ.)	±2 (±4,9)	-	-
			св. 10 до 100 (св. 24,6 до 246)	-	±20	-
Диметил-сульфид (C ₂ H ₂ SH)	20	от 0 до 122 (от 0 до 300)	от 0 до 20,3 включ. (от 0 до 50 включ.)	±4 (±10)	-	-
			св. 20,3 до 122 (св. 50 до 300)	-	±20	-
1,2-дихлорэтан (C ₂ H ₄ Cl ₂)	20	от 0 до 7,3 (от 0 до 30)	от 0 до 2,4 включ. (от 0 до 10 включ.)	±0,48 (±2)	-	-
			св. 2,4 до 7,3 (св. 10 до 30)	-	±20	-
1,2-дихлорэтан (C ₂ H ₄ Cl ₂)	20	от 0 до 40 (от 0 до 164,6)	от 0 до 7,3 включ. (от 0 до 30 включ.)	±1,46 (±6)	-	-
			св. 7,3 до 40 (св. 30 до 164,6)	-	±20	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
Диэтиламин (C ₄ H ₁₁ N)	20	от 0 до 20 (от 0 до 60)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 3 включ.)	±0,2 (±0,6)	-	-
			св. 1 до 20 (св. 3 до 60)	-	±20	-
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	20	от 0 до 200 (от 0 до 483)	от 0 до 124 включ. (от 0 до 300 включ.)	±24,8 (±60)	-	-
			св. 124 до 200 (св. 300 до 483)	-	±20	-
ЛОС по изобутилену (Изобутилен (i-C ₄ H ₈))	20	от 0 до 20 (от 0 до 47)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 4,7 включ.)	±0,4 (±0,93)	-	-
			св. 2 до 20 (св. 4,7 до 47)	-	±20	-
ЛОС по изобутилену (Изобутилен (i-C ₄ H ₈))	20	от 0 до 200 (от 0 до 466)	от 0 до 42,9 включ. (от 0 до 100 включ.)	±8,6 (±20)	-	-
			св. 42,9 до 200 (св. 100 до 466)	-	±20	-
ЛОС по изобутилену (Изобутилен (i-C ₄ H ₈))	20	от 0 до 2000 (от 0 до 4660)	от 0 до 200 включ. (от 0 до 466 включ.)	±40 (±93)	-	-
			св. 200 до 2000 (св. 466 до 4660)	-	±20	-
ЛОС по изобутилену (Изобутилен (i-C ₄ H ₈))	20	от 0 до 5000 (от 0 до 11662)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 1166,2 включ.)	±100 (±233,2)	-	-
			св. 500 до 5000 (св. 1166,2 до 11662)	-	±20	-
ЛОС по изобутилену (Изобутилен (i-C ₄ H ₈))	20	от 0 до 10000 (от 0 до 23324)	от 0 до 1000 включ. (от 0 до 2332,4 включ.)	±200 (±466,4)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
			св. 1000 до 10000 (св. 2332,4 до 23324)	-	±20	-
Изобутиловый спирт (C ₄ H ₁₀ O)	20	от 0 до 60 (от 0 до 184,9)	от 0 до 3,2 включ. (от 0 до 10 включ.)	±0,64 (±2)	-	-
			св. 3,2 до 60 (св. 10 до 184,9)	-	±20	-
Изопропиловый спирт (C ₃ H ₈ O)	20	от 0 до 20 (от 0 до 50)	от 0 до 4 включ. (от 0 до 10 включ.)	±0,8 (±2)	-	-
			св. 4 до 20 (св. 10 до 50)	-	±20	-
Изопропиловый спирт (C ₃ H ₈ O)	20	от 0 до 200 (от 0 до 500)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 50 включ.)	±4 (±10)	-	-
			св. 20 до 200 (св. 50 до 500)	-	±20	-
Метанол (CH ₃ OH)	20	от 0 до 11,4 (от 0 до 15)	от 0 до 3,8 включ. (от 0 до 5 включ.)	±0,8 (±1)	-	-
			св. 3,8 до 11,4 (св. 5 до 15)	-	±20	-
Метанол (CH ₃ OH)	20	от 0 до 20 (от 0 до 26,6)	от 0 до 4 включ. (от 0 до 5,3 включ.)	±0,8 (±1,1)	-	-
			св. 4 до 20 (св. 5,3 до 26,6)	-	±20	-
Метанол (CH ₃ OH)	20	от 0 до 200 (от 0 до 266,4)	от 0 до 11,3 включ. (от 0 до 15 включ.)	±2,3 (±3)	-	-
			св. 11,3 до 200 (св. 15 до 266,4)	-	±20	-
Метилацетат (C ₃ H ₆ O ₂)	20	от 0 до 1400 (от 0 до 4311)	от 0 до 32,5 включ. (от 0 до 100 включ.)	±6,5 (±20)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3	4	5	6	
			св. 32,5 до 1400 (св. 100 до 4311)	-	±20	-
Метилдиэтиламин (СН ₃ N(С ₂ Н ₄ ОН) ₂)	20	от 0 до 10 (от 0 до 50)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 5 включ.)	±0,2 (±1)	-	-
			св. 1 до 10 (св. 5 до 50)	-	±20	-
Метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ) (С ₅ Н ₁₂ О)	20	от 0 до 100 (от 0 до 366,4)	от 0 до 27,3 включ. (от 0 до 100 включ.)	±5,5 (±20)	-	-
			св. 27,3 до 100 (св. 100 до 366,4)	-	±20	-
Метилмеркаптан (метантиол) (СН ₃ SH)	20	от 0 до 200 (от 0 до 400)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 100 включ.)	±10 (±20)	-	-
			св. 50 до 200 (св. 100 до 400)	-	±20	-
Монометиламин (СН ₅ N)	20	от 0 до 30 (от 0 до 38,7)	от 0 до 0,8 включ. (от 0 до 1 включ.)	±0,16 (±0,2)	-	-
			св. 0,8 до 30 (св. 1 до 38,7)	-	±20	-
Моноэтаноламин (С ₂ Н ₇ NO)	20	от 0 до 6 (от 0 до 15,2)	от 0 до 0,2 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	±0,04 (±0,1)	-	-
			св. 0,2 до 6 (св. 0,5 до 15,2)	-	±20	-
Моноэтаноламин (С ₂ Н ₇ NO)	20	от 0 до 60 (от 0 до 152,4)	от 0 до 0,2 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	±0,04 (±0,1)	-	-
			св. 0,2 до 60 (св. 0,5 до 152,4)	-	±20	-
Нафталин (С ₁₀ Н ₈)	20	от 0 до 10 (от 0 до 53,3)	от 0 до 4 включ. (от 0 до 20 включ.)	±0,8 (±4,3)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3		4	5	6
			св. 4 до 10 (св. 20 до 53,3)	-	±20	-
Октан (н-октан) (C ₈ H ₁₈)	20	от 0 до 200 (от 0 до 950)	от 0 до 63,2 включ. (от 0 до 300 включ.)	±2 (±9,3)	-	-
			св. 63,2 до 200 (св. 300 до 950)	-	±20	-
Пары нефтепродуктов ⁸⁾	20	(от 0 до 3500)	(от 0 до 300 включ.)	(±60)	-	-
			(св. 300 до 3500)	-	±20	-
Пропанол-1 (пропиловый спирт) (C ₃ H ₇ OH)	20	от 0 до 12 (от 0 до 30)	от 0 до 4 включ. (от 0 до 10 включ.)	±0,8 (±2)	-	-
			св. 4 до 12 (св. 10 до 30)	-	±20	-
Пропанол-1 (пропиловый спирт) (C ₃ H ₇ OH)	20	от 0 до 100 (от 0 до 250)	от 0 до 12 включ. (от 0 до 30 включ.)	±2,4 (±6)	-	-
			св. 12 до 100 (св. 30 до 250)	-	±20	-
Пропилен (C ₃ H ₆)	20	от 0 до 200 (от 0 до 350)	от 0 до 60 включ. (от 0 до 105 включ.)	±12 (±5)	-	-
			св. 60 до 200 (св. 105 до 350)	-	±20	-
Пропилен (C ₃ H ₆)	20	от 0 до 500 (от 0 до 874,7)	от 0 до 170 включ. (от 0 до 300 включ.)	±34 (±60)	-	-
			св. 170 до 500 (св. 300 до 874,7)	-	±20	-
Пропиленоксид (C ₃ H ₆ O)	20	от 0 до 10 (от 0 до 24,1)	от 0 до 0,4 включ. (от 0 до 1 включ.)	±0,08 (±0,2)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3	4	5	6	
			св. 0,4 до 10 (св. 1 до 24,1)	-	±20	-
н-Пропилацетат (C ₅ H ₁₀ O ₂)	20	от 0 до 60 (от 0 до 215)	от 0 до 6 включ. (от 0 до 21,5 включ.)	±1,2 (±5,4)	-	-
			св. 6 до 60 (св. 21,5 до 215)	-	±20	-
н-Пропилацетат (C ₅ H ₁₀ O ₂)	20	от 0 до 600 (от 0 до 2150)	от 0 до 60 включ. (от 0 до 215 включ.)	±12 (±43)	-	-
			св. 60 до 600 (св. 215 до 2150)	-	±20	-
Сероуглерод (CS ₂)	20	от 0 до 3,2 (от 0 до 10)	от 0 до 0,95 включ. (от 0 до 3 включ.)	±0,2 (±0,6)	-	-
			св. 0,95 до 3,2 (св. 3 до 10)	-	±20	-
Сероуглерод (CS ₂)	20	от 0 до 28 (от 0 до 88,6)	от 0 до 3,16 включ. (от 0 до 10 включ.)	±0,63 (±2)	-	-
			св. 3,16 до 28 (св. 10 до 88,6)	-	±20	-
Стирол (C ₈ H ₈)	20	от 0 до 6,9 (от 0 до 30)	от 0 до 2,3 включ. (от 0 до 10 включ.)	±0,46 (±2)	-	-
			св. 2,3 до 6,9 (св. 10 до 30)	-	±20	-
Стирол (C ₈ H ₈)	20	от 0 до 20 (от 0 до 86,6)	от 0 до 7 включ. (от 0 до 30,3 включ.)	±0,5 (±2,16)	-	-
			св. 7 до 20 (св. 30,3 до 86,6)	-	±10	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
Стирол (C ₈ H ₈)	20	от 0 до 200 (от 0 до 866)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 433 включ.)	±10 (±43,3)	-	-
			св. 100 до 200 (св. 433 до 866)	-	±10	-
Тетрафторэтилен (C ₂ F ₄)	20	от 0 до 20 (от 0 до 83,2)	от 0 до 7,2 включ. (от 0 до 30 включ.)	±1,44 (±3,7)	-	-
			св. 7,2 до 20 (св. 30 до 83,2)	-	±20	-
Тетрахлорэтилен (C ₂ Cl ₄)	20	от 0 до 4,4 (от 0 до 30)	от 0 до 1,45 включ. (от 0 до 10 включ.)	±0,29 (±2)	-	-
			св. 1,45 до 4,4 (св. 10 до 30)	-	±20	-
Тетрахлорэтилен (C ₂ Cl ₄)	20	от 0 до 10 (от 0 до 68,9)	от 0 до 4,35 включ. (от 0 до 30 включ.)	±0,87 (±6)	-	-
			св. 4,35 до 10 (св. 30 до 68,9)	-	±20	-
Трихлорэтилен (C ₂ HCl ₃)	20	от 0 до 5,5 (от 0 до 30)	от 0 до 1,8 включ. (от 0 до 10 включ.)	±0,36 (±2)	-	-
			св. 1,8 до 5,5 (св. 10 до 30)	-	±20	-
Трихлорэтилен (C ₂ HCl ₃)	20	от 0 до 12 (от 0 до 65,5)	от 0 до 5,5 включ. (от 0 до 30 включ.)	±1,1 (±6)	-	-
			св. 5,5 до 12 (св. 30 до 65,5)	-	±20	-
Толуол (метилбензол) (C ₆ H ₅ CH ₃)	20	от 0 до 39,2 (от 0 до 150)	от 0 до 13 включ. (от 0 до 50 включ.)	±1,3 (±5)	-	-
			св. 13 до 39,2 (св. 50 до 150)	-	±10	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3		4	5	6
Толуол (метилбензол) (C ₆ H ₅ CH ₃)	20	от 0 до 40 (от 0 до 306,4)	от 0 до 40 включ. (от 0 до 153,2 включ.)	±4 (±15,3)	-	-
			св. 40 до 80 (св. 153,2 до 306,4)	-	±10	-
Уксусная кислота (C ₂ H ₄ O ₂)	20	от 0 до 20 (от 0 до 50)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 5 включ.)	±0,4 (±1)	-	-
			св. 2 до 20 (св. 5 до 50)	-	±20	-
Уксусная кислота (C ₂ H ₄ O ₂)	20	от 0 до 200 (от 0 до 500)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 5 включ.)	±0,4 (±1)	-	-
			св. 2 до 200 (св. 5 до 500)	-	±20	-
2-фенилпропан (изопропилбензол, кумол) (i-C ₉ H ₁₂)	20	от 0 до 30 (от 0 до 150)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 50 включ.)	±2 (±10)	-	-
			св. 10 до 30 (св. 50 до 150)	-	±20	-
2-фенилпропан (изопропилбензол, кумол) (i-C ₉ H ₁₂)	20	от 0 до 300 (от 0 до 1500)	от 0 до 30 включ. (от 0 до 150 включ.)	±6 (±30)	-	-
			св. 30 до 300 (св. 50 до 1500)	-	±20	-
Фенол (C ₆ H ₅ OH)	20	от 0 до 0,25 (от 0 до 1)	от 0 до 0,07 включ. (от 0 до 0,3 включ.)	±0,015 (±0,06)	-	-
			св. 0,07 до 0,25 (св. 0,3 до 1)	-	±20	-
Фенол (C ₆ H ₅ OH)	20	от 0 до 2 (от 0 до 8)	от 0 до 0,25 включ. (от 0 до 1 включ.)	±0,05 (±0,2)	-	-
			св. 0,25 до 2 (св. 1 до 8)	-	±20	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
Фенол (C ₆ H ₅ OH)	20	от 0 до 15 (от 0 до 58,7)	от 0 до 0,25 включ. (от 0 до 1 включ.)	±0,05 (±0,2)	-	-
			св. 0,25 до 15 (св. 1 до 58,7)	-	±20	-
Фенол (C ₆ H ₅ OH)	20	от 0 до 200 (от 0 до 800)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 80 включ.)	±4 (±16)	-	-
			св. 20 до 200 (св. 80 до 800)	-	±20	-
2,5-фурандион (малеиновый ангидрид) (C ₄ H ₂ O ₃)	20	от 0 до 4 (от 0 до 16)	от 0 до 0,25 включ. (от 0 до 1 включ.)	±0,05 (±0,2)	-	-
			св. 0,25 до 4 (св. 1 до 16)	-	±20	-
Фурфуро-вый спирт (C ₅ H ₆ O ₂)	20	от 0 до 20 (от 0 до 81,6)	от 0 до 0,12 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	±0,02 (±0,08)	-	-
			св. 0,12 до 20 (св. 0,5 до 81,6)	-	±20	-
Хлорбензол (C ₆ H ₅ Cl)	20	от 0 до 10,7 (от 0 до 100)	от 0 до 10,7 включ. (от 0 до 50 включ.)	±2,15 (±10)	-	-
			св. 10,7 до 21,4 (св. 50 до 100)	-	±20	-
Хлорбензол (C ₆ H ₅ Cl)	20	от 0 до 200 (от 0 до 935,8)	от 0 до 21,4 включ. (от 0 до 100 включ.)	±4,3 (±20)	-	-
			св. 21,4 до 200 (св. 100 до 935,8)	-	±20	-
Хлористый бензил (C ₇ H ₇ Cl)	20	от 0 до 2 (от 0 до 10,5)	от 0 до 0,2 включ. (от 0 до 1,1 включ.)	±0,04 (±0,2)	-	-
			св. 0,2 до 2 (св. 1,1 до 10,5)	-	±20	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	20	от 0 до 200 (от 0 до 700)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 175 включ.)	±5 (±6)	-	-
			св. 50 до 200 (св. 175 до 700)	-	±20	-
Эпихлоргидрин (C ₃ H ₅ ClO)	20	от 0 до 0,5 (от 0 до 2)	от 0 до 0,25 включ. (от 0 до 1 включ.)	±0,05 (±0,2)	-	-
			св. 0,25 до 0,5 (св. 1 до 2)	-	±20	-
Эпихлоргидрин (C ₃ H ₅ ClO)	20	от 0 до 10 (от 0 до 40)	от 0 до 0,5 включ. (от 0 до 2 включ.)	±0,1 (±0,4)	-	-
			св. 0,5 до 10 (св. 2 до 40)	-	±20	-
Этанол (этиловый спирт) (C ₂ H ₅ OH)	20	от 0 до 20 (от 0 до 38,3)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 3,8 включ.)	±0,4 (±0,8)	-	-
			св. 2 до 20 (св. 3,8 до 38,3)	-	±20	-
Этилакрилат (C ₅ H ₈ O ₂)	20	от 0 до 10 (от 0 до 36,7)	от 0 до 1,2 включ. (от 0 до 5 включ.)	±0,24 (±1)	-	-
			св. 1,2 до 10 (св. 5 до 36,7)	-	±20	-
Этилакрилат (C ₅ H ₈ O ₂)	20	от 0 до 20 (от 0 до 73,3)	от 0 до 4 включ. (от 0 до 15 включ.)	±0,8 (±3)	-	-
			св. 4 до 20 (св. 15 до 73,3)	-	±20	-
Этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	20	от 0 до 54,6 (от 0 до 200)	от 0 до 13,6 включ. (от 0 до 50 включ.)	±2,7 (±10)	-	-
			св. 13,6 до 54,6 (св. 50 до 200)	-	±20	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
Этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	20	от 0 до 200 (от 0 до 732,5)	от 0 до 54,6 включ. (от 0 до 200 включ.)	±10,9 (±40)	-	-
			св. 54,6 до 200 (св. 200 до 732,5)	-	±20	-
Этилбензол (C ₈ H ₁₀)	20	от 0 до 34 (от 0 до 150)	от 0 до 11,3 включ. (от 0 до 50 включ.)	±2,3 (±10)	-	-
			св. 11,3 до 34 (св. 50 до 150)	-	±20	-
Этилбензол (C ₈ H ₁₀)	20	от 0 до 100 (от 0 до 441,3)	от 0 до 34 включ. (от 0 до 150 включ.)	±6,8 (±30)	-	-
			св. 34 до 100 (св. 150 до 441,3)	-	±20	-
Этиленгликоль (C ₂ H ₆ O ₂)	20	от 0 до 4 (от 0 до 10)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 5 включ.)	±0,4 (±1)	-	-
			св. 2 до 4 (св. 5 до 10)	-	±20	-
Этиленгликоль (C ₂ H ₆ O ₂)	20	от 0 до 20 (от 0 до 50)	от 0 до 4 включ. (от 0 до 10 включ.)	±0,8 (±2)	-	-
			св. 4 до 20 (св. 10 до 50)	-	±20	-
Этилмеркаптан (этантиол) (C ₂ H ₅ SH)	20	от 0 до 10 (от 0 до 28,5)	от 0 до 0,4 включ. (от 0 до 1 включ.)	±0,08 (±0,2)	-	-
			св. 0,4 до 10 (св. 1 до 25,8)	-	±20	-
Этилмеркаптан (этантиол) (C ₂ H ₅ SH)	20	от 0 до 200 (от 0 до 129,1)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 129,1 включ.)	±10 (±25,8)	-	-
			св. 50 до 200 (св. 129,1 до 516,6)	-	±10	-
Хладоны, измеряемые ИК и ПП сенсорами						

