

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» _____ апреля 2023 г. № 811

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические	РГС-40	Е	88764-23	36635, 36656	Акционерное общество "Транснефть - Верхняя Волга" (АО "Транснефть - Верхняя Волга"), г. Нижний Новгород	Акционерное общество "Транснефть - Верхняя Волга" (АО "Транснефть - Верхняя Волга"), г. Нижний Новгород	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть-Метрология" (АО "Транснефть-Метрология"), г. Москва	АО "Транснефть-Метрология", г. Москва	20.10.2022
2.	Тахеометры электронные	6Та1	С	88765-23	0001	Акционерное общество "Производственное Объединение "Уральский оптико-механический завод" имени Э.С. Яламова" (АО "ПО "УОМЗ"), г. Екатеринбург	Акционерное общество "Производственное Объединение "Уральский оптико-механический завод" имени Э.С. Яламова" (АО "ПО "УОМЗ"), г. Екатеринбург	ОС	МП АПМ 18-22	1 год	Акционерное общество "Производственное Объединение "Уральский оптико-механический завод" имени Э.С. Яламова" (АО "ПО "УОМЗ"), г. Екатеринбург	ООО "Автопрогресс-М", г. Москва	31.10.2022
3.	Система измерений	Обозначение	Е	88766-23	014175	Общество с ограниченной	Акционерное общество	ОС	НА.ГНМЦ. 0731-22	1 год	Общество с ограниченной	АО "Нефтеавтоматика",	07.12.2022

	массы нефти при отгрузке на ЦПС Восточно-Мессояхского месторождения	отсутствует				ответственно-стью "Метрология и Автоматизация" (ООО "Метрология и Автоматизация"), г. Самара	"Мессоях-нефтегаз" (АО "Мессоях-нефтегаз"), г. Тюмень		МП		ответственно-стью "Метрология и Автоматизация" (ООО "Метрология и Автоматизация"), г. Самара	г. Казань	
4.	Осциллографы цифровые	ОСЦ201-RX1e	С	88767-23	2209003, 2209004	Общество с ограниченной ответственностью "VXI-Системы" (ООО "VXI-Системы"), г. Москва, г. Зеленоград	Общество с ограниченной ответственностью "VXI-Системы" (ООО "VXI-Системы"), г. Москва, г. Зеленоград	ОС	МП ГВТУ.4682 66.006	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "VXI-Системы" (ООО "VXI-Системы"), г. Москва, г. Зеленоград	АО "АКТИ-Мастер", г. Москва	20.01.2023
5.	Комплекс измерительно-вычислительный	МС500	Е	88768-23	0821	FAG Production Systems GmbH, Германия	FAG Production Systems GmbH, Германия	ОС	МП 204/3-24-2022	1 год	Акционерное общество "Научно-производственный центр "Полус" (АО "НПЦ "Полус"), г. Томск	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	29.12.2022
6.	Система измерительная количества природного газа на ГРП НПЗ АО "ТАИФ-НК"	Обозначение отсутствует	Е	88769-23	1494	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "ГКС" (ООО НПП "ГКС"), г. Казань	Акционерное общество "ТАИФ-НК" (АО "ТАИФ-НК"), г. Нижнекамск	ОС	МП 1801/2-311229-2023	2 года	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "ГКС" (ООО НПП "ГКС"), Республика Татарстан, г. Казань	ООО ЦМ "СТП", г. Казань	18.01.2023
7.	Система измерений количества и показателей	Обозначение отсутствует	Е	88770-23	3-2001	Общество с ограниченной ответственностью "Итом-	Общество с ограниченной ответственностью "УДС	ОС	НА.ГНМЦ. 0738-22 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Итом-	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	30.12.2022

	качества нефти №820 на ПСП "Малая Пурга" ООО "УДС нефть"					Прогресс" (ООО "Итом-Прогресс"), г. Ижевск	нефть" (ООО "УДС нефть"), г. Ижевск				Прогресс" (ООО "Итом-Прогресс"), г. Ижевск		
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "НК НПЗ"	Обозначение отсутствует	Е	88771-23	001	Общество с ограниченной ответственностью "РН-Энерго" (ООО "РН-Энерго"), Московская обл., г.о. Красногорск, д. Путилково	Акционерное общество "Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод" (АО "НК НПЗ"), Самарская обл., г. Новокуйбышевск	ОС	МП ЭПР-539-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РН-Энерго" (ООО "РН-Энерго"), Московская обл., г.о. Красногорск, д. Путилково	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	18.11.2022
9.	Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные	КАС-КАД-15	С	88772-23	мод. КАСКАД-15-С2-AR2-10 (100): зав. № 1221700110002; мод. КАСКАД-15-SP2-AR2-5 (60): зав. № 1221700110004	Акционерное общество "КАСКАД" (АО "КАСКАД"), г. Черкесск	Акционерное общество "КАСКАД" (АО "КАСКАД"), г. Черкесск	ОС	КСНЖ.411 152.004 МП	16 лет	Акционерное общество "КАСКАД" (АО "КАСКАД"), г. Черкесск	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	27.10.2022
10.	Гигрометры	Rotronic HygroPal m HP32	Е	88773-23	72000595, 72000596	ROTRONIC AG, Швейцария	ROTRONIC AG, Швейцария	ОС	МП 5.2-0222-2023	1 год	Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Омской области" (ФБУ "Омский ЦСМ"), г. Омск	ФБУ "Омский ЦСМ", г. Омск	03.02.2023
11.	Система ав-	Обозна-	Е	88774-23	820.3	Акционерное	Акционерное	ОС	МП СМО-	4 года	Акционерное	АО "РЭС	20.01.2023

	томатизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ГлавЭнергоСбыт" (ОАО "СУ-ЭК-Кузбасс")	чение отсутствует				общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	общество "СУЭК-КУЗБАСС" (АО "СУЭК-КУЗБАСС"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Ленинск-Кузнецкий		1901-2023		общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Групп", г. Владимир	
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ПромЭнергоСбыт" (2 очередь)	Обозначение отсутствует	Е	88775-23	1110	Общество с ограниченной ответственностью "ПромЭнергоСбыт" (ООО "ПромЭнергоСбыт"), Тульская обл., г. Новомосковск	Общество с ограниченной ответственностью "Гарантирующий поставщик и специализированный застройщик Новомосковская энергосбытовая компания" (ООО "ГП СЗ НЭСК"), Тульская обл., г. Новомосковск	ОС	МП СМО-0602-2023	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	07.02.2023
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электро-	Обозначение отсутствует	Е	88776-23	1119.02	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "Дальневосточная генерирующая компания" (АО "ДГК"), г. Хабаровск	ОС	МП СМО-0303-2023	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	06.03.2023

	энергии (АИИС КУЭ) Совга-ванская ТЭЦ												
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Богдановичское ОАО "Огнеупоры"	Обозначение отсутствует	Е	88777-23	01	Общество с ограниченной ответственностью "ЕЭС-Гарант" (ООО "ЕЭС-Гарант"), Московская обл., Красногорский р-н, 26 км автодороги "Балтия"	Богдановичское Открытое акционерное общество по производству огнеупорных материалов (Богдановичское ОАО "Огнеупоры"), Свердловская обл., г. Богданович	ОС	МИ 3000-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Стройэнергетика" (ООО "Стройэнергетика"), г. Москва	ООО "Спец-энергопроект", г. Москва	07.03.2023
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "АРСТЭМ-ЭнергоТрейд" (Артель старателей "Нейва")	Обозначение отсутствует	Е	88778-23	001	Общество с ограниченной ответственностью "АРСТЭМ-ЭнергоТрейд" (ООО "АРСТЭМ-ЭнергоТрейд"), г. Екатеринбург	Общество с ограниченной ответственностью "АРСТЭМ-ЭнергоТрейд" (ООО "АРСТЭМ-ЭнергоТрейд"), г. Екатеринбург	ОС	МИ 3000-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "АРСТЭМ-ЭнергоТрейд" (ООО "АРСТЭМ-ЭнергоТрейд"), г. Екатеринбург	ООО "Спец-энергопроект", г. Москва	14.03.2023
16.	Система измерений количества и показателей качества газа	Обозначение отсутствует	Е	88779-23	1447-12	Закрытое акционерное общество "НАУЧНО-ИНЖЕНЕР-	Акционерное общество "Ачимгаз" (АО "Ачимгаз"), Ямало-	ОС	МП 1442-13-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью научно-производ-	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	21.07.2022

	на объекте участка 1А Ачимовских отложений Уренгойско-го нефтега-зоконден-сатного ме-сторождения (СИКГ №1)					НЫЙ ЦЕНТР "ИНКОМСИ-СТЕМ" (ЗАО "НИЦ "ИНКОМСИ-СТЕМ"), г. Казань	Ненецкий ав-тономный округ, г. Новый Уренгой				ственное пред-приятие "ГКС" (ООО НПП "ГКС"), г. Казань		
17.	Резервуар стальной горизон-тальный ци-линдриче-ский	ЕП40-2400-1-2К	Е	88780-23	215	Закрытое ак-ционерное общество "Ме-таллист" (ЗАО "Металлист"), Московская обл., г. Элек-тросталь	Закрытое ак-ционерное общество "Ме-таллист" (ЗАО "Металлист"), Московская обл., г. Элек-тросталь	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть - Западная Си-бирь" (АО "Транснефть - Западная Си-бирь"), г. Омск	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	13.12.2022
18.	Машины координат-но-измеритель-ные порта-тивные	PMT ALPHA	С	88781-23	PMT ALPHA E 2,5 м зав. № А25-Р6-22-82442, PMT AL-РНА М 3,0 м зав. № А30-М7-22-82470 в комплекте с лазер-ным сканером PMT ALPHA HD зав. № 50100016, PMT ALPHA Р 1,5 м зав. № А15-Р6-22-82449, PMT ALPHA Р 2,0 м зав. № А20-Р7-22-82496 в комплекте с ла-зерным сканером PMT ALPHA HD зав. № 50100015	PMT Technol-ogies (Suzhou) Co., Ltd, Китай	PMT Technol-ogies (Suzhou) Co., Ltd, Китай	ОС	МП-076-2022	1 год	Общество с ограниченной ответствен-ностью "ИНЖЕ-НЕРНЫЕ РЕ-ШЕНИЯ" (ООО "ИР"), г. Санкт-Петербург	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ Метро-логия", Мос-ковская обл., г. Чехов	01.12.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» апреля 2023 г. № 811

Регистрационный № 88765-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Тахеометры электронные 6Та1

Назначение средства измерений

Тахеометры электронные 6Та1 (далее - тахеометры) предназначены для измерений расстояний, горизонтальных и вертикальных углов.