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
Хлордифторметан (CHClF ₂), Хладон R22	60	от 0 до 1000 (от 0 до 3600)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 360 включ.)	±20 (±72)	-	-
			св. 100 до 1000 (св. 360 до 3600)	-	±20	-
Хлордифторметан (CHClF ₂), Хладон R22	60	от 0 до 2000 (от 0 до 7200)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 360 включ.)	±20 (±72)	-	-
			св. 100 до 2000 (св. 360 до 7200)	-	±20	-
Пентафторэтан (C ₂ HF ₅), Хладон R125	60	от 0 до 2000 (от 0 до 10000)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 500 включ.)	±20 (±100)	-	-
			св. 100 до 2000 (св. 500 до 10000)	-	±20	-
1,1,1,2-тетрафторэтан (C ₂ H ₂ F ₄), Хладон R134a	60	от 0 до 1000 (от 0 до 4240)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 424 включ.)	±20 (±84,8)	-	-
			св. 100 до 1000 (св. 424 до 4240)	-	±20	-
1,1,1,2-тетрафторэтан (C ₂ H ₂ F ₄), Хладон R134a	60	от 0 до 2000 (от 0 до 8480)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 424 включ.)	±20 (±84,8)	-	-
			св. 100 до 2000 (св. 424 до 8480)	-	±20	-
1,1,1-трифторэтан (C ₂ H ₃ F ₃), Хладон R143a	60	от 0 до 2000 (от 0 до 7000)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 350 включ.)	±20 (±70)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾			
			Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %	
1	2	3	4	5	6	
			св. 100 до 2000 (св. 350 до 7000)	-	±20	-
Хладон R404a (C ₂ HF ₅ +C ₂ H ₃ F ₃ +C ₂ H ₂ F ₄)	60	от 0 до 2000 (от 0 до 8234)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 412 включ.)	±20 (±82,4)	-	-
			св. 100 до 2000 (св. 412 до 8234)	-	±20	-
Хладон R407a (CH ₂ F ₂ +C ₂ HF ₅ +C ₂ H ₂ F ₄)	60	от 0 до 1000 (от 0 до 3850)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 385 включ.)	±20 (±77)	-	-
			св. 100 до 1000 (св. 385 до 3850)	-	±20	-
Хладон R407a (CH ₂ F ₂ +C ₂ HF ₅ +C ₂ H ₂ F ₄)	60	от 0 до 2000 (от 0 до 7700)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 385 включ.)	±20 (±77)	-	-
			св. 100 до 2000 (св. 385 до 7700)	-	±20	-
Хладон R407c (CH ₂ F ₂ +C ₂ HF ₅ +C ₂ H ₂ F ₄)	60	от 0 до 1000 (от 0 до 3850)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 385 включ.)	±20 (±77)	-	-
			св. 100 до 1000 (св. 385 до 3850)	-	±20	-
Хладон R407c (CH ₂ F ₂ +C ₂ HF ₅ +C ₂ H ₂ F ₄)	60	от 0 до 2000 (от 0 до 7700)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 385 включ.)	±20 (±77)	-	-
			св. 100 до 2000 (св. 385 до 7700)	-	±20	-
Хладон R410a (CH ₂ F ₂ +C ₂ HF ₅)	60	от 0 до 1000 (от 0 до 3580)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 358 включ.)	±20 (±71,6)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
			св. 100 до 1000 (св. 358 до 3580)	-	±20	-
Хладон R410a (CH ₂ F ₂ +C ₂ HF ₅)	60	от 0 до 2000 (от 0 до 7160)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 358 включ.)	±20 (±71,6)	-	-
			св. 100 до 2000 (св. 358 до 7160)	-	±20	-
1,1,1,2,3,3,3 – гексафторпропан (C ₃ HF ₇), Хладон R227ea	60	от 0 до 2000 (от 0 до 14140)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 707 включ.)	±20 (±141,4)	-	-
			св. 100 до 2000 (св. 707 до 14140)	-	±20	-
Гексафторид серы (элегаз), измеряемый ИК сенсором						
Гексафторид серы (SF ₆)	60	от 0 до 50 (от 0 до 304)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 30,4 включ.)	±0,5 (±3)	-	-
			св. 5 до 50 (св. 30,4 до 304)	-	±10	-
Гексафторид серы (SF ₆)	60	от 0 до 1000 (от 0 до 6000)	от 0 до 82,4 включ. (от 0 до 500 включ.)	±8,2 (±50)	-	-
			св. 82,4 до 1000 (св. 500 до 6000)	-	±10	-
Диоксид углерода, измеряемый ИК сенсором						
Диоксид углерода (CO ₂)	20 ⁷⁾	от 0 до 10000 (от 0 до 18292)	от 0 до 5000 включ. (от 0 до 9147,5 включ.)	±500 (±912,9)	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
			св. 5000 до 10000 (св. 9147,5 до 18292)	-	±10	-
<p>1) Газоанализаторы, градуированные на вещества, не приведенными в данной таблице, но указанные в руководстве по эксплуатации, могут применяться в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов.</p> <p>2) Диапазон выходных сигналов устанавливается равным диапазону измерений, указанному в таблице. Он может быть изменен пользователем при помощи ПО.</p> <p>3) В нормальных условиях эксплуатации (20 °С и 760 мм рт. ст., 60% отн. влажности).</p> <p>4) Погрешность приведена к верхнему пределу диапазона измерений (ВПИ).</p> <p>5) Значения горючих газов указаны в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011, для паров нефтепродуктов - в соответствии с государственными стандартами на нефтепродукты конкретного вида.</p> <p>6) Диапазон показаний для всех определяемых компонентов от 0 до 100.</p> <p>7) В исполнении газоанализаторов «Быстродействующий» предел времени установления показаний T_{0,9} – не более 5 секунд.</p> <p>8) Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013, уайт-спирит по ГОСТ 3134-78, топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86, бензин автомобильный в соответствии с техническим регламентом «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», бензин авиационный по ГОСТ 1012-2013, газовый конденсат, бензин неэтилированный по ГОСТ Р 51866-2002, керосин по ТУ 38.71-5810-90.</p> <p>9) Предел времени установления показаний модификации Бинар-XX-XXX-В-Х T_{0,9}, с. – не более 60.</p>						

Таблица 2.3. Диапазоны измерений объемной доли кислорода и диоксида углерода, пределы допускаемой основной погрешности, пределы времени установления показаний газоанализаторов «Бинар-XX-XXX-XX»

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, %		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, объемной доли, %	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
Кислород (O ₂)	30	от 0 до 1		±0,03	-	-
Кислород (O ₂)	30	от 0 до 3		±0,06	-	-
Кислород (O ₂)	30	от 0 до 5		±0,15	-	-
Кислород (O ₂)	40	от 0 до 10		±0,2	-	-
Кислород (O ₂)	40	от 0 до 30		±0,2	-	-
Кислород (O ₂)	40	от 0 до 100		±1	-	-

Определяемый компонент ¹⁾	Предел времени установления показаний T _{0,9} , с. ⁹⁾	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли, %		Пределы допускаемой основной погрешности ³⁾		
				Абсолютной, объемной доли, %	Относительной, %	Приведенной ⁴⁾ , %
1	2	3		4	5	6
Диоксид углерода (CO ₂)	20 ⁷⁾	от 0 до 5	от 0 до 2 включ.	±0,2	-	-
			св. 2 до 5	-	±10	-
Диоксид углерода (CO ₂)	20	от 0 до 100	от 0 до 20 включ.	±2	-	-
			св. 20 до 100	-	±10	-

1) Газоанализаторы, градуированные на вещества, не приведенными в данной таблице, но указанные в руководстве по эксплуатации, могут применяться в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов.
2) Диапазон выходных сигналов устанавливается равным диапазону измерений, указанному в таблице. Он может быть изменен пользователем при помощи ПО.
3) В нормальных условиях эксплуатации (20 °С и 760 мм рт. ст., 60% отн. влажности).
4) Погрешность приведена к верхнему пределу диапазона измерений (ВПИ).
5) Значения НКПР горючих газов указаны в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011, для паров нефтепродуктов - в соответствии с государственными стандартами на нефтепродукты конкретного вида.
6) Диапазон показаний для всех определяемых компонентов от 0 до 100 % НКПР.
7) В исполнении газоанализаторов «Быстродействующий» предел времени установления показаний T_{0,9} – не более 5 секунд.
8) Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013, уайт-спирит по ГОСТ 3134-78, топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86, бензин автомобильный в соответствии с техническим регламентом «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», бензин авиационный по ГОСТ 1012-2013, газовый конденсат, бензин неэтилированный по ГОСТ Р 51866-2002, керосин по ТУ 38.71-5810-90.
9) Предел времени установления показаний модификации Бинар-XX-XXX-В-Х T_{0,9}, с. – не более 60.

Основные технические характеристики и дополнительные метрологические характеристики газоанализаторов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики и дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В - для модификаций Бинар-XX-XX1-Х-Х; - для модификаций Бинар-XX-XX0-Х-Х.	3,7 ± 0,5 12-32
Потребляемая мощность, Вт, не более -для модификаций с маркировкой 0Ex ia IIC T6...T4 Ga X/PO Ex	

Наименование характеристики	Значение
<p>ia I Ma</p> <ul style="list-style-type: none"> - для модификаций с маркировкой 1Ex ia IIC T6...T4 Gb X - для модификаций с маркировкой 1Ex d [ia Ga] IIC T6...T4 Gb X - для арктического исполнения 	<p>1,5</p> <p>2,5</p> <p>3</p> <p>4,5</p>
<p>Габаритные размеры, мм, не более высота x ширина x длина:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Бинар-XX-XXX-П-Х, Бинар-XX-XXX-К-Х - Бинар-XX-XXX-В-Х - Бинар-XX-XXX-А-Х - Бинар-XX-XXX-Г-Х, Бинар-XX-XXX-Б-Х, Бинар-XX-XXX-Н-Х 	<p>60 x 120 x 150</p> <p>90 x 170 x 270</p> <p>60 x 80 x 125</p> <p>143 x 275 x 107</p>
<p>Масса, кг, не более:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Бинар- XX-XXX-П-Х, Бинар-XX-XXX-К-Х - Бинар -XX-XXX-В-Х - Бинар -XX-XXX-А-Х - Бинар -XX-XXX-Г-Х, Бинар-XX-XXX-Б-Х - Бинар -XX-XXX-Н-Х 	<p>0,5</p> <p>3</p> <p>1</p> <p>2</p> <p>3,5</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> - температура окружающей среды, °С*: - Бинар-XX-XX0-Н-Х, Бинар -XX-XX0-Г-Х, Бинар-XX-XX0-Б - Бинар-XX-XX1-Н-Х, Бинар -XX-XX1-Г-Х, Бинар-XX-XX1-Б - Бинар-XX-XX0-А-Х, Бинар-XX-XX0-П-Х, Бинар-XX-XX0-В-Х - Бинар-XX-XX1-А-Х, Бинар-XX-XX1-П-Х, Бинар-XX-XX1-В-Х -Бинар-XX-XX0-К-Х -Бинар-XX-XX1-К-Х <p>(*по отдельному заказу газоанализаторы могут выпускаться в арктическом исполнении с отрицательной рабочей температурой от минус 70 °С.</p> <ul style="list-style-type: none"> - относительная влажность, не более - атмосферное давление, кПа 	<p>-40 ≤ Ta ≤ +80 (Т6)</p> <p>-40 ≤ Ta ≤ +95 (Т5)</p> <p>-40 ≤ Ta ≤ +125 (Т4)</p> <p>-40 ≤ Ta ≤ +80</p> <p>-40 ≤ Ta ≤ +70</p> <p>-40 ≤ Ta ≤ +40 (Т6)</p> <p>-40 ≤ Ta ≤ +55 (Т5)</p> <p>-40 ≤ Ta ≤ +90 (Т4)</p> <p>-40 ≤ Ta ≤ +70</p> <p>-40 ≤ Ta ≤ +40 (Т6)</p> <p>-40 ≤ Ta ≤ +55 (Т5)</p> <p>-40 ≤ Ta ≤ +90 (Т4)</p> <p>95, при температуре +35 °С от 87,8 до 119,7</p>
<p>Средний срок службы кроме сенсора и аккумулятора, лет, не менее:</p>	<p>15</p>
<p>Средняя наработка на отказ, ч:</p> <ul style="list-style-type: none"> - с ИК сенсором - с ТК, ЭХ, ФИ, ПП сенсорами - модификация газоанализатора Бинар -XX-XXX-В-Х 	<p>100 000</p> <p>35 000</p> <p>15 000</p>
<p>Время прогрева газоанализаторов, мин, не более</p> <ul style="list-style-type: none"> - для сенсоров фотоионизационного, термокаталитического, инфракрасного, полупроводникового - для электрохимических сенсоров 	<p>3</p> <p>10</p>

Наименование характеристики	Значение
<p>Маркировка взрывозащиты газоанализаторов, в зависимости от модификации:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Бинар-XX-XXX-Н-Х, Бинар-XX-XXX-Г-Х, Бинар-XX-XXX-Б-Х - Бинар-XX-XXX-А-Х, Бинар-XX-XXX-П-Х, Бинар-XX-XXX-В-Х - Бинар-XX-XXX-К-Х 	<p>1Ex d [ia Ga] ПС Т6 Gb X или 1Ex d [ia Ga] ПС Т6...Т4 Gb X</p> <p>1Ex ia ПС Т6 Gb X или 1Ex ia ПС Т6...Т4 X</p> <p>0Ex ia ПС Т6 Ga X или 0Ex ia ПС Т6...Т4 Ga X/PO Ex ia I Ma</p>
<p>Степень защиты оболочки от внешних воздействий:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для модификаций Бинар-XX-XXX-П-Х, Бинар-XX-XXX-В-Х, Бинар-XX-XXX-К-Х, Бинар-XX-XXX-А-Х* - для модификации Бинар-XX-XXX-Г-Х, Бинар-XX-XXX-Б-Х, Бинар-XX-XXX-Н-Х, (* может выпускаться по отдельному заказу в исполнении IP68) 	<p>IP66</p> <p>IP68</p>
<p>Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализаторов от изменения температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур, на каждые 10 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности</p>	<p>±0,2</p>
<p>Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализаторов от изменения относительной влажности в диапазоне рабочих условий, на каждые 10, в долях от пределов допускаемой основной погрешности</p>	<p>±0,2</p>
<p>Предел вариации выходного сигнала в долях от предела допускаемой основной погрешности, не более</p>	<p>0,2</p>

Знак утверждения типа

наносится на табличку (наклейку) на поверхности корпуса газоанализатора и на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор	Бинар-XX-XXX-Х-Х	1 шт.
Насадка для подачи газа	-	1 шт. на поставку
Программное обеспечение	-	по отдельному заказу
Козырек защиты от погодных условий	-	по отдельному заказу
Комплект для монтажа на трубу	-	по отдельному заказу
Комплект для монтажа в воздухо-	-	по отдельному заказу

Наименование	Обозначение	Количество
воде		
Кабельный ввод	-	по отдельному заказу
Магнитный ключ	-	по отдельному заказу
Руководство по эксплуатации	ВТЛД.413415.001.01 РЭ или ВТЛД.413415.001.02 РЭ или ВТЛД.413415.001.03 РЭ	1 экз. на поставку
Методика поверки	-	1 экз. на поставку
Паспорт	ВТЛД.413415.001.01 ПС или ВТЛД.413415.001.02 ПС или ВТЛД.413415.001.03 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации, разделы 1.1, 1.4.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам Бинар-XX-XXX-X-X

ГОСТ ИЕС 60079-29-1-2013 Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Требования к эксплуатационным характеристикам газоанализаторов горючих газов.

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия.

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

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

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 от «16» ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

ТУ 26.51.53-003-11425056-2020 «Газоанализаторы Бинар-XX-XXX-X-X». Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество "АРТГАЗ" (АО "АРТГАЗ")

ИНН 7726703380

Адрес: 111123, г. Москва, Шоссе Энтузиастов, д. 56, стр.32, пом. 282

Тел.: +7 (495) 123-34-14

Web-сайт: www.art-gas.com

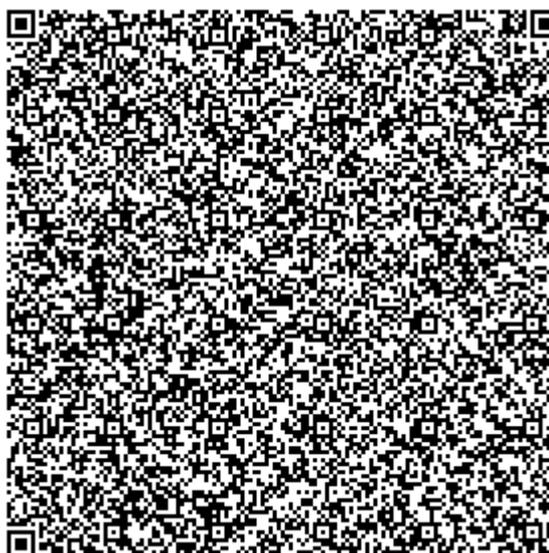
E-mail: info@art-gas.com

Изготовитель

Акционерное общество "АРТГАЗ" (АО "АРТГАЗ")
ИНН 7726703380
Адрес: 111123, г. Москва, Шоссе Энтузиастов, д. 56, стр.32, пом. 282
Тел.: +7 (495) 123-34-14
Web-сайт: www.art-gas.com
E-mail: info@art-gas.com

Испытательный центр

Акционерное общество «Головной центр стандартизации, метрологии и сертификации в химическом комплексе «Центрохимsert»
Адрес: 115230, г. Москва, Электролитный проезд, д. 1, корп. 4, комн. 208
Тел./факс: +7 (499) 750-21-51
E-mail: chemsert@yandex.ru
Аттестат аккредитации АО «Центрохимsert» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30081-12.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2022 г. № 1536

Регистрационный № 85949-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы гамма-спектрометрические программно-аппаратные Эко ПАК

Назначение средства измерений

Комплексы гамма-спектрометрические программно-аппаратные Эко ПАК (далее – комплексы) предназначены для измерений характеристик фотонного излучения (распределение по энергиям, определение радионуклидного состава объектов и т.п.).

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов основан на преобразовании энергии фотонного излучения в чувствительном объеме полупроводникового детектора в электрические импульсы пропорциональной амплитуды с последующей их регистрацией и анализом полученной информации цифрового спектрометрического устройства (далее - СУ).

Конструктивно комплексы состоят из блока детектирования (далее - БД), СУ и, в зависимости от условий заказа, низкофоновой защитной камеры (далее - НЗК) для повышения чувствительности за счет снижения уровня фонового излучения.

Конструктивно БД выполнен в виде единого блока, содержащего полупроводниковый детектор и двухсекционного предусилителя (далее - ПУ) с промежуточным дифференцированием. СУ типа МСА 527, BOSON, Topaz-NR, Multispectrum HYBRID или СУ ЦСУ-ПН-03 (Радуга) состоит из усилителя, многоканального анализатора (далее - МКА), узла управления комплексом, источников питания.

Комплексы выпускаются в следующих модификациях: Эко ПАК-01, Эко ПАК-02, Эко ПАК-03 и Эко ПАК-04. Модификации отличаются характеристиками БД, типом СУ, системой охлаждения и наличием или отсутствием НЗК. Для модификаций Эко ПАК-02 и Эко ПАК-03 возможно исполнение БД с колодцем диаметром 10 или 16 мм и глубиной 40 мм для увеличения эффективности регистрации фотонного излучения при измерениях малых объемов исследуемой пробы.

Для удобства использования предусмотрены тележка, зарядное устройство (инвертор) «МАСКОТ» и устройство для хранения и заливки жидкого азота TP35.

Эко ПАК-01 – комплексы для регистрации фотонного излучения на основе детекторов из особо чистого германия (далее - ОЧГ) типа GPD.