Описание средства измерений

Принцип действия тахеометров заключается в измерении углов поворота линии визирования зрительной трубы в горизонтальной и вертикальной плоскостях, с возможностью одновременного измерения расстояний до объектов вдоль линии визирования для определения координат объекта.

Принцип измерения углов поворота зрительной трубы в горизонтальной и вертикальной плоскостях заключается в следующем: на горизонтальном и вертикальном лимбах располагаются кодовые дорожки (диски), дающие возможность на основе сочетания прозрачных и непрозрачных полос получать при пропускании через них света лишь два сигнала: "темно - светло", которые принимаются фотоприёмником. Сигнал, принятый фотоприемником, поступает в электронную часть датчика угла, где происходит вычисление угла поворота зрительной трубы.

Измерение расстояний производится лазерным дальномером, принцип действия которого основан на определении разности фаз излучаемых и принимаемых модулированных сигналов. Модулируемое излучение лазера с помощью оптической системы направляется на цель. Отраженное целью излучение принимается той же оптической системой, усиливается и направляется на блок, где происходит измерение разности фаз, излучаемых и принимаемых сигналов, на основании, которого вычисляется расстояния до цели. Лазерный дальномер может работать с применением призмённых отражателей, плёночных отражателей и без отражателей.

Конструктивно тахеометры электронные 6Та1 выполнены единым блоком. На передней панели тахеометров расположены клавиши включения и выключения тахеометра, управления измерением, изменения настроек. На боковой панели расположен аккумуляторный отсек. Слот для подключения карты памяти формата SD объёмом до 2 Гбайт расположен в боковой части передней панели. Наводящие и закрепительные винты расположены на корпусе тахеометра.

Результаты измерений записываются во внутреннюю память тахеометра, или карту памяти формата SD, выводятся на дисплей тахеометра и могут быть переданы на внешние устройства.

Заводской номер в числовом формате указывается методом печати на маркировочной табличке, расположенной на корпусе тахеометра.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид тахеометров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид тахеометров

В процессе эксплуатации тахеометр не предусматривает внешних механических и или электронных регулировок. Ограничение от несанкционированного доступа к узлам тахеометра обеспечено пломбированием передней и боковой панели тахеометра путем нанесения мастичной пломбы с оттиском клейма на крепежный винт.

Программное обеспечение

Тахеометры электронные бТа1 имеют метрологически значимое обеспечение ПО «bта1.mot», устанавливаемое на тахеометр.

С помощью указанного ПО осуществляется взаимодействие узлов прибора, настройка и управление рабочим процессом, хранение, передача и обработка результатов измерений.

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

Аппаратная и программная части, работая совместно, обеспечивают заявленные точности конечных результатов.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	6tal.mot
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 01

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений углов, °	от 0 до 360
Границы допускаемой абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) измерений углов, "	±2
Допускаемое среднее квадратическое отклонение измерений углов, "	1
Диапазон измерений расстояний, м: – по призмённому отражателю – по пленочному отражателю – без отражателя (по диффузно-отражающей поверхности)	от 1,5 до 3500 от 1,5 до 2000 ¹⁾ от 1,5 до 1500 ²⁾
Границы допускаемой абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) измерений расстояний, мм: – по призмённому отражателю – по пленочному отражателю – без отражателя (по диффузно-отражающей поверхности) в диапазоне измерений расстояний от 1,5 до 500 м включ. в диапазоне измерений расстояний св. 500 м	$\pm 2 \cdot (1,5 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ $\pm 2 \cdot (2 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ $\pm 2 \cdot (3 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ $\pm 2 \cdot (5 + 5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$
Допускаемое среднее квадратическое отклонение измерений расстояний, мм: – по призмённому отражателю – по пленочному отражателю – без отражателя (по диффузно-отражающей поверхности) в диапазоне измерений расстояний от 1,5 до 500 м включ. в диапазоне измерений расстояний св. 500 м	$1,5 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot D$ $2 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot D$ $3 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot D$ $5 + 5 \cdot 10^{-6} \cdot D$
¹⁾ – измерения на отражающую плёнку (90×90) мм; ²⁾ – измерения на поверхность соответствующей белой поверхности пластины Кодак с коэффициентом отражения 90%; Примечание D - измеряемое расстояние, мм.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон работы компенсатора, '	от –4 до +4
Систематическая погрешность компенсации компенсатора, ", не более	0,5

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Зрительная труба: – увеличение, крат, не менее – угловое поле зрения – наименьшее расстояние визирования, м – изображение	30 $1^{\circ}30' \pm 10'$ 1,7 прямое
Цена деления цилиндрического уровня, '	2
Масса с подставкой и аккумулятором, кг	5,5
Габаритные размеры с подставкой и аккумулятором (Д×Ш×В), мм	195×205×340
Аккумулятор: – тип аккумулятора – номинальное напряжение, В – номинальная емкость при $t=(20\pm5)^{\circ}\text{C}$	Li-Ion 11,1 2200 мА·ч
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, $^{\circ}\text{C}$	от -20 до $+50$

Знак утверждения типа

наносится печатным способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Тахеометр электронный	6Та1	1 шт.
Подставка с оптическим центриром MOM K365, GeoDesy Ltd.	-	1 шт.
Аккумулятор	5204.02000000	2 шт.
Устройство зарядное, SYB-L3S10M, RECOM	-	1 шт.
Кабель интерфейсный 2Та5-с626	-	1 шт.
Переходник USB/RS-232 TU-S9, TRENDnet	-	1 шт.
Компакт-диск	5208.02000000	1 шт.
Карта памяти Transcend, TS2GSDC 2ГБ, Transcend	-	1 шт.
Комплект инструмента и принадлежностей:	5204.07000000	1 шт.
Отвертка	-	3 шт.
Шпилька	-	2 шт.
Ключ разводной	-	1 шт.
Ключ шестигранный	-	3 шт.
Салфетка	-	1 шт.
Чехол	-	1 шт.
Футляр	5204.03000000	1 шт.
Паспорт	5208.00000000 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	5208.00000000 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 «Подготовка к работе и работа с тахеометром» «Тахеометр электронный 6Та1. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений плоского угла, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 ноября 2018 г. № 2482;

Государственная поверочная схема для координатно-временных средств измерений утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2831;

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

ТУ 26.51.12-163-07539541-2019 Тахеометр электронный 6Та1. Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество «Производственное Объединение «Уральский оптико-механический завод» имени Э.С.Яламова» (АО «ПО «УОМЗ»)

ИНН 6672315362

Адрес: 620100, г. Екатеринбург, ул. Восточная, д. 33 «б»

Тел./факс: +7(343)229-86-22

E-mail: mail@uomz.com

Изготовитель

Акционерное общество «Производственное Объединение «Уральский оптико-механический завод» имени Э.С.Яламова» (АО «ПО «УОМЗ»)

ИНН 6672315362

Адрес: 620100, г. Екатеринбург, ул. Восточная, д. 33 «б»

Тел./факс: +7(343)229-86-22

E-mail: mail@uomz.com

Испытательный центр

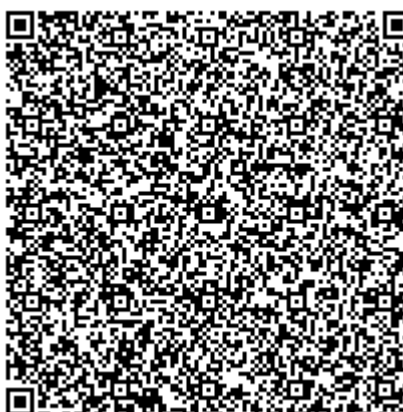
Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М» (ООО «Автопрогресс-М»)

Адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16, стр. 1

Тел.: +7 (495) 120 0350

E-mail: info@autoproggress-m.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311195.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» апреля 2023 г. № 811

Регистрационный № 88764-23

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-40

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-40 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти при приеме, хранении и отпуске.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью до определённого уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары представляют собой стальные горизонтальные конструкции, состоящие из цилиндрической стенки, днища и крышки. Расположение резервуаров – подземное.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приёмо-раздаточные устройства.

Резервуары с заводскими номерами 36635 и 36656 расположены по адресу: Нижегородская область, Кстовский район, деревня Мешиха, НПС «Горький».

Заводские номера нанесены методом аэрографии непосредственно на крышки резервуаров в виде цифрового кода.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке резервуара.

Общий вид крышек резервуаров представлен на рисунке 1, эскиз резервуаров представлен на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид крышек резервуаров РГС-40