Варианты исполнения комплекса:

Эко ПАК-01-1 с кристатами объемом до 10 л и СУ;

Эко ПАК-01-2 с электромеханическим охлаждением и СУ;

Эко ПАК-01-3 с кристатами объемом более 10 л, НЗК и СУ, а также с возможностью использования гибридного охлаждения, как дополнительной опции.

Эко ПАК-02 – комплексы для регистрации фотонного излучения на основе ОЧГ детекторов типа GCD.

Варианты исполнения комплекса:

Эко ПАК-02-1 с криостатами объемом до 10 л и СУ;

Эко ПАК-02-2 с электромеханическим охлаждением и СУ;

Эко ПАК-02-3 с криостатами объемом более 10 л, НЗК и СУ, а также с возможностью использования гибридного охлаждения, как дополнительной опции.

Эко ПАК-03 – комплексы для регистрации фотонного излучения на основе ОЧГ детекторов типа GCDX.

Варианты исполнения комплекса:

Эко ПАК-03-1 с криостатами объемом до 10 л и СУ;

Эко ПАК-03-2 с электромеханическим охлаждением и СУ;

Эко ПАК-03-3 с криостатами объемом более 10 л, НЗК и СУ, а также с возможностью использования гибридного охлаждения, как дополнительной опции.

Эко ПАК-04 – комплекс для регистрации фотонного излучения на основе полупроводниковых CdZnTe (CZT) детекторов с предусилителем.

Варианты исполнения комплекса:

Эко ПАК-04-60 – БД с кристаллом объемом до 60 мм³;

Эко ПАК-04-500 – БД с кристаллом объемом 500 мм³;

Эко ПАК-04-1500 – БД с кристаллом объемом 1600 мм³;

Эко ПАК-04-4000 – БД с кристаллом объемом 4000 мм³.

Для вариантов исполнения комплекса Эко ПАК-01-2, Эко ПАК-02-2, Эко ПАК-03-2 возможно монолитное исполнение (единый корпус - рабочее название «Monolith»), когда в едином корпусе совмещены БД, ПУ, блок питания, система охлаждения с помощью криоохладителя Стирлинга с пульсирующей трубкой и криоконтроллером. Общий вид исполнения комплексов в едином корпусе «Monolith» приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид исполнения комплексов в едином корпусе «Monolith»

Дополнительно может быть реализована функция определение активности (удельной, объемной, поверхностной) гамма-излучающих радионуклидов объектов радиологического контроля в соответствии с ГОСТ 8.638-2013 «Метрологическое обеспечение радиационного контроля» только при наличии аттестованных в установленном порядке методик измерений.

Комплексы могут быть использованы в условиях стационарных и передвижных лабораторий при радиологическом контроле объектов окружающей среды, материалов и продуктов промышленного и сельскохозяйственного производства, медико-биологических объектов, а также для применения на объектах и предприятиях атомной промышленности, в частности для проведения измерений ядерных материалов (измерение изотопов урана и плутония по соответствующим гамма линиям) при проведении их учета и контроля согласно НП-030-12 «Основные правила учета и контроля ядерных материалов».

Общий вид составных частей вариантов исполнения комплексов, мест пломбировки и размещения знака утверждения типа приведены на рисунках 2 - 12.

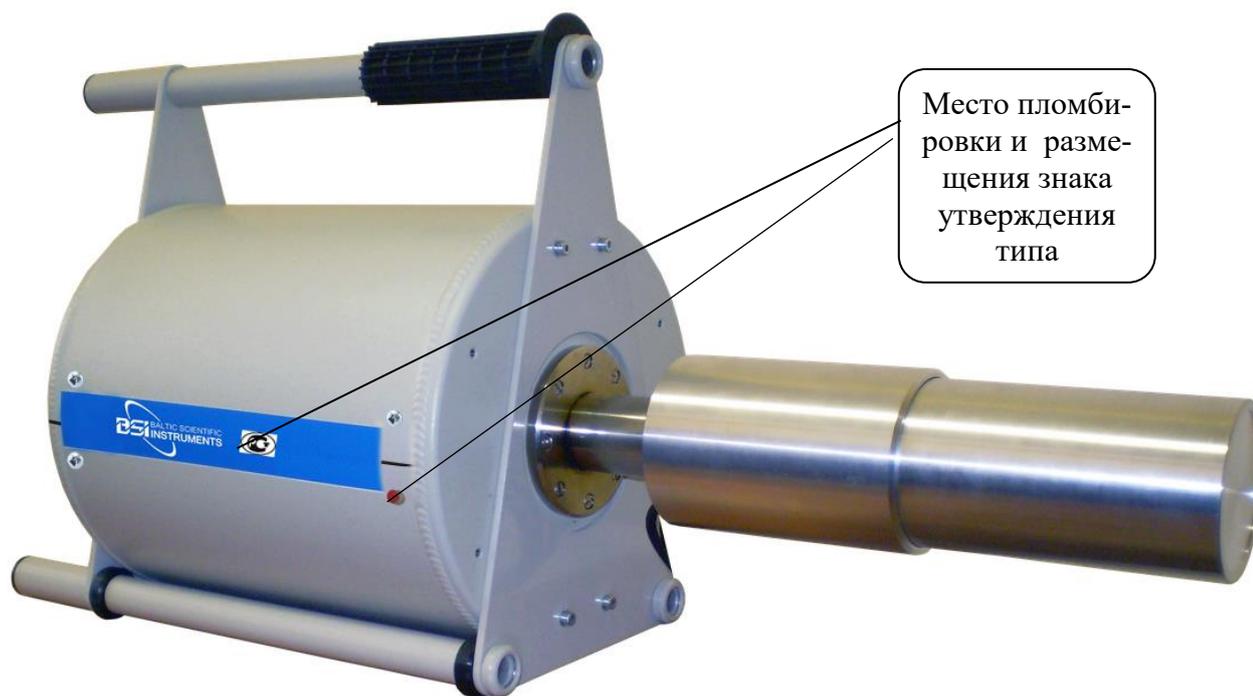
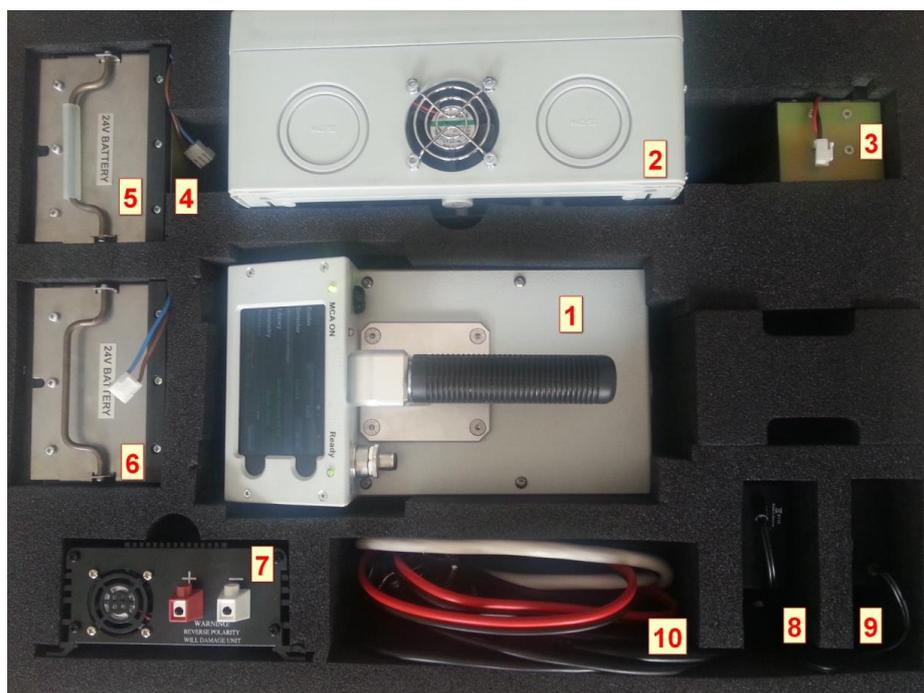


Рисунок 2- Общий вид БД для вариантов исполнения
Эко ПАК-01-1, Эко ПАК-02-1, Эко ПАК-03-1



Рисунок 3 - Общий вид переносного БД для вариантов исполнения Эко ПАК-01-2, Эко ПАК-02-2, Эко ПАК-03-2



1- БД; 2- блок питания; 3 и 4 - аккумуляторы 12 В; 5 и 6 - аккумуляторы 24 В; 7 – инвертор; 8 - зарядное устройство с тремя ячейками для аккумуляторов 12 В; 9 - зарядное устройство с шестью ячейками для аккумуляторов 24 В; 10 – соединительные кабели и USB кабель

Рисунок 4 - Расположение составных частей переносного комплекса для вариантов исполнения Эко ПАК-01-2, Эко ПАК-02-2, Эко ПАК-03-2



Рисунок 5 - Общий вид комплекса вариантов исполнения Эко ПАК-01-3, Эко ПАК-02-3, Эко ПАК-03-3 с НЗК



Рисунок 6 - Общий вид детекторов и сборка детектора с предусилителем комплекса Эко ПАК-04.

Место пломбировки и размещения знака утверждения типа



Рисунок 7 - Общий вид СУ MCA-527

Место пломбировки и размещения знака утверждения типа



а) – вид сзади

б) – вид спереди

Рисунок 8 - Общий вид СУ BOSON

Место пломбировки и размещения знака утверждения типа



Рисунок 9 - Общий вид СУ Toraz-HR

Место пломбировки и размещения знака утверждения типа



Рисунок 10 - Общий вид СУ ЦСУ-ПН-03 (Радуга)

Место пломбировки и размещения знака утверждения типа



Рисунок 11 - Общий вид СУ Multispectrum HYBRID



Рисунок 12 - Общий вид тележки с комплексом для вариантов исполнения Эко ПАК-01-1, Эко ПАК-02-1, Эко ПАК-03-1



Рисунок 13 - Общий вид устройства для хранения и заливки жидкого азота TP35

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) предназначено для организации управления процессами накопления, отображения, обработки информации и вывода результатов обработки на внешние устройства.

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

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	SpectraLine	SpectraLineGP
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.5.3874 и выше	1.5.3874 и выше
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	a9025f89*	7207ec79*
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	SpectraLine Handy	SpectraLineNM
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.5.3874 и выше	1.5.3874 и выше
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	368cd539 *	4c00ec5d *
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	asw2.exe	GeSAS.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.08.1 до версии 18.99.9	0.2.b1 и выше
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	0256C3B5 **	68B0105F *
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	bGamma.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.0.0.0 и выше
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	5FA266AD4332DED7BC3418292702AAA2*
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	MD5
* Цифровой идентификатор ПО для указанного номера версии. При комплектации ПО другой версии в сопроводительной документации должны быть указаны его идентификационные данные для последующего метрологического обслуживания.	
** Цифровой идентификатор ПО для номера версии 15.08.1. При комплектации ПО другой версии в сопроводительной документации должны быть указаны его идентификационные данные для последующего метрологического обслуживания.	

ПО защищено электронным ключом от несанкционированного доступа к настройкам. Без электронного ключа пользователь не имеет доступа к управлению СУ. Возможно использование другого аналогичного ПО.

Метрологические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон энергий фотонного излучения, кэВ: - Эко ПАК-01, все варианты исполнения - Эко ПАК-02, все варианты исполнения - Эко ПАК-03, все варианты исполнения - Эко ПАК-04, все варианты исполнения	от 3 до 1500 от 40 до 10000 от 3 до 10000 от 20 до 3000
Энергетическое разрешение для линий фотонного излучения с энергиями: - для линии 5,9 кэВ (радионуклид ⁵⁵ Fe), эВ Эко ПАК-01 Эко ПАК-03 - для линии 122,1 кэВ (радионуклид ⁵⁷ Co), эВ Эко ПАК-01 Эко ПАК-02 Эко ПАК-03 - для линии 661,7 кэВ (радионуклид ¹³⁷ Cs), эВ Эко ПАК-04 - для линии 1332,5 кэВ (радионуклид ⁶⁰ Co), кэВ Эко ПАК-01, Эко ПАК-03 Эко ПАК-02	от 130 до 750 от 450 до 860 от 465 до 1200 от 600 до 1500 от 560 до 1200 от 10 до 26 от 1,75 до 2,40 от 1,75 до 2,50
Пределы допускаемой относительной погрешности характеристики преобразования (интегральная нелинейность), %: - СУ BOSON; MCA-527; Topaz-HR - СУ ЦСУ-ПП-03 (Радуга), Multispectrum HYBRID	±0,025 ±0,04
Максимальная загрузка спектрометрического тракта комплекса, с ⁻¹ , не менее	1·10 ⁵

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Временная нестабильность характеристики преобразования за 24 ч непрерывной работы, %, не более	1,0
Время установления рабочего режима (без учета времени охлаждения БД), мин, не более	30
Нестабильность энергетической характеристики преобразования за 24 часа непрерывной работы (после установления рабочего режима), %, не более	0,025

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество каналов СУ, не более	16 384
Питание от сети переменного тока: - напряжение, В - частота, Гц	от 100 до 260 от 47 до 65
Питание СУ от аккумулятора с номинальным напряжением, В	12
Потребляемая мощность, не более: - от источника постоянного тока, Вт - от сети переменного тока, В·А	5 55
Габаритные размеры, мм, не более: - Эко ПАК-01-1, Эко ПАК-02-1, Эко ПАК-03-1, Эко ПАК-01-2, Эко ПАК-02-2, Эко ПАК-03-2 длина ширина высота - Эко ПАК-01-3, Эко ПАК-02-3, Эко ПАК-03-3 БД длина ширина высота СУ длина ширина высота НЗК* длина ширина высота - Эко ПАК-04 длина ширина высота	1300 1100 1250 1300 900 1250 400 300 150 900 1200 1700 100 100 150

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг, не более:	
- Эко ПАК-01-1, Эко ПАК-02-1, Эко ПАК-03-1	30
- Эко ПАК-01-2, Эко ПАК-02-2, Эко ПАК-03-2	40
- Эко ПАК-01-3, Эко ПАК-02-3, Эко ПАК-03-3	1700
- Эко ПАК-04	5
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	20000
Средний срок службы, лет, не менее	8
Рабочие условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от + 5 до + 50
- относительная влажность окружающего воздуха при температуре плюс 35°С, %, не более	80
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
* Допускается применение НЗК другого конструктивного исполнения и габаритных размеров.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист документа «Комплекс гамма-спектрометрический программно-аппаратный Эко ПАК. Руководство по эксплуатации» и на корпуса составных частей комплекса в виде специальной наклейки, методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1 Комплекс Эко ПАК в составе:	СФАТ.412125.006	
1.1 Блок детектирования	–	1 шт. *
1.2 Спектрометрическое устройство	МСА 527 или BOSON, Тораз- HR ЦСУ-ПН-03 (Радуга) Multispectrum HYBRID	1 шт. *
1.3 Персональный компьютер	–	1 шт. *
1.4 Предусилитель с охлаждаемым входным каскадом	–	1 шт. *
1.5 Криостат	–	1 шт. *
1.6 Сосуд Дьюара 7 л	–	1 шт. *
1.7 Сосуд Дьюара 5 л	–	1 шт. *
1.8 Гибридная система охлаждения	–	1 шт. *
1.9 Комплект ПО функционирования комплекса и обработки данных	SpectraLine или SpectraLine GP, SpectraLine Handy, Spec- traLine NM, ASW2, GeSAS, bGamma	1 шт. *
1.10 Комплект кабелей	–	1 шт. *
1.11 Транспортный кейс для БД	–	1 шт. *
1.12 Низкофоновая защитная камера	НЗК	1 шт. *
1.13 Блок питания	–	1 шт. *
1.14 Аккумуляторы 12 В	–	2 шт. *
1.15 Аккумуляторы 24 В	–	2 шт. *
1.16 Инвертор	«МАСКОТ»	1 шт. *
1.17 Зарядное устройство с тремя ячейками для аккумуляторов 12 В	–	1 шт. *

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество
1.18 Зарядное устройство с шестью ячейками для аккумуляторов 24 В	–	1 шт. *
2 Дополнительные сервисные блоки в составе		
2.1 Тележка в сборе со свинцовой защитой и коллиматорами	–	1 шт. *
2.2 Заливная воронка	–	1 шт. *
2.3 Лазерный дальномер	–	1 шт. *
2.4 Устройство для хранения и заливки жидкого азота	ТР35	1 шт. *
2.5 Встроенный GPS-навигатор	–	1 шт. *
2.6 Wi-Fi маршрутизатор	–	1 шт. *
2.7 Автомобильное зарядное устройство для батарей	–	1 шт. *
2.8 Запасной предусилитель	–	1 шт. *
2.9 Коробка с инструментами	–	1 шт. *
2.10 Кабельные разъемы	–	2 шт. *
2.11 Устройство бесперебойного питания	–	1 шт. *
3 Руководство по эксплуатации	СФАТ.412125.006 РЭ	1 экз.
4 Свидетельство о поверке	–	1 экз
*Поставка и количество согласно заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

Выбор аттестованной методики измерений с применением комплексов гамма-спектрометрических программно-аппаратных Эко ПАК осуществляется на основании обеспечения определения измеряемых величин с требуемой точностью.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексам гамма-спектрометрическим программно-аппаратным Эко ПАК

Приказ Росстандарта № 2841 от 29.12.2018 «От утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений активности радионуклидов, удельной активности радионуклидов, потока и плотности потока альфа-, бета-частиц и фотонов радионуклидных источников»

ГОСТ 27451-87 Средства измерений ионизирующих излучений. Общие технические условия

ГОСТ 26874-86 Спектрометры энергий ионизирующих излучений. Методы измерения основных параметров

СФАТ.412125.006ТУ Комплекс гамма-спектрометрический программно-аппаратный Эко ПАК. Технические условия

Правообладатель

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

ИНН 7726747941

Адрес: 115114, г. Москва, Дербеневская набережная, 11, пом. 22, каб. 9

Телефон (факс): +7 (495) 150-40-12

Web-сайт: www.ekosf.ru

E-mail: info@ekosf.ru

Изготовитель

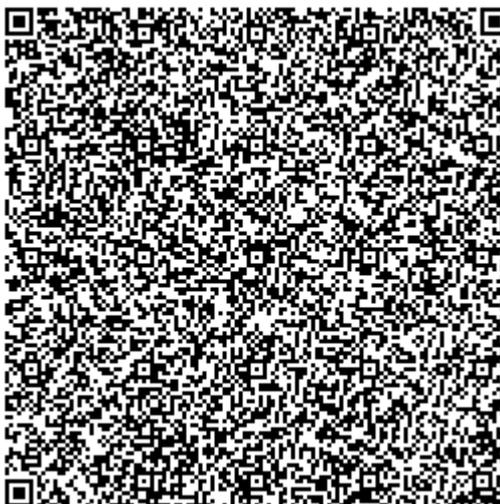
Общество с ограниченной ответственностью «ЭкоСфера» (ООО «ЭкоСфера»)
ИНН 7726747941
Адрес: 115114, г. Москва, Дербеневская набережная, 11, пом. 22, каб. 9
Телефон (факс): +7 (495) 150-40-12
Web-сайт: www.ekosf.ru
E-mail: info@ekosf.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 141570, Московская область, Солнечногорский р-н, п/о Менделеево
Телефон (факс): (495) 526-63-00 ((495) 526-63-00)
Web-сайт: www.vniiftri.ru
E-mail: office@vniiftri.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 11.05.2018.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2022 г. № 1536

Регистрационный № 85950-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части ООО «НИИ Транснефть» г. Уфа

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части ООО «НИИ Транснефть» г. Уфа (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 (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (УСПД) со встроенным приемником точного времени и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г (УССВ), программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

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

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех 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 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 входы УСПД, где осуществляется ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

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. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных счетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов и сторонних организаций по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки передаются с уровня 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г (Рег. № 39485-08), входящими в состав ЦСОД. ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC(SU) спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК. Резервный сервер синхронизации ИВК используется при выходе из строя основного сервера.