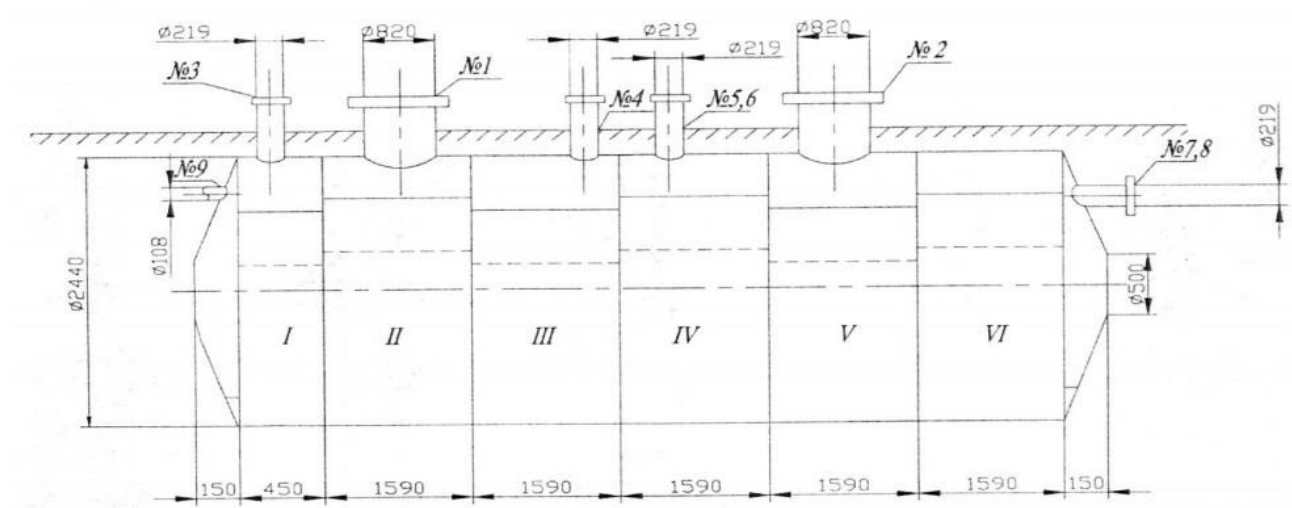


Рисунок 2 – Эскиз резервуаров

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	40
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (объёмный метод), %	± 0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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 типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-40	1 шт.
Паспорт на резервуар	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2021.40086 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных резервуарах».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга» (АО «Транснефть – Верхняя Волга»)

ИНН: 5260900725

Адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, д. 4/1

Телефон: +7 (831) 438-22-00

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга» (АО «Транснефть – Верхняя Волга»)

ИНН: 5260900725

Адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, д. 4/1

Телефон: +7 (831) 438-22-00

Испытательный центр

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

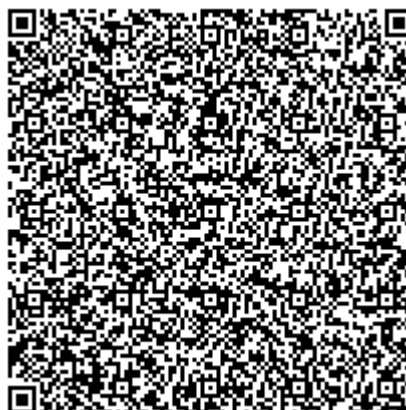
ИНН: 7723107453

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

Телефон: +7 (495) 950-87-00

Е-mail: cmo@cmo.transneft.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» апреля 2023 г. № 811

Регистрационный № 88781-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Машины координатно-измерительные портативные PMT ALPHA

Назначение средства измерений

Машины координатно-измерительные портативные PMT ALPHA (далее – КИМ) предназначены для измерений геометрических параметров поверхностей сложной формы.

Описание средства измерений

Принцип действия КИМ основан на вычислении координат измерительного элемента машины с помощью данных от датчиков углового перемещения и данных о длинах сегментов между датчиками углового перемещения.

Конструктивно КИМ представляет собой портативное многосуставное трехмерное координатно-измерительное устройство из шарнирно соединенных между собой двух сегментов L1 и L2, изготовленных из термостабильного углеродного волокна и алюминия, смонтированных на основании. В шарнирах установлены датчики угловых перемещений. Они посылают сигналы, по которым система управления КИМ высчитывает положение контрольной точки, последовательно суммируя координаты каждого шарнира.

Для проведения измерений КИМ устанавливается на штатив или ровную жёсткую поверхность с использованием специальных магнитных, вакуумных или фиксирующихся болтами креплений.

В качестве измерительных головок используются головки с набором контактных щупов разного диаметра, а также бесконтактные лазерные сканирующие головки (далее – лазерные сканеры). Измерения с помощью КИМ осуществляется в ручном режиме.

При использовании контактных щупов определяется координата центра шарика щупа при касании измеряемой поверхности. При использовании лазерного сканера определяются координаты множества точек измеряемой поверхности в пределах поля зрения сканера. Между любыми из определённых точек, или построенных на их основании поверхностей, можно провести линейные измерения.

КИМ изготавливаются трёх серий: Е, М, Р, отличающихся между собой метрологическими и некоторыми техническими характеристиками. В каждой серии выпускается несколько модификаций, отличающихся между собой количеством осей вращения и длиной сегментов L1 и L2 от которых зависит диапазон и погрешность измерений:

- серия Е включает в себя семь модификаций с шестью осями вращения: 1,5 м; 2,0 м; 2,5 м; 3,0 м; 3,5 м; 4,0 м; 4,5 м;

- серии М и Р включают в себя по семь модификаций с шестью осями вращения: 1,5 м; 2,0 м; 2,5 м; 3,0 м; 3,5 м; 4,0 м; 4,5 м; и по шесть модификаций с семью осями вращения: 2,0 м; 2,5 м; 3,0 м; 3,5 м; 4,0 м; 4,5 м.

Машины шестиосевых модификаций выпускаются только с контактными щупами. Машины семиосевых модификаций выпускаются с контактными щупами и дополнительно могут комплектоваться лазерными сканерами PMT ALPHA HD, PMT ALPHA SD.

Заводской номер КИМ в буквенно-числовом формате указывается типографским способом на расположенной на основании машины маркировочной наклейке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Диапазон измерений КИМ зависит от длины сегментов L1 и L2. Схема обозначения сегментов приведена на рисунке 1.