Коррекция внутренних часов УСПД осуществляется по сигналу точного времени ГЛОНАСС/GPS-модуля, встроенного в УСПД. В случае неисправности ГЛОНАСС/GPS-модуля имеется возможность коррекции внутренних часов УСПД от уровня ИВК ПАО «Транснефть».

Сличение часов счетчиков с часами УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД 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. Он наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ присвоен заводской номер 043ТНЭ, он указывается типографским способом на 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 программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
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 - «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 2-4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	Счетчик	УСПД	Сервер синхронизации времени/ Сервер БД
1		2	3	4	5
1	ВРУ-АВР1-0,4 кВ, Ввод №1	Т-0,66 У3 КТТ = 600/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 71031-18	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-19	ССВ-1Г Рег. № 39485-08/ HP ProLiant BL 460c Gen8, HP ProLiant BL 460c G6
2	ВРУ-АВР1-0,4 кВ, Ввод №2	Т-0,66 У3 КТТ = 600/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 71031-18	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
3	ВРУ-АВР2-0,4 кВ, Ввод №1	Т-0,66 У3 КТТ = 600/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 71031-18	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
4	ВРУ-АВР2-0,4 кВ, Ввод №2	Т-0,66 У3 КТТ = 600/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 71031-18	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
5	ВРУ-АВР4-0,4 кВ, Ввод №1	ТТН-60 КТТ = 800/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 75345-19	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
6	ВРУ-АВР4-0,4 кВ, Ввод №2	ТТН-60 КТТ = 800/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 75345-19	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
7	ВРУ-АВР5-0,4 кВ, Ввод №1	Т-0,66 У3 КТТ = 1000/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 71031-18	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
8	ВРУ-АВР5-0,4 кВ, Ввод №2	Т-0,66 У3 КТТ = 1000/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 71031-18	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		

Номер и наименование ИК		ТТ	Счетчик	УСПД	Сервер синхронизации времени/ Сервер БД
1		2	3	4	5
9	656 ЩСУ-0,4 кВ, Ввод №1	ТТН-40 КтТ = 600/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 75345-19	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-19	ССВ-1Г Рег. № 39485-08/ HP ProLiant BL 460c Gen8, HP ProLiant BL 460c G6
10	656 ЩСУ-0,4 кВ, Ввод №2	ТТН-40 КтТ = 600/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 75345-19	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
11	802 ЩСУ-С-0,4 кВ, Ввод №1	ТТН-40 КтТ = 500/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 75345-19	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
12	802.3 ПР-0,4 кВ, Ввод №1	ТТН-40 КтТ = 600/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 75345-19	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
13	802 ЩСУ, Ввод №1	ТТН-40 КтТ = 600/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 75345-19	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
14	802 ЩСУ, Ввод №2	ТТН-40 КтТ = 600/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 75345-19	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
15	802.1 ПР-0,4 кВ, Ввод №1	Т-0,66 У3 КтТ = 600/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 71031-18	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
16	ПР1-0,4 кВ площадки погружных насосов, Ввод №1	ТТН-30Т КтТ = 250/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 75345-19	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		

Номер и наименование ИК		ТТ	Счетчик	УСПД	Сервер синхронизации времени/ Сервер БД
1		2	3	4	5
17	ПР1-0,4 кВ площадки погружных насосов, Ввод №2	ТТН-30Т Ктт = 250/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 75345-19	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
18	ШУ-ПТ-0,4 кВ, Ввод №1	ТТН-40 Ктт = 600/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 75345-19	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-19	ССВ-1Г Рег. № 39485-08/ HP ProLiant BL 460c Gen8, HP ProLiant BL 460c G6
19	689ПР-0,4 кВ, Ввод №1	ТТН-40 Ктт = 400/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 75345-19	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
<p>Примечания</p> <p>1 Допускается замена ТТ 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 3 метрологических характеристик.</p> <p>2 Допускается замена серверов синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена сервера БД при условии охранения цифрового идентификатора ПО.</p> <p>3 Замена оформляется техническим актом в установленном на ООО «НИИ Транснефть» порядке, все изменения вносятся в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p> <p>4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока.</p>					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-19	Активная	0,9	1,5
	Реактивная	1,1	2,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с		±5	
<p>Примечания</p> <p>1 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5° С до плюс 35° С, при $\cos \varphi = 0,8$ инд $I = 0,2 \cdot I_{ном}$</p> <p>2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95</p>			

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.
Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	19
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С 	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 0,5_{инд} до 0,8_{емк}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +70</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>220000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>114</p> <p>45</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ ПАО «Транснефть» в части ООО «НИИ Транснефть» г. Уфа типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	21
Трансформатор тока	ТТН-30Т	6
Трансформатор тока	ТТН-40	24
Трансформатор тока	ТТН-60	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	19
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Сервер	HP ProLiant BL 460c Gen8	1
Сервер	HP ProLiant BL 460c G6	1
Паспорт-Формуляр	ТНЭ.ФО.043.1.М	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) ПАО «Транснефть» в части ООО «НИИ Транснефть» г. Уфа, аттестованном ООО «Транснефтьэнерго», аттестат об аккредитации № RA.RU.311308 от 29.10.2015 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 «НИИ Транснефть»

(ООО «НИИ Транснефть»)

ИНН: 7736607502

Адрес: 117186 г. Москва, Севастопольский проспект, д. 47а

Телефон: +7 (495) 950-8295

Факс: +7 (495) 950-8297

E-mail: niitnn@niitnn.transneft.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

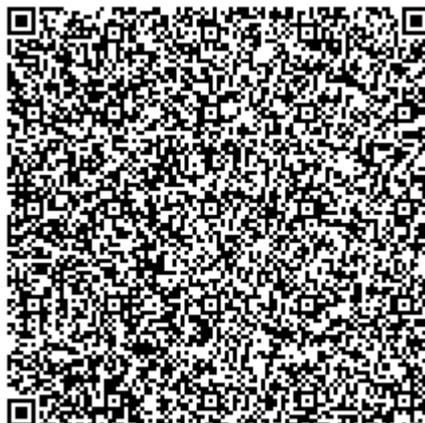
Адрес: 123112, г. Москва, набережная Пресненская, дом 4, строение 2, помещение 07.17.1

Телефон: +7(499) 799-86-88

Факс: +7(499) 799-86-91

E-mail: info@tne.transneft.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311308.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные РГС

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные РГС (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на измерении объема нефти и нефтепродуктов в зависимости от уровня его наполнения.

Резервуары представляют собой горизонтальные стальные цилиндрические одностенные сосуды с внутренними ребрами жесткости и люком. Конструкция резервуаров предусматривает конические, конические усеченные, сферические, тороидально-сферические, плоские днища. Резервуары предназначены для наземной и подземной установки.

Резервуары выпускаются в следующих модификациях: РГС-10, РГС-15, РГС-20, РГС-25, РГС-30, РГС-40, РГС-50, РГС-60, РГС-75, РГС-100, различающихся между собой номинальной вместимостью и количеством секций, герметичных по отношению друг к другу.

Заводской номер наносится типографским способом в паспорт резервуара и фотохимическим способом на металлическую табличку, установленную:

- на днище резервуара при наземной установке;
- рядом с горловиной резервуара при подземной установке.

Общий вид резервуара наземного исполнения и эскиз общего вида резервуара подземного исполнения представлены на рисунках 1-2.

Место нанесения заводского номера представлено на рисунке 3.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара наземного исполнения

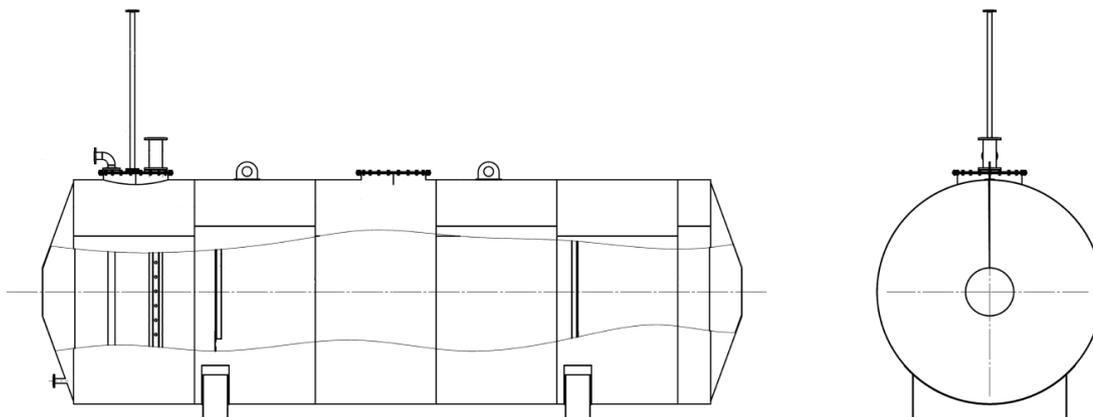


Рисунок 2 – Эскиз общего вида резервуара подземного исполнения



Рисунок 3 – Место нанесение заводского номера

Знак поверки наносится в градуировочной таблице в виде оттиска поверительного клейма.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение									
	РГС-10	РГС-15	РГС-20	РГС-25	РГС-30	РГС-40	РГС-50	РГС-60	РГС-75	РГС-100
Номинальный объем, м ³	10	15	20	25	30	40	50	60	75	100
Количество секций	от 1 до 4			от 1 до 6						

Окончание таблицы 1

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,25

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение									
	РГС-10	РГС-15	РГС-20	РГС-25	РГС-30	РГС-40	РГС-50	РГС-60	РГС-75	РГС-100
Габаритные размеры, мм, не более:										
длина	6010	5910	7780	9660	10900	11500	11170	13330	11720	14950
диаметр	1900	2500	2500	2500	2500	2500	2800	2800	3200	3200
высота	2040	2640	2640	2640	2640	2640	2940	2940	3340	3340
Масса, кг, не более	1590	2120	2810	3310	4250	4650	5500	6450	7350	8990

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной	РГС	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам горизонтальным стальным РГС

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

ТУ 25.29.11-001-46587507-2020. Резервуары горизонтальные стальные. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 3121009941

Адрес: 309070, Белгородская область, Г.О. Яковлевский, г. Строитель, ул. 3-я Заводская, д. 4, офис 9,

Телефон: +79606396888,

E-mail: beltechrezerv@mail.ru

Изготовитель

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

ИНН 3121009941

Адрес: 309070, Белгородская область, Г.О. Яковлевский, г. Строитель, ул. 3-я Заводская, д. 4, офис 9,

Телефон: +79606396888,

E-mail: beltechrezerv@mail.ru

Испытательный центр

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

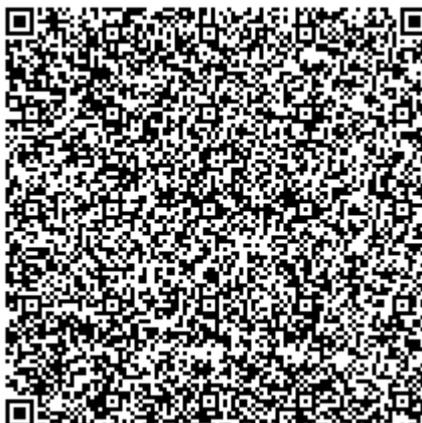
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20.

Телефон/факс: (8412) 49-82-65

E-mail: info@penzacsm.ru

Web-сайт: www.penzacsm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311197 от 06.07.2015.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2022 г. № 1536

Регистрационный № 85952-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Приволга» по объекту ЛПДС «Кротовка» Бугурусланского РНУ.

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Приволга» по объекту ЛПДС «Кротовка» Бугурусланского РНУ (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 5.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), сервер точного времени ССВ-1Г и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных счетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

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 ОРЭМ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются с ИВК с учетом агрегации данных по всем АИИС КУЭ ОАО «АК Транснефть» (Рег. № 54083-13) с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и АИИС КУЭ смежных субъектов 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков электроэнергии, сервера ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г (Рег. № 39485-08). ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC(SU) спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС/GPS, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК. Резервный сервер синхронизации ИВК используется при выходе из строя основного сервера.

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.

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. Наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ присвоен заводской номер 044ТНЭ, он указывается типографским способом на паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 8.1, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1.

ПО ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

Метрологически значимой частью специализированного программного обеспечения АИИС КУЭ является библиотека pso_metr.dll. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-5.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ.

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			УСС В	Сервер БД
		ТТ	ТН	Счётчик		
1	2	3	4	5	6	7
ЛПДС «Кротовка»						
1	ЛПДС «Кротовка» ЗРУ-6 кВ, яч. №19, Ф. «М-1»	ТОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ССВ-ПГ Рег. № 39485-08	HP ProLiant

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 БД 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 ИК

Номер ИК	Вид Электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1	Активная	1,2	1,4
	Реактивная	1,9	2,4

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,2 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 от плюс 5 до плюс 35 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	1
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц <p>- коэффициент мощности $\cos\phi$</p> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>98 до 102</p> <p>100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,8</p> <p>от + 21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 (5) до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 0,8_{смк.}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от -45 до +55</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - HP ProLiant BL460 Gen6: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч - HP ProLiant BL460 Gen8: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>165000</p> <p>2</p> <p>261163</p> <p>0,5</p> <p>264599</p> <p>0,5</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>113</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>
Погрешность СОЕВ, $\pm \Delta$, 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 АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	7069-79	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3344-04	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-17	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	39485-08	2
Сервер базы данных	HP ProLiant	-	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	-	1
Формуляр	ТНЭ.ФО.044	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе:

- «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Приволга» по объекту ЛПДС «Кротовка» Бугурусланского РНУ, аттестованной ООО «Транснефтьэнерго», аттестат аккредитации № RA.RU.311308.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Приволга» по объекту ЛПДС «Кротовка» Бугурусланского РНУ

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

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть-Приволга» (АО «Транснефть-Приволга»)

ИНН 6317024749

Юридический адрес: 443020, Россия, г. Самара, ул. Ленинская, д. 100;

Тел.: +7 (846) 250-02-41

Факс: +7 (846) 999-84-46

E-mail: privolga@sam.transneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефтьэнерго»

(ООО «Транснефтьэнерго»)

ИНН 7703552167

Адрес: 123112, г. Москва, набережная Пресненская, дом 4, стр. 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

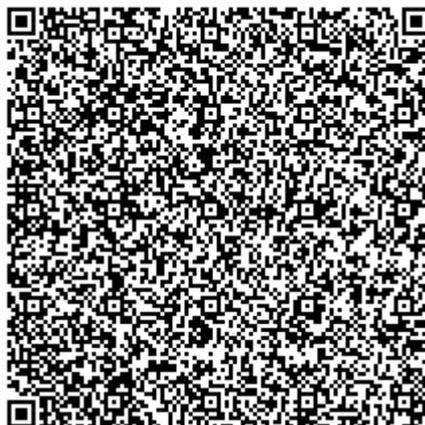
Адрес: 123112, г. Москва, набережная Пресненская, дом 4, строение 2,
помещение 07.17.1

Телефон: +7(499) 799-86-88

Факс: +7(499) 799-86-91

E-mail: info@tne.transneft.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.311308.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2022 г. № 1536

Регистрационный № 85953-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Линзметры автоматические ULM-900

Назначение средства измерений

Линзметры автоматические ULM-900 (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 оправках.

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;
- маркировочный узел, предназначенный 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 справа внизу на задней поверхности линзметра. Заводской номер содержит буквенно-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 ULM-900



Рисунок 2 – Общий вид, схема маркировки и схема пломбирования от несанкционированного доступа линзметра ULM-900

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 в меню прибора в режиме «Setup» в разделе «Info». Доступ к просмотру номера версии имеют все пользователи.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ULM
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.02.05
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 ±5,00 дптр включ.	±0,06
в диапазоне св. ±5,00 до ±10,00 дптр включ.	±0,09
в диапазоне св. ±10,00 до ±15,00 дптр включ.	±0,12
в диапазоне св. ±15,00 до ±20,00 дптр включ.	±0,18
в диапазоне св. ±20,00 до ±25,00 дптр включ.	±0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений призматического действия, пр дптр:	
в диапазоне от 2,00 до 5,00 пр дптр включ.	±0,125
в диапазоне св. 5,00 до 10,00 пр дптр включ.	±0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности нанесения маркером оптического центра, мм	±0,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности нанесения маркером оси, °	±1
Примечание - Метрологические характеристики определены для зеленой линии «e» ртутного спектра.	

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний: - цилиндрической вершинной рефракции, дптр - угловой шкалы, °	от -10 до +10 от 1 до 180
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 100 до 240 50/60
Мощность, В·А	от 45 до 65
Габаритные размеры, мм, (Д × В × Ш), не более	255,5×478×175
Масса, кг, не более	5,25
Условия эксплуатации: – диапазон рабочих температур, °С: – относительная влажность воздуха (без конденсации), %,	от +10 до +40 от 30 до 90
– атмосферное давление, кПа:	от 70 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	-	1 шт.
Принадлежности:		
Кабель питания	-	1 шт.
Подставка для 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 «Линзметр автоматический ULM-900» п. 6.

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 «UNICOS Co., Ltd.», Республика Корея

Правообладатель

Компания «UNICOS Co., Ltd.», Республика Корея

Адрес: 282-30, Munji-ro, Yuseong-gu, Daejeon, Korea

Телефон/факс: +82-42-825-8045 / +82-42-581-0053

E-mail: marketing1@e-unicos.com

Изготовители

Компания «UNICOS Co., Ltd.», Республика Корея

Адрес: 282-30, Munji-ro, Yuseong-gu, Daejeon, Korea

Телефон/факс: +82-42-825-8045 / +82-42-581-0053

E-mail: marketing1@e-unicos.com

Испытательный центр

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

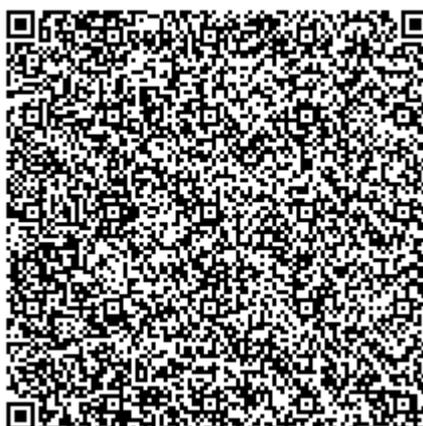
Адрес: 119361 г. Москва, ул. Озёрная, д. 46

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
30003-2014



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2022 г. № 1536

Регистрационный № 85954-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы портативные GT

Назначение средства измерений

Газоанализаторы портативные GT (далее - газоанализаторы) предназначены для измерений объемной доли кислорода, оксида углерода, сероводорода и метана, а также сигнализации о превышении дозврывоопасных концентраций метана в воздухе рабочей зоны.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов определяется типом используемого сенсора.

Принцип действия полупроводниковый, основанный на изменении электрического сопротивления полупроводникового чувствительного элемента пропорционально содержанию определяемого компонента.

Принцип действия электрохимический заключается в том, что анализируемый окружающий воздух диффундирует через капилляры к измерительному электроду, на котором происходит электрохимическая реакция. Между измерительным электродом и дополнительным электродом сравнения в результате этой реакции возникает соответствующая постоянная разность потенциалов, пропорциональная содержанию определяемого компонента.

Конструктивно газоанализаторы состоят из одноблочного корпуса с подключенным посредством гибкого держателя выносным сенсором. На корпусе газоанализатора размещены: динамик звуковой сигнализации, жидкокристаллический дисплей, клавиши управления и индикаторы световой сигнализации. Способ отбора пробы – принудительный за счет встроенного побудителя расхода.

Газоанализаторы выпускаются в модификациях GT40, GT41, GT42, GT43, GT44, отличающиеся количеством измеряемых компонентов. Газоанализаторы являются многоканальными, количество каналов определяется количеством определяемых компонентов.

Серийный номер наносится на маркировочную наклейку типографским методом в виде цифрового кода.

Общий вид газоанализаторов, места нанесения знака утверждения типа, места нанесения серийного номера представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на газоанализаторы в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование газоанализаторов не предусмотрено.



Рисунок 1 - Общий вид газоанализаторов с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) газоанализаторов состоит из встроенного ПО, разработанного изготовителем специально для решения задач измерения объемной доли и дозврывоопасной концентрации определяемых компонентов и сигнализации о достижении пороговых значений в воздухе рабочей зоны.

Встроенное ПО обеспечивает:

- обработку и передачу измерительной информации;
- отображение результатов измерений;
- проведение градуировки газоанализаторов;
- регистрацию данных и событий;
- расчет средневзвешенных (за определенный промежуток времени) значений объемной доли или дозврывоопасной концентрации определяемых компонентов;
- срабатывание сигнализации при превышении установленных пороговых значений.

Конструкция газоанализаторов исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Встроенное ПО является метрологически значимым.

Метрологические характеристики газоанализаторов нормированы с учетом влияния встроенного ПО.

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

Идентификационные данные встроенного ПО газоанализаторов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	GT
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	V2.05
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики газоанализаторов

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли/ дозврывоопасной концентрации определяемого компонента	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , выраженный в %/ дозврывоопасной концентрации определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности измерений объемной доли/дозврывоопасной концентрации определяемого компонента		Значение единицы наименьшего разряда индикатора, объемная доля	Предел допускаемого времени установления показаний T _{0,9д} , с	Назначение
			абсолютной, млн ⁻¹ выраженной в %, % НКПР	относительной, %			
Кислород (O ₂)	от 0 до 25 %	от 0,1 до 10 % включ. св. 10 до 25 % включ.	±0,6 % -	- ±5 %	0,1 %	20	Контроль воздуха рабочей зоны
Оксид углерода (CO)	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 1 до 20 млн ⁻¹ включ. (от 1·10 ⁻⁴ до 2·10 ⁻³ % включ.)	±2 млн ⁻¹ (±2·10 ⁻⁴ %)	-	1 млн ⁻¹	30	Контроль ПДК рабочей зоны
		св. 20 до 1000 млн ⁻¹ включ. (св. 2·10 ⁻³ до 0,1 % включ.)	-	±10 %			
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 1 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 1·10 ⁻⁴ до 1·10 ⁻³ % включ.)	±2 млн ⁻¹ (±2·10 ⁻⁴ %)	-	1 млн ⁻¹	30	Контроль ПДК рабочей зоны

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли/ дозрывоопасной концентрации определяемого компонента	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , выраженный в %/ дозрывоопасной концентрации определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности измерений объемной доли/дозрывоопасной концентрации определяемого компонента		Значение единицы наименьшего разряда индикатора, объемная доля	Предел допускаемого времени установления показаний T _{0,9д} , с	Назначение
			абсолютной, млн ⁻¹ выраженной в %, % НКПР	относительной, %			
		св. 10 до 100 млн ⁻¹ включ. (св. 1·10 ⁻³ до 1·10 ⁻² % включ.)	-	±10 %			
Метан (СН ₄)	от 0 до 2000 млн ⁻¹	-	не нормируется		1 млн ⁻¹	-	Поиск утечек
	от 0 до 10000 млн ⁻¹	-	не нормируется		1 млн ⁻¹	-	Поиск утечек
Метан (СН ₄)	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	-	0,1 % НКПР	15	Контроль воздуха рабочей зоны
	от 0 до 100 %	от 0,1 % до 50 % включ. св. 50 до 99 % включ.	±5 % -	- ±10 %	0,1 %	25	Контроль воздуха рабочей зоны

- 1) Значения НКПР для метана в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020.
- 2) Вариация выходного сигнала газоанализатора, в долях от предела допускаемой основной погрешности – 0,5.
- 3) Пределы допускаемой дополнительной погрешности от влияния изменения температуры окружающей среды в пределах рабочих условий на каждые 10 °С, в долях от предела допускаемой основной погрешности – 1,0.
- 4) Время прогрева газоанализаторов, не более 120 с.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время непрерывной работы газоанализаторов от элементов питания, ч, не менее	8
Габаритные размеры (высота×ширина×длина), мм, не более	290×95×43
Масса, кг, не более	0,78
Нормальные условия измерений: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %	от +15 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия измерений: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %	от -40 до +50 от 5 до 95
Маркировка взрывозащиты	1Ex ia d IIB T3 Gb X
Средняя наработка на отказ, ч	20000
Средний срок службы, лет	5

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на маркировочную наклейку любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор портативный GT	-	1 шт. (Устанавливаемые сенсоры и наличие встроенного побудителя расхода определяется по заказу)
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Комплект ЗИП	-	По заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.2 «Режимы работы» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 года № 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»

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

Правообладатель

Teledyne Gas Measurement Instruments Ltd., Соединенное Королевство Великобритании и Северной Ирландии

Место нахождения и адрес юридического лица: Inchinnan Business Park, Renfrew, Scotland, PA4 9RG, Соединенное Королевство Великобритании и Северной Ирландии

Изготовители

Teledyne Gas Measurement Instruments Ltd., Соединенное Королевство Великобритании и Северной Ирландии

Адрес деятельности: Inchinnan Business Park, Renfrew, Scotland, PA4 9RG, Соединенное Королевство Великобритании и Северной Ирландии

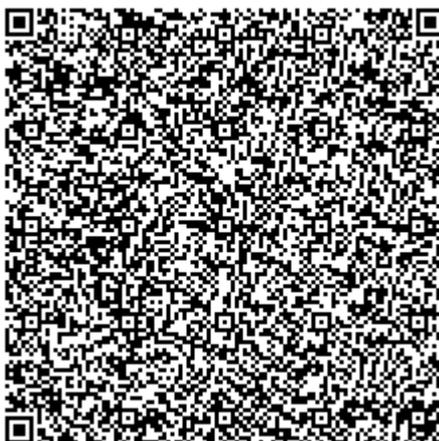
Место нахождения и адрес юридического лица: Inchinnan Business Park, Renfrew, Scotland, PA4 9RG, Соединенное Королевство Великобритании и Северной Ирландии

Испытательный центр

Открытое акционерное общество «Медтехника» (ОАО «Медтехника»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 400002, Волгоградская область, г. Волгоград, ул. Революционная, 57 А

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311945 от 15.11.2016.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2022 г. № 1536

Регистрационный № 85955-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы непрерывного действия Паллада

Назначение средства измерений

Газоанализаторы непрерывного действия Паллада (далее – газоанализаторы) предназначены для измерений массовых концентраций загрязняющих газообразных веществ: оксида углерода (CO), диоксида серы (SO₂), оксида азота (NO), диоксида азота (NO₂), озона (O₃), сероводорода (H₂S), аммиака (NH₃), формальдегида (CH₂O), метана (CH₄) в атмосферном воздухе.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов – электрохимический. На электродах химически активных измерительных элементов – электрохимических сенсоров – протекают окислительно-восстановительные реакции определяемых веществ, приводящие к возникновению электрических потенциалов, пропорциональных их концентрациям в анализируемом воздухе. Метан определяется методом абсорбционной спектроскопии.

Газоанализаторы представляют собой многоканальный стационарные приборы непрерывного действия.

Конструктивно газоанализаторы состоят из блока стабилизации температуры пробы и блок стабилизации влажности пробы. Газоанализаторы изготавливаются в корпусе для установки в 19-дюймовую стойку.

Способ отбора пробы - принудительный, обеспечиваемый встроенным побудителем расхода.

Общий вид газоанализатора с указанием мест нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится типографским способом на табличку в месте, указанном на рисунке 1.



а) вид спереди

б) вид сзади

Рисунок 1 – Общий вид газоанализатора непрерывного действия Паллада с указанием места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Газоанализатор имеет встроенное программное обеспечение (далее – ПО), разработанное специально для решения задач измерения содержания определяемых компонентов. ПО осуществляет функции:

- автодиагностика работоспособности системы и проведение калибровочных измерений;
- управление основными режимами работы;
- сбор, автоматическое интерпретирование (расчет), систематизированное хранение, протоколирование, отображение информации о результатах анализа.

Уровень защиты встроенного ПО - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PALLADA_GA_SOFT
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	V1.1
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики

Определяемый компонент	Диапазон измерений массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Оксид углерода (CO)	от 0 до 100	от 0 до 3 включ.	±20	-
		св. 3 до 100	-	±20
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 5	от 0 до 0,05 включ.	±20	-
		св. 0,05 до 5	-	±20
Оксид азота (NO)	от 0 до 2	от 0 до 0,06 включ.	±20	-
		св. 0,06 до 2	-	±20
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 2	от 0 до 0,04 включ.	±20	-
		св. 0,04 до 2	-	±20
Озон (O ₃)	от 0 до 3	от 0 до 0,03 включ.	±20	-
		св. 0,03 до 3	-	±20

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Диапазон измерений массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 1,5	от 0 до 0,04 включ.	±20	-
		св. 0,04 до 1,5	-	±20
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 5	от 0 до 0,1 включ.	±20	-
		св. 0,1 до 5	-	±20
Формальдегид (CH ₂ O)	от 0 до 1	от 0 до 0,05 включ.	±20	-
		св. 0,05 до 1	-	±20
Метан (CH ₄)	от 0 до 20000	от 0 до 2000 включ.	±20	-
		св. 2000 до 20000	-	±20

¹⁾ – Приведенная погрешность нормирована к верхнему диапазону измерений;
Время установления показаний T_{0,9} не более 180 секунд.

Таблица 3 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	0,3
Предел допускаемого изменения выходного сигнала за 24 ч непрерывной работы, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	0,1
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от влияния изменения относительной влажности анализируемого газа от 10 % до 95%, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,2
Пределы дополнительной погрешности от влияния неизмеряемых компонентов в анализируемой газовой смеси, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,4

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания переменным током частотой (50 ±13) Гц, В	от 90 до 264
Потребляемая мощность, В·А, не более	100
Габаритные размеры (высота×ширина×длина), мм, не более	180×425×463
Масса, кг, не более	12
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С: - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +35 от 10 до 95 от 84 до 106,7
Время прогрева, мин, не более	30
Средний срок службы, лет ¹⁾	5
Средняя наработка на отказ, ч	24000

¹⁾ – Без учета срока чувствительного элемента (сенсора)

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор непрерывного действия Паллада	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 и 5 документа «Газоанализаторы непрерывного действия Паллада. Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам непрерывного действия Паллада

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. 3.1.2)

ТУ ЦНТК 413411.001 Газоанализатор непрерывного действия Паллада. Технические условия

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр интеллектуального и инновационного капитала» (ООО «ЦИИК»), ИНН 7743589685

Адрес: 119234, г. Москва, Ленинские горы, д. 1, стр. 75-Д, этаж 1, пом./ком. I/12 (914)

Телефон: +7 (495) 419-90-50

E-mail: ciic@nsovet.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр интеллектуального и инновационного капитала» (ООО «ЦИИК»), ИНН 7743589685

Адрес: 119234, г. Москва, Ленинские горы, д. 1, стр. 75-Д, этаж 1, пом./ком. I/12 (914)

Телефон: +7 (495) 419-90-50

E-mail: ciic@nsovet.com

Испытательный центр

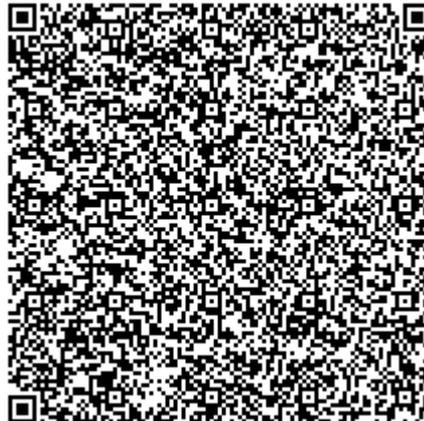
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

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

Телефон: +7 (495) 481-33-80

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 «23» июня 2022 г. № 1536

Регистрационный № 85956-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АГРОЭКО-ВОСТОК» 2 очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АГРОЭКО-ВОСТОК» 2 очередь (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), 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 «АГРОЭКО-ВОСТОК» 2 очередь, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) типа УССВ-2 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.

Цифровые сигналы с выходов счётчика по GSM-связи, используя GSM-коммуникатор, поступают на сервер ИВК. В сервере ИВК происходит вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и обработка измерительной информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОПЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ и в другие смежные субъекты ОПЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», 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 имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS. УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с 1 раз в сутки. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

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

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 057.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
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	УССВ/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП 10 кВ №1205, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М УЗ Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ-2 Рег. № 54074-13 / Dell PowerEdge R240	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
2	ВЛ 10 кВ №1, ОВЛ 10 кВ, оп. №2, ПКУ 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,2 КТН 10000/√3:100/√3 Рег. № 71707-18	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	Dell PowerEdge R240	активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,6	±5,7

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 $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 2 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 УССВ 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 ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от 49,6 до 50,4 от -30 до +40 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.05МК.04 для счетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.00 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 165000 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	114 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.
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	РЭ.14.0007.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АГРОЭКО-ВОСТОК» 2 очередь, 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 «АГРОЭКО-ВОСТОК»
(ООО «АГРОЭКО-ВОСТОК»)
ИНН 3662159285
Адрес: 394077, г. Воронеж, Бульвар Победы, д. 19, офис 1
Телефон: +7 (473) 262-02-44
E-mail: info@agroeco.ru
Web-сайт: www.agroeco.ru

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «РеконЭнерго»
(ЗАО «РеконЭнерго»)
ИНН 3666089896
Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12А
Телефон: +7 (473) 222-73-78, +7 (473) 222-73-79
Факс: +7 (473) 222-73-78, +7 (473) 222-73-79
E-mail: office@rekonenergo.ru

Испытательный центр

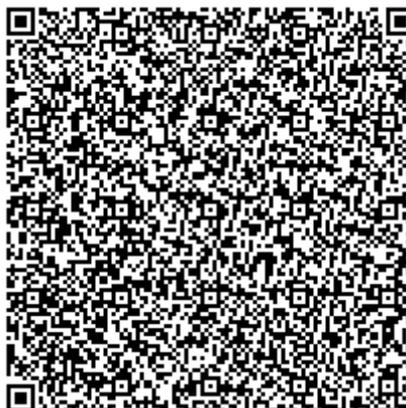
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

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 по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2022 г. № 1536

Регистрационный № 85957-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Заволжский моторный завод»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Заволжский моторный завод» (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, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (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 – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-327 (УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ПАО «Заволжский моторный завод», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (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 входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы 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 ТСП/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени приемника более чем на ± 1 с. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и часов УСПД более чем на ± 2 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

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

Журналы событий сервера БД и УСПД 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.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	17.07.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (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 объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ/ УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГПП-2 сек.3 яч.58	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	А1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	УСВ-3 Рег. № 64242-16 RTU-327 Рег. № 19495-03	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,1
2	ГПП-2 сек.4 яч.35	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	А1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,1
3	ГПП-2 сек.1 яч.22	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	А1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,1	
4	ГПП-2 сек.2 яч.1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	А1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ГПП-2 пан. ТСН	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 58386-14	-	EA05RL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	УСВ-3 Рег. № 64242-16 RTU-327 Рег. № 19495-03	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,0
6	ГПП-2 сек.4 яч.39	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,1
7	ГПП-2 сек.1 яч.48	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,1
8	ГПП-1 пан. ТСН	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 58386-14	-	EA05RL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,0
9	ГПП-1 сек.2 яч.24	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,1
10	ГПП-1 сек.1 яч.2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ГПП-1 сек.3 яч.21	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	УСВ-3 Рег. № 64242-16 RTU-327 Рег. № 19495-03	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,1
12	ГПП-1 сек.4 яч.43	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	A1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,1
13	ГПП-2 сек.1 яч.49	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,1
14	ГПП-2 сек.4 яч.45	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,1	
15	РП-7 сек.1 яч.1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,1	
16	РП-7 сек.2 яч.9	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	РП-2 сек.1 яч.2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1261-08 Рег. № 47958-16 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	УСВ-3 Рег. № 64242-16 RTU-327 Рег. № 19495-03	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
18	РП-2 сек.1 яч.3	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1261-08 Рег. № 47958-16 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
19	РП-2 сек.1 яч.8	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1261-08 Рег. № 47958-16 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
20	РП-2 сек.2 яч.12	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1261-02 Рег. № 47958-16 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	РП-2 сек.2 яч.13	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1261-02 Рег. № 47958-16 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	УСВ-3 Рег. № 64242-16 RTU-327 Рег. № 19495-03	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
22	РП-2 сек.2 яч.14	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1261-02 Рег. № 47958-16 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
23	РП-2 сек.2 яч.15	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1261-02 Рег. № 47958-16 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
24	ГПП-2 сек. 2 яч.5	ТПЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 500/5 Рег. № 70109-17	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	активная	±1,2	±3,4	
					реактивная	±2,8	±5,7	
25	ГПП-2 сек.3 яч.54	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 22192-07	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	активная	±1,2	±3,4	
					реактивная	±2,8	±6,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	ГПП-2 сек.1 яч.15	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 22192-07	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	УСВ-3 Рег. № 64242-16 RTU-327 Рег. № 19495-03	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±6,0
27	ГПП-2 сек. 2 яч.9	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 22192-07	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
28	ГПП-2 сек. 3 яч.55	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
29	РП-4 сек. 1 яч.1А	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	A1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±3,4
					реактивная	±2,8	±5,7	
30	РП-4 сек. 2 яч.18	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	A1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	активная	±1,2	±3,4	
					реактивная	±2,8	±5,7	
31	ГПП-2 сек.4 яч.46	ТПЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 500/5 Рег. № 70109-17	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	активная	±1,2	±3,4	
					реактивная	±2,8	±5,7	

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5
<p>Примечания</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 31 от +5 до +35 °С.</p> <p>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.</p> <p>5 Допускается замена УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов.</p> <p>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.</p>	

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	31
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика А1805RL-P4GB-DW-3 для счетчика EA05RL-B-4 для счетчика А1805RL-P4GB-DW-4 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД RTU-327 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 80000 140000 2 75000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - точные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее	114 45 45

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (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	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	18
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	14
Трансформатор тока	ТОП-0,66	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	7
Трансформатор тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	33
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RL-P4GB-DW-3	16
Счётчик электрической энергии многофункциональный	EA05RL-B-4	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RL-P4GB-DW-4	7
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RL-P4GB-DW-4	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RL-P4GB-DW-3	4
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	СТПА.411711.3М321.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Заволжский моторный завод», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 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

Публичное акционерное общество «Заволжский моторный завод»
(ПАО «ЗМЗ»)

ИНН 5248004137

Адрес: 606520, Нижегородская область, Городецкий р-н, г. Заволжье, Советская ул., д.1а

Телефон: +7 (83161) 66270

Факс: +7 (83161) 37242

E-mail: z mz@z mz.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Стандарт-Строй»

(ООО «Стандарт-Строй»)

ИНН 5262353958

Юридический адрес: 603146, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, Клеверный проезд, д.8, кв. П2

Адрес: 603098, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, ул. Артельная, д. 37А, офис 36

Телефон: +7 (831) 266-90-25

Факс: +7 (831) 266-90-25

E-mail: info@standart-stroy.com

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 по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2022 г. № 1536

Регистрационный № 85958-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Свет» (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), 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) АО «Свет», 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 ТСР/Р.