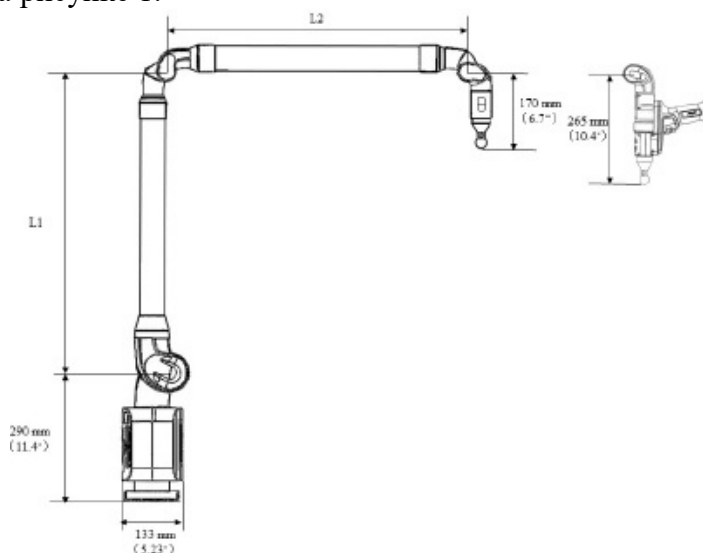


Рисунок 1 – Обозначение габаритных размеров машин

Общий вид машин координатно-измерительных портативных приведён на рисунках 2 - 4.



Рисунок 2 – Машины координатно-измерительные портативные PMT ALPHA серии E



а)



б)

Рисунок 3 – Машины координатно-измерительные портативные PMT ALPHA серии M:
а) с 6 осями вращения, б) с 7 осями вращения



а)



б)

Рисунок 4 – Машины координатно-измерительные портативные PMT ALPHA серии P:
а) с 6 осями вращения, б) с 7 осями вращения

Общий вид лазерных сканеров приведён на рисунке 5.



а)



б)

Рисунок 5 – Общий вид лазерных сканеров для КИМ с 7 осями вращения:
а) лазерный сканер PMT ALPHA SD б) лазерный сканер PMT ALPHA HD

Маркировочная наклейка с заводским номером КИМ и место нанесения знака утверждения типа средства измерений приведены на рисунке 6.

Место нанесения
маркировочной наклейки
с заводским номером
средства измерений

Место нанесения знака
утверждения типа
средства измерений



Рисунок 6 – Места нанесения маркировочной наклейки с заводским номером и знака утверждения типа средства измерений

В процессе эксплуатации КИМ не предусматривает внешних механических и электронных регулировок. Пломбирование КИМ не производится.

Программное обеспечение

Машины координатно-измерительные портативные РМТ ALPHA работают под управлением метрологически значимого программного обеспечения (далее – ПО), устанавливаемого на внешнем ПК. ПО предназначено для проведения измерений, расчета и контроля параметров.

ПО являются неизменными, средства для программирования или изменения метрологически значимых функций отсутствуют.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	Autodesk PowerInspect	Poly Works	Metrolog X4	CAM3	Rational DMIS
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	V.10	V.2016	V.7	V.10	7.7
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-				

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики КИМ серии E

Наименование характеристики	Значение						
Модификация	1,5 м	2,0 м	2,5 м	3,0 м	3,5 м	4,0 м	4,5 м
Диапазон измерений, м	от 0 до 1,5	от 0 до 2,0	от 0 до 2,5	от 0 до 3,0	от 0 до 3,5	от 0 до 4,0	от 0 до 4,5
Повторяемость результата измерений координат точки (при измерениях контактным щупом), мм	0,038	0,041	0,050	0,080	0,098	0,116	0,128
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений геометрических параметров (при измерениях контактным щупом), мм	±0,036	±0,040	±0,045	±0,065	±0,080	±0,100	±0,120

Таблица 3 - Метрологические характеристики КИМ серии М с шестью осями вращения

Наименование характеристики	Значение						
Модификация	1,5 м	2,0 м	2,5 м	3,0 м	3,5 м	4,0 м	4,5 м
Диапазон измерений, м	от 0 до 1,5	от 0 до 2,0	от 0 до 2,5	от 0 до 3,0	от 0 до 3,5	от 0 до 4,0	от 0 до 4,5
Повторяемость результата измерений координат точки (при измерениях контактным щупом), мм	0,026	0,032	0,038	0,052	0,066	0,083	0,108
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений геометрических параметров (при измерениях контактным щупом), мм	±0,025	±0,028	±0,030	±0,042	±0,056	±0,066	±0,089

Таблица 4 - Метрологические характеристики КИМ серии М с семью осями вращения

Наименование характеристики	Значение					
Модификация	2,0 м	2,5 м	3,0 м	3,5 м	4,0 м	4,5 м
Диапазон измерений, м	от 0 до 2,0	от 0 до 2,5	от 0 до 3,0	от 0 до 3,5	от 0 до 4,0	от 0 до 4,5
Повторяемость результата измерений координат точки (при измерениях контактным щупом), мм	0,040	0,048	0,078	0,092	0,102	0,132
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений геометрических параметров (при измерениях контактным щупом), мм	±0,030	±0,032	±0,053	±0,066	±0,082	±0,099
Повторяемость результата измерений координат точки (при измерениях лазерным сканером PMT ALPHA HD), мм	0,040	0,045	0,052	0,065	0,081	0,131
Повторяемость результата измерений координат точки (при измерениях лазерным сканером PMT ALPHA SD), мм	0,050	0,055	0,062	0,076	0,090	0,139