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 ± 2 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, отражаются в его журнале событий.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств, отражаются в журнале событий сервера.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.
Заводской номер АИИС КУЭ 124.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	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		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Свет, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.7, ввод 6 кВ Т-1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
2	ПС 110 кВ Свет, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.17, Ввод 6 кВ Т-2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
3	ПС 110 кВ Свет, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ в сторону ТСН-1	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 30/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
4	ПС 110 кВ Свет, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ в сторону ТСН-2	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 30/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ Свет, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.6, КЛ 6 кВ ф.6	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
6	ПС 110 кВ Свет, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.21, КЛ 6 кВ ф.21	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 58720-14 ТПЛМ-10 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
7	ПС 110 кВ Свет, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1, КЛ 6 кВ	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
8	ПС 110 кВ Свет, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.20, КЛ 6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
9	ПС 110 кВ Свет, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.25, КЛ 6 кВ	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 58720-14	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
10	РП-5 6 кВ Красноармейска я, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1, КЛ 6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	РП-5 6 кВ Красноармейская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.11, КЛ 6 кВ	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 58720-14	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
12	РП-5 6 кВ Красноармейская, РУ-6, 2 СШ 6 кВ, яч.10, КЛ 6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
13	ПС 110 кВ Свет, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.22, КЛ 6 кВ ф.22	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47958-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,7	
14	ПС 110 кВ Свет, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.10, КЛ 6 кВ ф.10	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 58720-14	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	±1,2	±3,4	
					реактивная	±2,8	±5,8	
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 $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 14 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	14
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 (5) до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +35 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 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	114 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.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	9
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	7
Трансформатор тока	ТПЛ-10	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	14
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	ЕГ.01.124-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) АО «Свет», 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

Акционерное общество «Свет»

(АО «Свет»)

ИНН 1830000094

Адрес: 427792, Удмуртская Республика, г. Можга, ул. Свердловский Бульвар, д. 39

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант»

(ООО «ЕЭС-Гарант»)

ИНН 5024173259

Адрес: 143421, Московская область, г.о. Красногорск, тер. Автодорога Балтия, км 26-й, д. 5, стр. 3, офис 4012

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

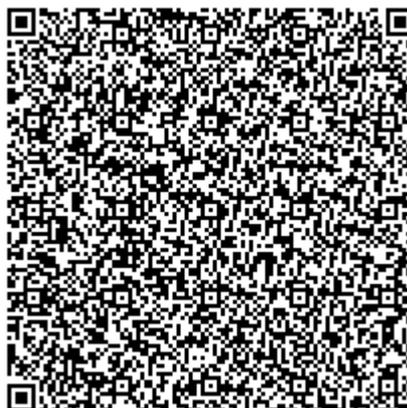
(ООО «Спецэнергопроект»)

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@serenergo.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2022 г. № 1536

Регистрационный № 85959-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Каналы измерительные комплексов промышленной безопасности «КАРАТ»

Назначение средства измерений

Каналы измерительные комплексов промышленной безопасности «КАРАТ» (далее – КИ КПБ, измерительные каналы) предназначены для измерений входных аналоговых сигналов силы постоянного тока и визуализации результатов в единицах контролируемых технологических параметров, а также связи со смежными и вышестоящими системами.

Описание средства измерений

Принцип действия каналов измерительных комплексов промышленной безопасности «КАРАТ» заключается в непрерывном аналого-цифровом преобразовании сигналов силы постоянного тока, поступающих с соответствующих датчиков (первичных измерительных преобразователей) технологических параметров (загазованности), установленных в системах противоаварийных блокировок и защит на промышленных объектах. Датчики (первичные измерительные преобразователи) не входят в комплект поставки измерительных каналов.

КИ КПБ включают в свой состав: контроллер КСА-02 с модулями ввода аналоговых сигналов СТ1АСИ08 (рег. № 44567-10), панельный компьютер, систему питания, элементы управления и индикации, коммуникационные устройства. Панельный компьютер может быть выносным – размещен в удаленной панели оператора НБКГ.426486.040 ТУ. Количество модулей ввода аналоговых сигналов составляет от 1 до 9, определяется проектом.

Конструктивно КИ КПБ как законченные изделия выпускаются в виде электротехнического шкафа.

Основная область применения КИ КПБ – в системах противоаварийных блокировок и защит на промышленных объектах в составе комплексов промышленной безопасности «КАРАТ». Предназначены для использования вне взрывоопасных зон промышленных объектов.

Внешний КИ КПБ и удаленной панели оператора с указанием устройств защиты от несанкционированного доступа, приведен на рисунках 1 и 2, внешний вид маркировочной таблички с заводским номером приведен на рисунке 3.

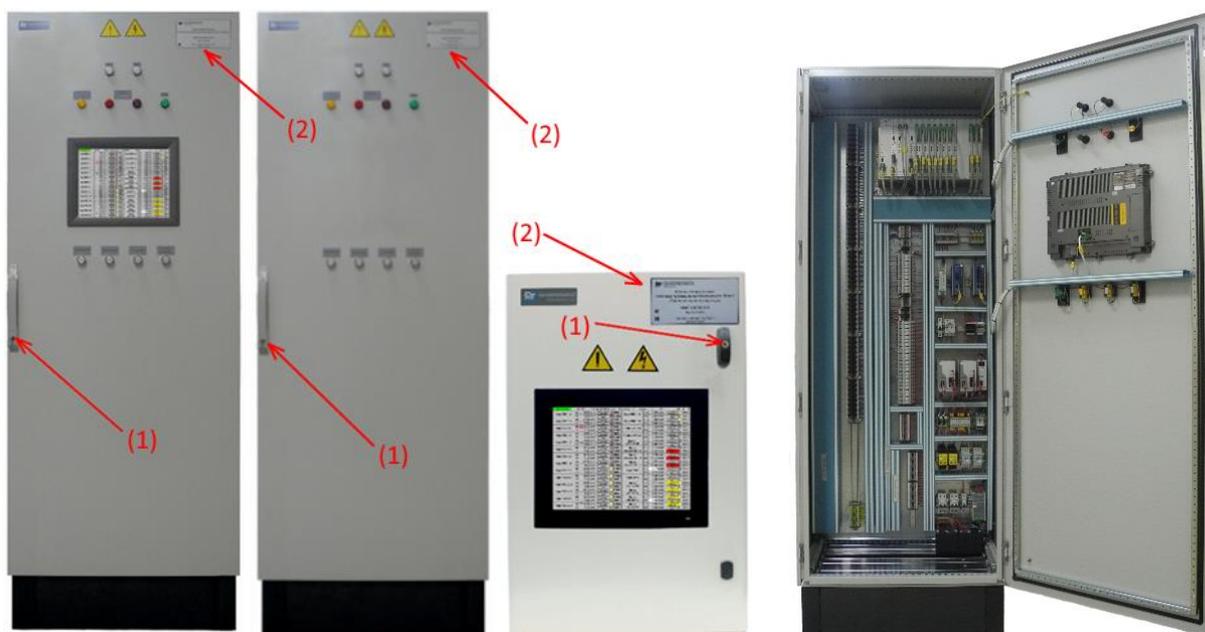


Рисунок 1 - Внешний вид КИ КПБ с панелью оператора / с удаленной панелью оператора

Рисунок 2 - Внешний вид размещения оборудования внутри шкафа

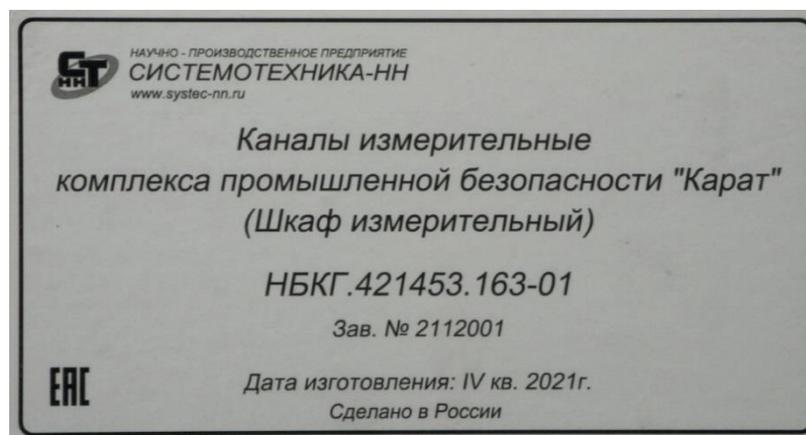


Рисунок 3 - Внешний вид маркировочной таблички

Маркировочная табличка с информацией об изготовителе, заводском номере, наименовании и типе КИ КПБ расположена на внешней поверхности двери шкафа. Заводской номер в виде цифрового кода, состоит из арабских цифр, наносится типографским способом.

Местоположение маркировочной таблички указано стрелками с обозначением «(1)» на рисунке 1.

Пломбирование КИ КПБ не предусмотрено. Механическая защита от несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений, осуществляется посредством замка на двери электротехнического шкафа, запираемого на ключ (указано стрелками с обозначением «(2)» на рисунке 1).

Программное обеспечение

Для визуализации процесса работы КИ КПБ служит панель оператора. Программное обеспечение верхнего уровня, входящее в состав панели оператора, реализовано на основе SCADA Antares, которая обеспечивает выполнение следующих функций:

- получение от контроллера КСА-02 результатов измерений сигналов с датчиков и результатов самодиагностики КИ КПБ;

- визуализация полученной от контроллера КСА-02 и принятой от пользователя информации;
- хранение результатов измерений в энергонезависимой памяти и предоставление пользователю доступа к ним;
- хранение в энергонезависимой памяти событий, связанных с действиями пользователя и предоставление доступа к ним;
- приём команд пользователя.

Программное обеспечение верхнего уровня не осуществляет обработку метрологически значимых данных.

Для защиты от несанкционированного доступа к программному обеспечению (далее – ПО) КИ КПБ, конфигурационным параметрам, текущим и архивным данным от несанкционированного доступа предусмотрен физический контроль доступа (механические замки на дверях шкафа) и программная защита на основе паролей и разграничения прав доступа.

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

Метрологические характеристики измерительных каналов нормированы с учетом ПО.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СТ1АС108
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО	0x6441

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики измерительных каналов приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики КИ КПБ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерения аналоговых сигналов постоянного тока, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой погрешности измерения аналоговых сигналов постоянного тока, приведенной к диапазону измерения, %	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений, в рабочих условиях эксплуатации, %	± 0,3

Таблица 3 - Основные технические характеристики КИ КПБ

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество входов измерения аналоговых непрерывных электрических сигналов постоянного тока, шт.	от 8 до 72
Параметры питания от сети переменного тока: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 ^{+10%} _{-15%} 50±1
Параметры питания от сети постоянного тока: - напряжение постоянного тока, В	220 ^{+10%} _{-15%}
Потребляемая мощность, В·А (Вт), не более	600 (500)

Продолжение таблицы 3

Габаритные размеры шкафа, мм, не более:	
- высота	2200
- ширина	800
- глубина	600
Масса, кг, не более	250
Нормальные условия эксплуатации:	
- температура окружающего среды, °С	от + 15 до + 25
- относительная влажность воздуха, при температуре 30°С, %, не более	95
- атмосферное давление, кПа	от 84.0 до 106.7
Рабочие условия эксплуатации:	
- температура окружающего среды, °С	от + 5 до + 40
- относительная влажность воздуха, при температуре 30 °С, %, не более	95
- атмосферное давление, кПа	от 84.0 до 106.7
Средний срок службы, лет, не менее	12
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	50 000

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносят на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом по центру над наименованием средства измерений.

Комплектность средства измерений

Комплектность КИ КПБ приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Каналы измерительные комплекса промышленной безопасности «КАРАТ»	НБКГ.421453.163	1 шт.
Удаленная панель оператора	НБКГ.426486.040	1 шт.*
Эксплуатационная документация:		
формуляр	НБКГ.421453.163-XX ФО **	1 экз.
руководство по эксплуатации	НБКГ.421453.163 РЭ	1 экз.
руководство оператора	НБКГ.466543.003 РО	1 экз.
руководство пользователя	НБКГ.421453.163-XX ИЗ **	1 экз.
* опционально, определяется проектом		
** XX – порядковый номер проекта в соответствии с опросным листом (Приложение Е к руководству по эксплуатации)		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Методы измерений» руководства по эксплуатации КИ КПБ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к измерительным каналам

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01 октября 2018 года № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»

НБКГ.421453.163 ТУ «Каналы измерительные комплекса промышленной безопасности «КАРАТ». Технические условия»

Правообладатель

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ "СИСТЕМОТЕХНИКА-НН"
(ООО "НПП "СИСТЕМОТЕХНИКА-НН")
ИНН 5262067347
Адрес: 603057 г. Нижний Новгород, пер. Нартова, д. 2-в
Телефон/факс: +7 (831) 211-44-50
Web-сайт: <https://> <http://www.systec-nn.ru>
E-mail: info@systec-nn.ru

Изготовитель

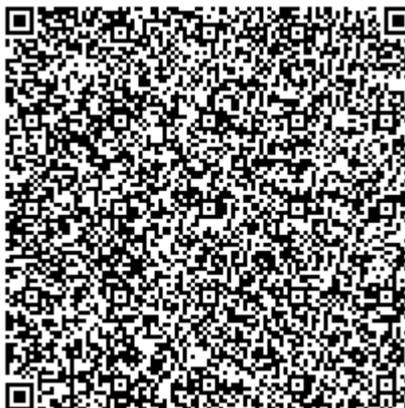
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ "СИСТЕМОТЕХНИКА-НН"
(ООО "НПП "СИСТЕМОТЕХНИКА-НН")
ИНН 5262067347
Адрес: 603057 г. Нижний Новгород, пер. Нартова, д. 2-в
Телефон/факс: +7 (831) 211-44-50
Web-сайт: <https://> <http://www.systec-nn.ru>
E-mail: info@systec-nn.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, 1
Телефон: 8-800-200-22-14
Web-сайт: <http://www.nncsm.ru>
E-mail: mail@nncsm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре в реестре аккредитованных в области обеспечения единства измерений № 30011-13



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные РГСД

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные РГСД (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на измерении объема нефти и нефтепродуктов в зависимости от уровня его наполнения.

Резервуары представляют собой горизонтальные стальные двустенные сосуды с внутренними ребрами жесткости и люком. Конструкция резервуаров предусматривает конические, конические усеченные, сферические, тороидально-сферические, плоские днища. Резервуары предназначены для наземной и подземной установки.

Резервуары выпускаются в следующих модификациях: РГСД-10, РГСД-15, РГСД-20, РГСД-25, РГСД-30, РГСД-40, РГСД-50, РГСД-60, РГСД-75, РГСД-100, различающихся между собой номинальной вместимостью и количеством секций, герметичных по отношению друг к другу.

Заводской номер наносится типографским способом в паспорт резервуара и фотохимическим способом на металлическую табличку, установленную:

- на днище резервуара при наземной установке;
- рядом с горловиной резервуара при подземной установке.

Общий вид резервуара наземного исполнения и эскиз общего вида резервуара подземного исполнения представлены на рисунках 1-2.

Место нанесения заводского номера представлено на рисунке 3.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара наземного исполнения

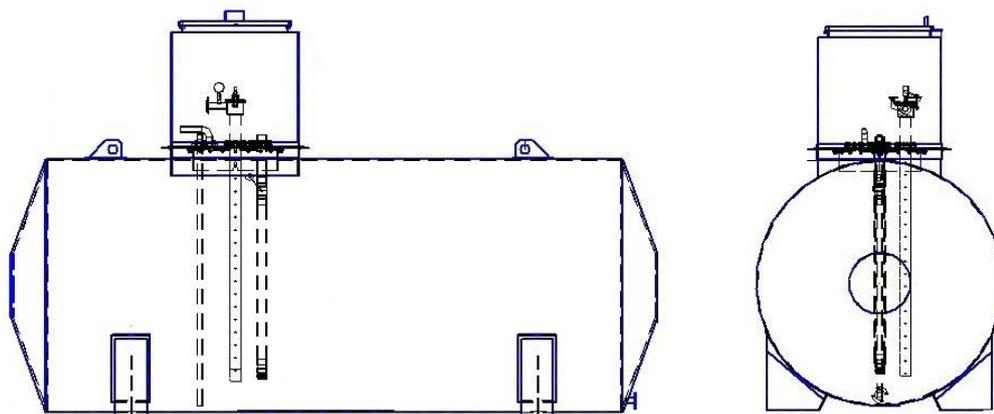


Рисунок 2 – Эскиз общего вида резервуара подземного исполнения



Рисунок 3 – Место нанесение заводского номера

Знак поверки наносится в градуировочной таблице в виде отиска поверительного клейма.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение									
	РГСД-10	РГСД-15	РГСД-20	РГСД-25	РГСД-30	РГСД-40	РГСД-50	РГСД-60	РГСД-75	РГСД-100
Номинальный объем, м ³	10	15	20	25	30	40	50	60	75	100
Количество секций	от 1 до 4				от 1 до 6					

Окончание таблицы 1

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,25

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение									
	РГСД-10	РГСД-15	РГСД-20	РГСД-25	РГСД-30	РГСД-40	РГСД-50	РГСД-60	РГСД-75	РГСД-100
Габаритные размеры, мм, не более:										
длина	6030	5930	7800	9680	10800	11520	11715	13350	16000	14970
диаметр	2200	2500	2500	2500	2500	2500	2800	2800	3200	3200
высота	2340	2640	2640	2640	2640	2640	2940	2940	3340	3340
Масса, кг, не более	3180	4240	5620	6630	7950	9310	11000	12900	14700	17980

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной	РГСД	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам горизонтальным стальным РГСД

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

ТУ 25.29.11-001-46587507-2020. Резервуары горизонтальные стальные. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 3121009941

Адрес: 309070, Белгородская область, Г.О. Яковлевский, г. Строитель, ул. 3-я Заводская, д. 4, офис 9,

Телефон: +79606396888,

E-mail: beltechrezerv@mail.ru

Изготовитель

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

ИНН 3121009941

Адрес: 309070, Белгородская область, Г.О. Яковлевский, г. Строитель, ул. 3-я Заводская, д. 4, офис 9

Телефон: +79606396888

E-mail: beltechrezerv@mail.ru

Испытательный центр

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

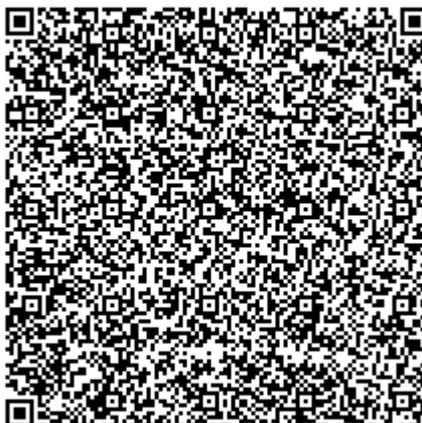
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20.

Телефон/факс: (8412) 49-82-65

E-mail: info@penzacsm.ru

Web-сайт: www.penzacsm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311197 от 06.07.2015.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2022 г. № 1536

Регистрационный № 85961-22

Лист № 1
Всего листов 21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы Примаком

Назначение средства измерений

Газоанализаторы Примаком (далее по тексту – газоанализаторы) предназначены для измерений содержания вредных газов, дозрывных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей и кислорода.

Описание средства измерений

Газоанализаторы являются стационарными автоматическими одноканальными приборами непрерывного действия.

Принцип действия моделей:

- Примаком-ИК - оптический инфракрасный абсорбционный для мониторинга горючих газов;
- Примаком-ТК - термokatалитический для мониторинга горючих газов;
- Примаком-АМ - электрохимический (амперометрический) для мониторинга токсичных газов и кислорода.

Способ отбора пробы – диффузионный.

Газоанализаторы выпускаются в трех моделях: Примаком-ИК, Примаком-ТК, Примаком-АМ, отличающихся между собой по принципу действия, конструктивным исполнением соединительной коробки, материалами коробки и типами выходного сигнала.

Газоанализаторы модели Примаком-ТК и Примаком-АМ выполнены в корпусе из алюминиевого сплава в виде соединенных друг с другом блоков – блока электроники (с дисплеем и кнопками управления) и сенсора. Сенсор газоанализаторов присоединен к блоку электроники посредством байонетного кольца с блокировочным устройством. На лицевой панели, в резьбовой оправе установлено смотровое окно цифрового дисплея. В верхней части корпуса под крышкой расположены кнопки управления для программирования, на боковой поверхности корпуса установлены кабельные вводы (ввод). Внутри корпуса газоанализаторов модели Примаком-ТК и Примаком-АМ установлены дисплей, клеммные зажимы, печатные платы с элементами электрической схемы и светодиодные индикаторы. Разъем для калибровки газоанализаторов (при наличии) предназначен для кратковременного подключения сертифицированного взрывозащищенного полевого коммуникатора HART с соответствующей областью применения.

Также газоанализаторы модели Примаком-АМ могут быть выполнены в корпусе аналогичной конструкции, изготовленном из пластмассового материала. На боковой поверхности корпуса установлены кабельные вводы (ввод), а в его основании имеется байонетное кольцо с блокировочным устройством для датчика токсичных газов или кислорода. Газоанализаторы модели Примаком-АМ могут быть оснащены модулем HART, разъем для подсоединения внешнего контроллера HART устанавливается на корпусе газоанализатора.

Газоанализаторы модели Примаком-ИК выполнен в цилиндрическом корпусе из нержавеющей стали, закрытом защитной крышкой. Внутри корпуса газоанализаторов модели Примаком-ИК установлены печатные платы аналогового преобразователя, инфракрасные сенсоры, закрытые сапфировым стеклом и обогреватель для стабилизации теплового режима. К газоанализаторам модели Примаком-ИК можно подсоединить дополнительный искробезопасный калибровочный колпачок. Для снятия показаний с калибровочного колпачка на его боковой поверхности имеется цифровой дисплей, а питание осуществляется от литиевой батареи.

Газоанализаторы модели Примаком-ИК оснащены конической резьбой 3/4" NPT или метрической резьбой M25×1,5 для монтажа в резьбовое отверстие соединительной коробки с видом взрывозащиты взрывонепроницаемая оболочка «D».

Также возможна комплектация взрывозащищенной соединительной коробкой с портом ХР и модулем HART.

Для газоанализаторов модели Примаком-ИК допускается применение других соединительных коробок, в том числе с повышенной защитой вида «е» по ГОСТ 31610.7-2012/IEC 60079-7:2006 сертифицированных на соответствие требованиям ТР ТС 012/2011.

Монтаж газоанализаторов на объектах эксплуатации может осуществляться на стене или трубе с помощью монтажного кронштейна, устанавливаемого на заднюю стенку соединительной коробки.

Газоанализаторы в зависимости от конфигурации обеспечивают:

- выдачу измерительной и служебной информации на жидкокристаллический дисплей (только для моделей Примаком-ТК и Примаком-АМ);
- выдачу унифицированного аналогового токового сигнала (4 – 20) мА;
- выдачу цифрового сигнала по протоколу HART [Highway Addressable Remote Transducer – магистральный адресуемый выносной датчик];
- срабатывание реле «Тревога» и «Неисправность»;
- выдачу цифрового сигнала по протоколу Modbus RTU.

Полное наименование моделей в общем виде выглядит следующим образом:

Газоанализатор Примаком	-XX-	X-	X-	X-	X-	наименование компонента
1. Наименование модели						
2. Исполнение соединительной коробки						
3. Материал соединительной коробки						
4. Вид взрывозащиты						
5. Выходной сигнал						

1. Наименование модели:
 - Примаком ИК;
 - Примаком ТК;
 - Примаком АМ.

2. Исполнение соединительной коробки:
 - Н – см. рисунок 1 и 2;
 - Е – см. рисунок 3;
 - D – см. рисунок 4;
 - С – см. рисунок 5.
3. Материал коробки:
 - А – алюминий;
 - Р – пластик;
 - V – нержавеющая сталь.
4. Вид взрывозащиты:
 - Е – 0Ex ia IIC T4 Ga X, Ex ia IIВ T135°C Db X;
 - С – 1Ex d ia [ia] IIC T4/T6 Gb X, Ex tb ia [ia] IIIС T130°C/T85°C Db X;
 - D – 1Ex d IIC T4 Gb X, Ex tb IIIС T130°C Db X.
5. Выходной сигнал:
 - S – 4-20 мА;
 - Н – 4-20 мА + HART;
 - R – 4-20 мА + HART + реле;
 - М – протокол Modbus RTU.

Общий вид газоанализаторов представлен на рисунках 1 – 5.

Место и метод пломбирования от несанкционированного доступа представлены на рисунках 6 – 10.

Примеры идентификационных табличек представлены на рисунках 11 – 13.



Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов Примаком модели Примаком-ТК и модели Примаком-АМ в соединительной коробке исполнения Н



Рисунок 2 – Общий вид газоанализаторов Примаком модели Примаком-АМ в соединительной коробке исполнения Н



Рисунок 3 – Общий вид газоанализаторов
Примаком модели Примаком-ИК в
соединительной коробке исполнения Е

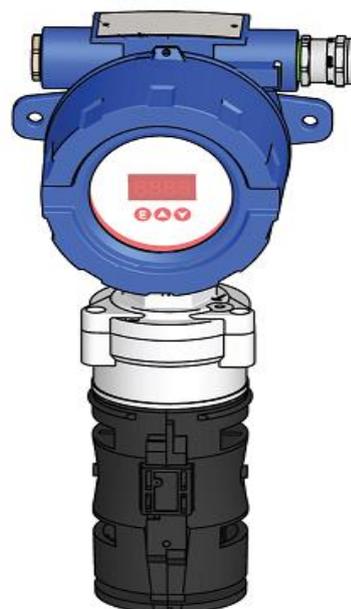


Рисунок 4 – Общий вид газоанализаторов
Примаком модели Примаком-ИК в
соединительной коробке исполнения D

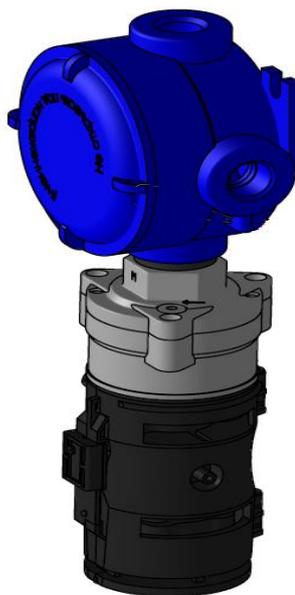


Рисунок 5 – Общий вид газоанализаторов Примаком модели Примаком-ИК в
соединительной коробке исполнения С



Рисунок 6 – Газоанализаторы Примаком модели Примаком-ТК и модели Примаком-АМ в соединительной коробке исполнения Н с пломбой

Рисунок 7 – Газоанализаторы Примаком модели Примаком-АМ в соединительной коробке исполнения Н с пломбой

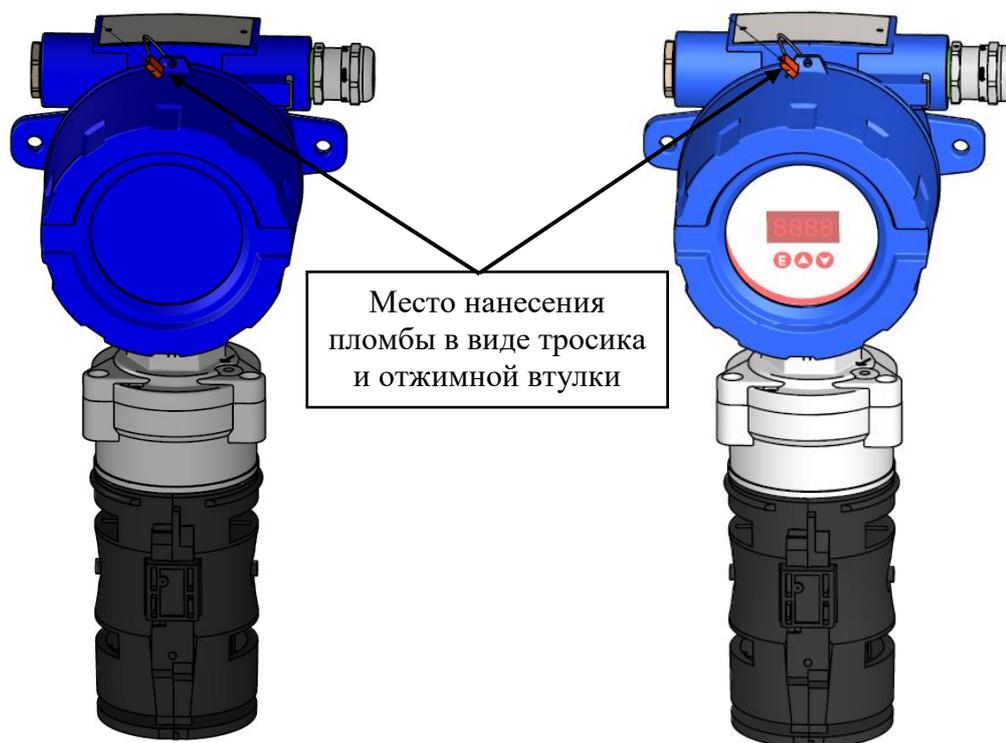
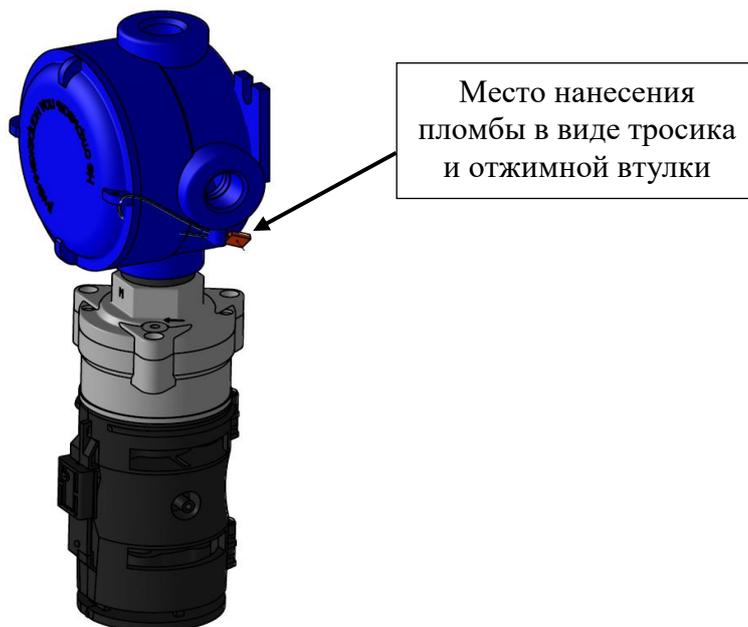


Рисунок 8 – Газоанализаторы Примаком модели Примаком-ИК в соединительной коробке исполнения Е с пломбой

Рисунок 9 – Газоанализаторы Примаком модели Примаком-ИК в соединительной коробке исполнения D с пломбой



Место нанесения
пломбы в виде тросика
и отжимной втулки

Рисунок 10 – Газоанализаторы Примаком модели Примаком-ИК в соединительной коробке исполнения С с пломбой



Рисунок 11 - Общий вид
идентификационной таблички и место
нанесения знака утверждения типа для
газоанализаторов Примаком модели
Примаком-ТК



Рисунок 12 – Общий вид
идентификационной таблички и место
нанесения знака утверждения типа для
газоанализаторов Примаком модели
Примаком-АМ



Рисунок 13 – Общий вид идентификационной таблички и места нанесения
знака утверждения типа для газоанализаторов Примаком модели Примаком-ИК

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (ПО), разработанное изготовителем специально для решения задач измерения содержания определяемых компонентов в воздухе рабочей зоны. Встроенное программное обеспечение выполняет следующие основные функции:

- приём и обработку измерительной информации;
- формирование выходного аналогового и цифрового сигналов;
- управление работой реле «Тревога» и «Неисправность» (при наличии);
- диагностику аппаратной и программной частей газоанализатора.

Программное обеспечение идентифицируется:

- через меню газоанализаторов (для моделей Примаком-ТК, Примаком-АМ);
- по запросу по протоколу HART, Modbus RTU через интерфейс RS485 (при наличии).

Влияние программного обеспечения газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

Газоанализаторы имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений, реализованную изготовителем на этапе производства путем установки системы защиты микроконтроллера от чтения и записи. Уровень защиты «высокий» согласно Р 50.2.077-2014 ГСИ.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Примаком-ТК, Примаком-АМ	Примаком-ИК
Идентификационное наименование ПО	Primax_Bootloader_V1.07.0150	Primax_IR_V3.0_APP.dat / full.fin
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.x ¹⁾	3.x ¹⁾
Цифровой идентификатор	-	
<p>¹⁾ - символ «x» в номере версии ПО обозначает незначительные изменения, не влияющие на метрологические характеристики газоанализаторов.</p>		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики газоанализаторов Примаком модели Примаком-ТК с термодаталитическими сенсорами для измерения дозврывоопасных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной приведенной ²⁾ погрешности, %	Предел допускаемого времени установления показаний T ₉₀ ³⁾ , с
метан (CH ₄)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 2,2 % включ.)	±5	30

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной приведенной ²⁾ погрешности, %	Предел допускаемого времени установления показаний T_{90} ³⁾ , с
этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,5 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 1,25 % включ.)	±5	30
пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 0,85 % включ.)	±5	30
н-бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 0,7 % включ.)	±5	30
изобутан ((CH ₃) ₃ CH)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,3 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 0,65 % включ.)	±5	30
н-пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 0,7 % включ.)	±5	30
н-гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 0,5 % включ.)	±5	30
н-гептан (C ₇ H ₁₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,1 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 0,55 % включ.)	±5	30
этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 2,3 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 1,15 % включ.)	±5	30
пропилен (C ₃ H ₆)	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 2 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 1 % включ.)	±5	30
1-бутилен (C ₄ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,6 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 0,8 % включ.)	±5	30

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной приведенной ²⁾ погрешности, %	Предел допускаемого времени установления показаний T_{90} ³⁾ , с
изобутилен (C ₄ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,6 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 0,8 % включ.)	±5	30
1,3-бутадиен (C ₄ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 0,7 % включ.)	±5	30
ацетилен (C ₂ H ₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,3 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 1,15 % включ.)	±5	30
циклопентан (C ₅ H ₁₀)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 0,7 % включ.)	±5	30
циклогексан (C ₆ H ₁₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 0,5 % включ.)	±5	30
бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 0,6 % включ.)	±5	30
толуол (C ₇ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 0,5 % включ.)	±5	30
оксид этилена (C ₂ H ₄ O)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,9 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 0,95 % включ.)	±5	30
оксид пропилена (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,9 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 0,95 % включ.)	±5	30
метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 6 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 3 % включ.)	±5	30

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной приведенной ²⁾ погрешности, %	Предел допускаемого времени установления показаний T_{90} ³⁾ , с
этанол (C ₂ H ₅ OH)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 3,1 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 1,55 % включ.)	±5	30
изопропанол (C ₃ H ₈ O)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 1 % включ.)	±5	30
ацетальдегид (C ₂ H ₄ O)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 2 % включ.)	±5	30
ацетон (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,5 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 1,25 % включ.)	±5	30
диэтиловый эфир (C ₄ H ₁₀ O)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 0,85 % включ.)	±5	30
метил-трет-бутиловый эфир (МТВЭ) (C ₅ H ₁₂ O)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,5 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 0,75 % включ.)	±5	30
этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 1 % включ.)	±5	30
акрилонитрил (C ₃ H ₃ N)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,8 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 1,4 % включ.)	±5	30
винилхлорид (C ₂ H ₃ Cl)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 3,6 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 1,8 % включ.)	±5	30
водород (H ₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 2 % включ.)	±5	30

Окончание таблицы 2

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной приведенной ²⁾ погрешности, %	Предел допускаемого времени установления показаний T_{90} ³⁾ , с
аммиак (NH ₃)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 15 %)	от 0 до 50% НКПР включ. (от 0 до 7,5 % включ.)	±5	30

1) - значения НКПР указаны в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011;
 2) - приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона показаний;
 3) - предел допускаемого времени установления показаний указан при номинальном значении расхода 1,0 дм³/мин.;

Пределы допускаемой основной приведённой погрешности нормированы для анализируемых сред, содержащих только один определяемый компонент.

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоанализаторов Примаком модели Примаком-АМ с электрохимическими сенсорами для измерения кислорода и токсичных газов

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T_{90} ¹⁾ , с
			абсолютной	относительной	
кислород (O ₂)	от 0 до 10 %	от 0 до 10 % включ.	±0,5%	-	30
	от 0 до 25 %	от 0 до 25 % включ.	±0,5%	-	
оксид углерода (CO)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±2 млн ⁻¹	-	30
		св. 20 до 100 млн ⁻¹ включ.	-	±10%	
	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	±3 млн ⁻¹	-	
		св. 30 до 200 млн ⁻¹ включ.	-	±10%	
сероводород (H ₂ S)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 3,3 млн ⁻¹ включ.	±0,5 млн ⁻¹	-	30
		св. 3,3 до 10 млн ⁻¹ включ.	-	±10%	

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний $T_{90}^{(1)}$, с
			абсолютной	относительной	
сероводород (H_2S)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 3,3 млн ⁻¹ включ.	±0,5 млн ⁻¹	-	30
		св. 3,3 до 20 млн ⁻¹ включ.	-	±15%	
	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±1,5 млн ⁻¹	-	
		св. 10 до 50 млн ⁻¹ включ.	-	±15%	
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±1,5 млн ⁻¹	-	
		св. 10 до 100 млн ⁻¹ включ.	-	±15%	
аммиак (NH_3)	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±4 млн ⁻¹	-	90
		св. 20 до 50 млн ⁻¹ включ.	-	±20%	
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±4 млн ⁻¹	-	
		св. 20 до 100 млн ⁻¹ включ.	-	±20%	
хлор (Cl_2)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 0,3 млн ⁻¹ включ.	±0,06 млн ⁻¹	-	30
		св. 0,3 до 5 млн ⁻¹ включ.	-	±20%	
диоксид серы (SO_2)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 2,5 млн ⁻¹ включ.	±0,5 млн ⁻¹	-	70
		св. 2,5 до 10 млн ⁻¹ включ.	-	±20%	
	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 4 млн ⁻¹ включ.	±0,8 млн ⁻¹	-	
		св. 4 до 20 млн ⁻¹ включ.	-	±20%	
хлористый водород (HCl)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 4 млн ⁻¹ включ.	±0,6 млн ⁻¹	-	100
		св. 4 до 10 млн ⁻¹ включ.	-	±15%	
	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 4 млн ⁻¹ включ.	±0,6 млн ⁻¹	-	
		св. 4 до 20 млн ⁻¹ включ.	-	±15%	

Окончание таблицы 3

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний $T_{90}^{1)}$, с
			абсолютной	относительной	
хлористый водород (HCl)	от 0 до 30 млн ⁻¹	от 0 до 4 млн ⁻¹ включ.	±0,6 млн ⁻¹	-	100
		св. 4 до 30 млн ⁻¹ включ.	-	±15%	
водород (H ₂)	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	±100 млн ⁻¹	-	30
диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±0,2 млн ⁻¹	-	60
		св. 1 до 10 млн ⁻¹ включ.	-	±20%	
оксид азота (NO)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±0,6 млн ⁻¹	-	30
		св. 10 до 100 млн ⁻¹ включ.	-	±6%	
фосфин (PH ₃)	от 0 до 1 млн ⁻¹	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	±0,02 млн ⁻¹	-	30
		св. 0,1 до 1 млн ⁻¹ включ.	-	±20%	

1) - номинальное время установления показаний указано при номинальном значении расхода 1,0 дм³/мин.;

По дополнительному заказу возможна поставка газоанализаторов модели Примаком-АМ отградуированных в единицах измерений массовой концентрации мг/м³ (пересчет результатов измерений, выраженных в объемных долях, млн⁻¹, осуществляется автоматически для нормальных условий эксплуатации).