Таблица 5 - Метрологические характеристики КИМ серии Р с шестью осями вращения

Наименование характеристики	Значение						
Модификация	1,5 м	2,0 м	2,5 м	3,0 м	3,5 м	4,0 м	4,5 м
Диапазон измерений, м	от 0 до 1,5	от 0 до 2,0	от 0 до 2,5	от 0 до 3,0	от 0 до 3,5	от 0 до 4,0	от 0 до 4,5
Повторяемость результата измерений координат точки (при измерениях контактным щупом), мм	0,024	0,030	0,032	0,045	0,060	0,077	0,101
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений геометрических параметров (при измерениях контактным щупом), мм	±0,022	±0,024	±0,026	±0,038	±0,052	±0,063	±0,080

Таблица 6 - Метрологические характеристики КИМ серии Р с семью осями вращения

Наименование характеристики	Значение					
Модификация	2,0 м	2,5 м	3,0 м	3,5 м	4,0 м	4,5 м
Диапазон измерений, м	от 0 до 2,0	от 0 до 2,5	от 0 до 3,0	от 0 до 3,5	от 0 до 4,0	от 0 до 4,5
Повторяемость результата измерений координат точки (при измерениях контактным щупом), мм	0,038	0,042	0,072	0,088	0,098	0,122
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений геометрических параметров (при измерениях контактным щупом), мм	±0,026	±0,028	±0,048	±0,061	±0,076	±0,095
Повторяемость результата измерений координат точки (при измерениях лазерным сканером PMT ALPHA HD), мм	0,038	0,042	0,047	0,060	0,074	0,120
Повторяемость результата измерений координат точки (при измерениях лазерным сканером PMT ALPHA SD), мм	0,043	0,048	0,055	0,068	0,080	0,125

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение												
Количество осей вращения	6							7					
Модификация (все серии)	1,5 м	2,0 м	2,5 м	3,0 м	3,5 м	4,0 м	4,5 м	2,0 м	2,5 м	3,0 м	3,5 м	4,0 м	4,5 м
Габаритные размеры (длина сегмента L1), мм, не более	305	430	555	680	805	930	1055	430	555	680	805	930	1055
Габаритные размеры (длина сегмента L2), мм, не более	305	430	555	680	805	930	1055	430	555	680	805	930	1055
Масса, кг, не более	9,0	9,3	9,6	9,9	10,2	10,5	10,8	9,7	10,0	10,3	10,6	10,9	11,2
Напряжение эл. питания, В	от 100 до 240												
Частота переменного тока, Гц													
Условия эксплуатации: - диапазон рабочих температур, °С	от +18 до +22												
- относительная влажность, %, не более													
	90												

Знак утверждения типа

наносится на основание машины методом наклеивания и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Машина координатно-измерительная портативная в комплекте (модификация в соответствии с заказом потребителя)	PMT ALPHA	1 шт.
Транспортировочный кейс для КИМ	-	1 шт.
Кейс для щупов	-	1 шт.
Измерительный щуп 3 мм	-	1 шт.
Измерительный щуп 6 мм	-	1 шт.
Гаечный ключ 12 мм	-	1 шт.
Компенсационное приспособление PMT ALPHA (по заказу)	-	1 шт.
Кабель питания	-	1 шт.
USB-кабель	-	1 шт.
Литий-ионный аккумуляторный блок	-	2 шт.
Пылезащитный чехол	-	1 шт.
Сертификат заводской калибровки	-	1 экз.
Рукоятка пистолетного типа ¹⁾	-	1 шт.
Лазерный сканер PMT ALPHA, модель в соответствии с заказом потребителя (по заказу) ¹⁾	-	1 шт.
Программное обеспечение	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации на русском языке	-	1 экз.
¹⁾ – только для моделей с 7 осями вращения		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Главе 5 «Методика измерений» документа «Машины координатно-измерительные портативные PMT ALPHA. Руководство по эксплуатации.»

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений геометрических параметров поверхностей сложной формы, в том числе эвольвентных поверхностей и угла наклона линии зуба, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 апреля 2021 г. № 472;

Стандарт предприятия PMT Technologies (Suzhou) Co.,Ltd, Китай.

Правообладатель

PMT Technologies (Suzhou) Co.,Ltd, Китай

Адрес: F3, Building C2, Intelligence Industrial Park No.88 Jinjihu Avenue, Suzhou Industrial Park 215123 Suzhou, China

Телефон: 0512 6286 8300

E-mail: info@pmt3d.com

Изготовитель

PMT Technologies (Suzhou) Co.,Ltd, Китай

Адрес: F3, Building C2, Intelligence Industrial Park No.88 Jinjihu Avenue, Suzhou Industrial Park 215123 Suzhou, China