Таблица 4 – Метрологические характеристики газоанализаторов Примаком модели Примаком-ИК с инфракрасными сенсорами для измерения дозврывоопасных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной приведенной ²⁾ погрешности, %	Предел допускаемого времени установления показаний $T_{90}^{3)}$, с
Метан (CH ₄)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 2,2 % включ.)	±3	22
		св. 50 до 100 % НКПР (св. 2,2 до 4,4 %)	±5	
Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,5 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,5 %)	±5	23
Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 0,85 % включ.)	±3	25
		св. 50 до 100 % НКПР (от 0,85 до 1,7 %)	±5	
н-бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	±5	24
изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,3 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,3 %)	±5	26
н-пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	±5	24
н-гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 0,5 %)	±3	24
		св. 50 до 100 % НКПР (св. 0,5 до 1 %)	±5	
н-гептан (C ₇ H ₁₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,1 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,1 %)	±5	27

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной приведенной ²⁾ погрешности, %	Предел допускаемого времени установления показаний T_{90} ³⁾ , с
н-октан (C ₈ H ₁₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 0,8 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 0,4 % включ.)	±10	28
циклопентан (C ₅ H ₁₀)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	±5	25
циклогексан (C ₆ H ₁₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1 %)	±14	28
этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 2,3 %)	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 2,3 %)	±5	23
пропилен (C ₃ H ₆)	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 2 %)	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 2 %)	±5	25
1-бутен (C ₄ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,6 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,6 %)	±5	28
изобутилен (i-C ₄ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,6 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,6 %)	±5	28
1-гексен (C ₆ H ₁₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 %)	±6	28
1,3-бутадиен (C ₄ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	±5	28
изопрен (C ₅ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	±5	28
бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 %)	±5	28
толуол (C ₇ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1 %)	±5	28

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной приведенной ²⁾ погрешности, %	Предел допускаемого времени установления показаний T_{90} ³⁾ , с
оксид этилена (C ₂ H ₄ O)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,9 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,9 %)	±5	28
оксид пропилена (C ₃ H ₅ O)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,9 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,9 %)	±5	25
метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 6 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 3 % включ.)	±5	28
этанол (C ₂ H ₅ OH)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 3,1 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 1,55 % включ.)	±5	27
изопропанол (C ₃ H ₈ O)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2 %)	от 0 до 50 % НКПР включ. (от 0 до 1 % включ.)	±5	25
ацетон (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,5 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,5 %)	±5	25
диметиловый эфир (C ₂ H ₆ O)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,7 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,7 %)	±5	25
диэтиловый эфир (C ₂ H ₅) ₂ O	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	±5	30
метил-трет-бутиловый эфир (C ₅ H ₁₂ O, МТБЭ)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,5 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,5 %)	±5	28
этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2 %)	±5	26

Окончание таблицы 4

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной приведенной ²⁾ погрешности, %	Предел допускаемого времени установления показаний T_{90} ³⁾ , с
диметилсульфид (C ₂ H ₆ S)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,2%)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,2%)	±5	28
<p>1) - значения НКПР указаны в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011;</p> <p>2) - приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона показаний;</p> <p>3) - предел допускаемого времени установления показаний указан при номинальном значении расхода 1,5 дм³/мин.;</p> <p>Пределы допускаемой основной приведенной погрешности нормированы для анализируемых сред, содержащих только один определяемый компонент.</p>				

Таблица 5 – Пределы допускаемой вариации и дополнительной погрешности газоанализаторов

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации показаний погрешности, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,3
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, в долях от предела допускаемой основной погрешности для газоанализаторов с электрохимическим сенсором	±0,12
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, в долях от предела допускаемой основной погрешности для газоанализаторов с оптическим сенсором	±0,036
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, в долях от предела допускаемой основной погрешности для газоанализаторов с термokatалитическим сенсором	±0,091
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения относительной влажности окружающей среды от нормальной в диапазоне от 15 до 90 % (без конденсации) на каждые 10 %, в долях от предела допускаемой основной погрешности для: Примаком-ТК, Примаком-ИК Примаком-АМ	±0,067 ±0,133
Пределы допускаемой суммарной дополнительной погрешности от влияния неизмеримых компонентов для газоанализаторов Примаком-ТК, Примаком-АМ для кислорода и токсичных газов, в долях от предела допускаемой основной погрешности для газоанализаторов с оптическим сенсором	±1,5

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
<p>Габаритные размеры газоанализаторов (высота×длина×ширина), мм, не более:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Примаком-АМ-НР - Примаком-ТК- НА, Примаком-АМ-НА - Примаком-ИК¹⁾ 	<p>220×162×81 220×162×100 131×318×145</p>
<p>Масса газоанализатора, кг, не более:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Примаком-АМ-НР - Примаком-ТК, Примаком-АМ-НА - Примаком-ИК¹⁾ 	<p>1,2 1,6 4</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> - температура окружающей среды, °С: <ul style="list-style-type: none"> - Примаком-ТК- НА - Примаком-АМ-НА, Примаком-АМ-НР - Примаком-АМ (сенсор): <ul style="list-style-type: none"> - O₂ - СО - Н₂S - NH₃, Cl₂, HCl, PH₃ - SO₂, H₂, NO₂ - NO - Примаком-ИК - относительная влажность окружающего воздуха (без конденсации влаги), %: <ul style="list-style-type: none"> - Примаком-ТК- НА - Примаком-АМ-НА, Примаком-АМ-НР - Примаком-ИК - атмосферное давление, кПа 	<p>от - 40 до +70 от - 40 до +70 от - 30 до +55 от - 20 до +50 от - 40 до +50 от - 20 до +40 от - 20 до +50 от - 30 до +50 от - 60 до +80 от 15 до 95 от 15 до 95 от 5 до 95 от 80 до 120</p>
<p>Время прогрева, с, не более:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Примаком-ТК-НА - Примаком-АМ-НА, Примаком-АМ-НР - Примаком-ИК 	<p>95 36 30</p>
<p>Напряжение питания постоянного тока, В:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Примаком-ТК-НА, Примаком-АМ-НА, Примаком-АМ-НР - Примаком-ИК 	<p>от 19,2 до 28 от 18 до 32</p>
<p>Потребляемая мощность, Вт, не более:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Примаком-ТК- НА, - Примаком-АМ-НА - Примаком-АМ-НР - Примаком-ИК 	<p>3 3 0,7 6,0</p>

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики	Значение
Маркировка взрывозащиты: - Примаком-ТК- НА - Примаком-АМ-НА - Примаком-АМ-НР - Примаком-ИК	1Ex d ia [ia] IIC T4/T6 Gb X, Ex tb ia [ia] IIIС T130°C/ T85°C Db X 1Ex d ia [ia] IIC T4/T6 Gb X, Ex tb ia [ia] IIIС T130°C/T85°C Db X 0Ex ia IIC T4 Ga X, Ex ia IIIB T135°C Db X 1Ex db IIC T4 Gb X, Ex tb IIIС T130°C Db X
Степень защиты по ГОСТ 14254-15: - Примаком-ТК-НА и Примаком-АМ-НА - Примаком-АМ-НР - Примаком-ИК	IP 67 IP 66 IP 67
Средний срок службы, лет: - Примаком-ТК-НА, Примаком-АМ-НА, Примаком-АМ-НР - Примаком-ИК	3 10
Средняя наработка на отказ, ч ²⁾ : - Примаком-ТК- НА, - Примаком-АМ-НА, Примаком-АМ-НР - Примаком-ИК	35000 35000 70000
1) - с соединительной коробки 2) - без учета чувствительного элемента (сенсор)	

Знак утверждения типа

наносится на идентификационную табличку, закрепленный на газоанализаторе, а также на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор Примаком	-	1 шт.
Упаковка	-	1 шт.
Адаптер ПГС	-	1 шт.
Диск с программным обеспечением	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	26.51.53-004-93067827-2019.РЭ.ХХ ¹⁾	1 экз.
Паспорт	26.51.53-004-93067827-2019.ПС.ХХ ¹⁾	1 экз.
Комплект ЗИП	-	По заказу
1) – ХХ - 2-х буквенное окончание наименования модели газоанализаторов: ТК, АМ или ИК		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации 26.51.53-004-93067827-2019.РЭ.ТК, Приложение Е, 26.51.53-004-93067827-2019.РЭ.АМ, Приложение Д, 26.51.53-004-93067827-2019.РЭ.ИК, Приложение Д.

Нормативные документы, устанавливающие требования 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 Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия.

ТУ 26.51.53-004-93067824-2019 Газоанализаторы Примаком, модели Примаком-ИК, Примаком-ТК, Примаком-АМ. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РивалКом»

(ООО «РивалКом»), г. Набережные Челны Республики Татарстан, ИНН

1650136480

Адрес: 423800, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, ул. проспект Камаза, 37.

Юридический адрес: 423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, ул.

Ивана Утробина, д. 1/1

Тел.: +7 (8552) 910-911

E-mail: mail@rivalcom.ru

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «РивалКом»

(ООО «РивалКом»), г. Набережные Челны Республики Татарстан, ИНН

1650136480

Адрес: 423800, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, ул. проспект Камаза, 37.

Юридический адрес: 423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, ул.

Ивана Утробина, д. 1/1

Тел.: +7 (8552) 910-911

E-mail: mail@rivalcom.ru

Испытательный центр

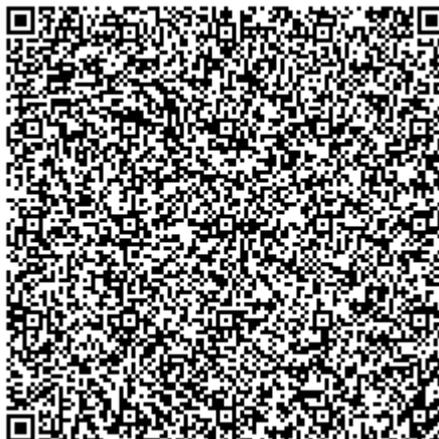
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

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

Телефон: +7 (495) 481-33-80

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 «23» июня 2022 г. № 1536

Регистрационный № 85962-22

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Районная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Районная (далее – АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

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

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных, специализированное программное обеспечение (далее – СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в ЦСОД;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений

активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (далее – БД) сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС. В сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматизированно формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматизированно передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС».

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ Районная ПАО «ФСК ЕЭС».

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01» (регистрационный номер 49933-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

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

Заводской номер АИИС КУЭ: 03.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные СПО

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

Примечание – Алгоритм вычисления цифрового идентификатора СПО – MD5

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
4.17	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 6 сш 6 кВ, яч. 611	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ТК16L, рег. № 36643-07/ СТВ-01, рег. № 49933-12
4.18	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 5 сш 6 кВ, яч. 502	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.19	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 5 сш 6 кВ, яч. 503	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.20	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 5 сш 6 кВ, яч. 504	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.21	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 5 сш 6 кВ, яч. 505	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.22	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 5 сш 6 кВ, яч. 506	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ	
1	2	3	4	5	6	
4.23	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 8 сш 6 кВ, яч. 806	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ТК16L, рег. № 36643-07/ СТВ-01, рег. № 49933-12	
4.24	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 5 сш 6 кВ, яч. 507	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12		
4.25	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 5 сш 6 кВ, яч. 509	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12		
4.26	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 5 сш 6 кВ, яч. 511	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 1200/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12		
4.27	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 8 сш 6 кВ, яч. 807	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12		
4.28	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 8 сш 6 кВ, яч. 802	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12		
4.29	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 8 сш 6 кВ, яч. 803	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12		
4.30	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 8 сш 6 кВ, яч. 804	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12		
4.31	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 5 сш 6 кВ, яч. 512	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12		
4.32	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 1 сш 6 кВ,	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12		ТК16L, рег. № 36643-07/

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
	яч. 115	рег. № 32139-11 ф. А, В, С	рег. № 35956-12, ф. А, В, С		СТВ-01, рег. № 49933-12
4.33	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 112	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.34	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 110	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.35	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 107	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.36	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 111	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.37	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч. 207	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.38	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 3 сш 6 кВ, яч. 309	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.39	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 113	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.40	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 106	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.41	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 104	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
4.42	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 103	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.43	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 102	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.44	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч. 214	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.45	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч. 213	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.46	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч. 212	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.47	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч. 210	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.48	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч. 409	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.49	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч. 209	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.50	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 5 сш 6 кВ, яч. 513	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ТК16L, рег. № 36643-07/ СТВ-01, рег. № 49933-12

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
4.51	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч. 205	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.52	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч. 204	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.53	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 6 сш 6 кВ, яч. 613	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.54	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч. 203	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.55	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч. 202	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.56	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 3 сш 6 кВ, яч. 302	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.57	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 3 сш 6 кВ, яч. 303	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.58	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 6 сш 6 кВ, яч. 602	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.59	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 3 сш 6 кВ, яч. 304	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ТК16L, рег. № 36643-07/ СТВ-01, рег. № 49933-12

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
4.60	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 6 сш 6 кВ, яч. 603	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.61	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 6 сш 6 кВ, яч. 604	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.62	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 3 сш 6 кВ, яч. 306	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.63	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 6 сш 6 кВ, яч. 606	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.64	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 6 сш 6 кВ, яч. 607	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.65	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 6 сш 6 кВ, яч. 609	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.66	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 7 сш 6 кВ, яч. 702	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.67	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 7 сш 6 кВ, яч. 703	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.68	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч. 403	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ТК16L, рег. № 36643-07/ СТВ-01, рег. № 49933-12

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
4.69	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 7 сш 6 кВ, яч. 704	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.70	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 8 сш 6 кВ, яч. 809	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.71	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч. 406	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.72	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 7 сш 6 кВ, яч. 709	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.73	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч. 407	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.74	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 3 сш 6 кВ, яч. 305	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.75	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 3 сш 6 кВ, яч. 307	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.76	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч. 402	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.77	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч. 404	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ТК16L, рег. № 36643-07/ СТВ-01, рег. № 49933-12

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
4.78	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч. 405	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.79	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 7 сш 6 кВ, яч. 707	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.80	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 6 сш 6 кВ, яч. 605	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.81	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 7 сш 6 кВ, яч. 705	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.82	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 6 сш 6 кВ, яч. 610	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.105	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 117	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.106	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч. 118	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.107	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч. 215	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.108	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч. 217	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ТК16L, рег. № 36643-07/ СТВ-01, рег. № 49933-12

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
4.109	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 3 сш 6 кВ, яч. 310	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.110	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 3 сш 6 кВ, яч. 311	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.111	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 3 сш 6 кВ, яч. 314	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.112	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 3 сш 6 кВ, яч. 315	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.113	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 3 сш 6 кВ, яч. 317	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.114	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч. 411	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.115	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч. 412	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.116	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч. 413	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.117	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч. 414	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ТК16L, рег. № 36643-07/ СТВ-01, рег. № 49933-12

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
4.118	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч. 417	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.119	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 5 сш 6 кВ, яч. 515	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.120	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 5 сш 6 кВ, яч. 514	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.121	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 6 сш 6 кВ, яч. 614	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.122	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 6 сш 6 кВ, яч. 615	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.123	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 7 сш 6 кВ, яч. 710	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.124	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 7 сш 6 кВ, яч. 711	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.125	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 7 сш 6 кВ, яч. 712	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.126	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 7 сш 6 кВ, яч. 713	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ТК16L, рег. № 36643-07/ СТВ-01, рег. № 49933-12

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
4.127	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 7 сш 6 кВ, яч. 714	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.128	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 7 сш 6 кВ, яч. 715	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.129	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 8 сш 6 кВ, яч. 810	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.130	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 8 сш 6 кВ, яч. 811	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.131	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 8 сш 6 кВ, яч. 812	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.132	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 8 сш 6 кВ, яч. 813	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.133	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 8 сш 6 кВ, яч. 815	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4.134	ПС 220 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 8 сш 6 кВ, яч. 817	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 рег. № 32139-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-12, ф. А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

<p>Примечания</p> <p>1 Допускается замена измерительных трансформаторов, 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 таблице 3 метрологических характеристик.</p> <p>2 Допускается замена УСПД и УССВ на однотипные утвержденного типа.</p> <p>3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p>

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности $P=0,95$	Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm\delta$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$
4.17-4.82; 4.105-4.134	Активная	1,1	4,9
	Реактивная	2,3	2,8
Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.			
<p>Примечания</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>2 Погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 4.17-4.82; 4.105-4.134 от + 15 до + 30 °С.</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	96
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ <p>- коэффициент мощности $\cos\phi$</p> <p>- температура окружающей среды для счётчиков, °С</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,87</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.}</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от - 40 до +60</p> <p>от - 20 до +60</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>165000</p> <p>72</p> <p>55000</p> <p>1</p> <p>45000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее <p>ИВКЭ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, сут, не менее <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 	<p>45</p> <p>45</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журнале событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

В журнале событий УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выводы измерительных трансформаторов тока;
- счётчика;
- испытательной коробки;
- УСПД;

защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	288
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	24
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ- 4ТМ.03М	96
Устройства сбора и передачи данных	ТК16L	1
Информационно-вычислительный комплекс	АИИС КУЭ ЕНЭС	1
Паспорт-Формуляр	ФЭМ-21-03.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электроэнергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Районная», 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

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

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А
Телефон: +7 (495) 710-93-33
Факс: +7 (495) 710-96-55

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
ИНН 7722844084
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 по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018



Регистрационный № 85963-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-50

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-50 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему согласно градуировочным таблицам резервуаров.

Резервуары представляют собой стальные горизонтальные конструкции цилиндрической формы с плоскими днищами наземного исполнения.

Резервуары оборудованы дыхательным клапаном, люком замерным для эксплуатации и приемо-раздаточными патрубками для приема и отпуска нефти и нефтепродукта.

Заводские номера нанесены на днища резервуаров в виде цифрового обозначения аэрографическим способом.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельства о поверке и градуировочные таблицы.

Резервуары зав.№№ 1, 2, 3, 4 расположены по адресу: Тугуро-Чумиканский муниципальный район Хабаровского края, в бухте Заржецкого Ульбанского залива, в 55 км от лицензионной площади «Кутынского» золоторудного месторождения и в 180 км на юго-восток от административного центра района – с. Чумикан.

Общий вид резервуаров представлен на рисунках 1-2.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГС-50



Рисунок 2 – Фото горловины и замерного люка резервуаров РГС-50

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуаров	РГС-50
Номинальная вместимость, м ³	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров, %	±0,25
Средний срок службы, лет, не менее	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические	РГС-50	4 шт.
Паспорта на резервуары	-	4 экз.
Градуировочные таблицы	-	4 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в разделе 6 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости. Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. №256.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Кутынская горно-геологическая компания» (ООО «Кутынская ГГК»)

ИНН: 2723124160

Адрес: 680021, Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Ленинградская, д. 46, помещ. VII (4-38)

Телефон: +7(4212) 915-014

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Кутынская горно-геологическая компания» (ООО «Кутынская ГГК»)

ИНН: 2723124160

Адрес: 680021, Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Ленинградская, д. 46, помещ. VII (4-38)

Телефон: +7(4212) 915-014

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог» (ООО фирма «Метролог»)

Юридический адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, офис 33

Адрес местонахождения: 420043, РТ, г.Казань, ул. Вишневого, д. 26а, кабинет №19

Телефон: +7(843) 513-30-75

E-mail: metrolog-kazan@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312275