Испытательный центр

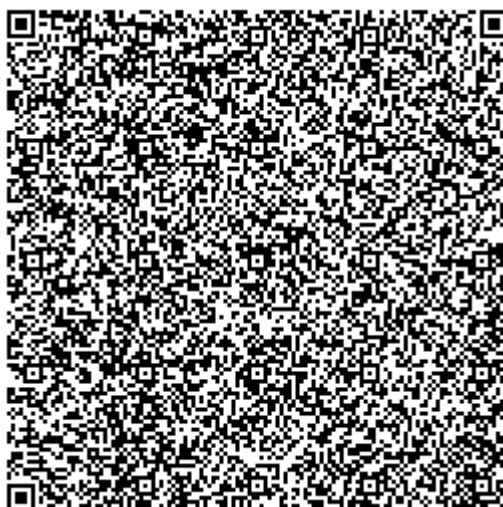
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Адрес 142300, Московская обл., г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2, лит. А, помещ. I

Телефон: +7 (495) 108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» апреля 2023 г. № 811

Регистрационный № 88780-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический ЕП40-2400-1-2К

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический ЕП40-2400-1-2К (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной горизонтальный цилиндрический, номинальной вместимостью 40 м³ подземного расположения.

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

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на крышку горловины резервуара (рисунок 1).

Резервуар ЕП40-2400-1-2К с заводским номером 215, расположен на территории Ачинской ЛПДС по адресу: Красноярский край, Ачинский район, с. Большая Салырь.

Общий вид резервуара ЕП40-2400-1-2К представлен на рисунках 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 –Место нанесения заводского номера



Рисунок 2 – Общий вид резервуара ЕП40-2400-1-2К

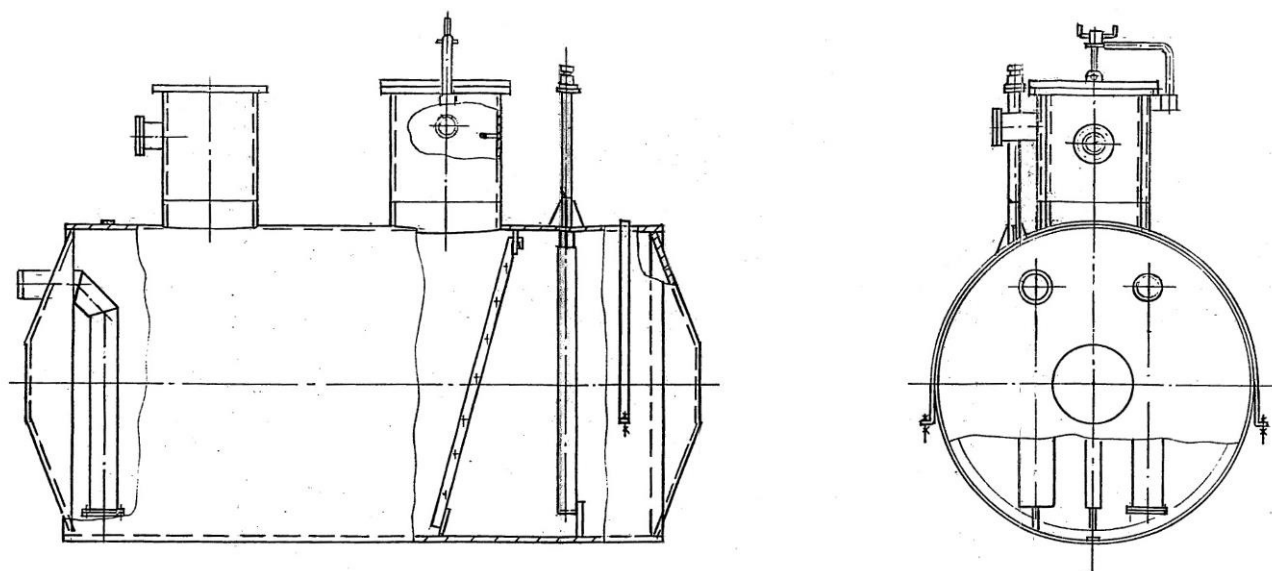


Рисунок 3 – Общий вид резервуара ЕП40-2400-1-2К

Пломбирование резервуара ЕП40-2400-1-2К не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	40
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Т а б л и ц а 3- Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	ЕП40-2400-1-2К	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

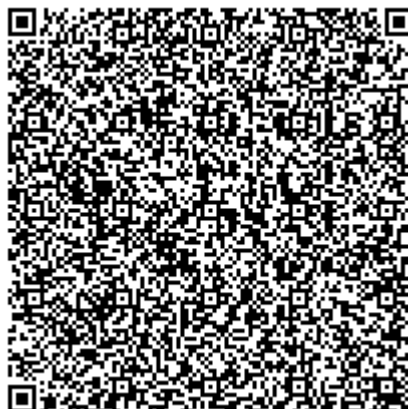
Закрытое акционерное общество «Металлист» (ЗАО «Металлист»)
ИНН 5053001342
Адрес: 144000, Московская обл., г. Электросталь, ул. Красная, д. 13

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Металлист» (ЗАО «Металлист»)
ИНН 5053001342
Адрес: 144000, Московская обл., г. Электросталь, ул. Красная, д. 13

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51
Телефон: +7 9372834420
Факс +7 (843) 515-00-21
E-mail: trifonovua@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» апреля 2023 г. № 811

Регистрационный № 88779-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества газа на объекте участка 1А Ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (СИКГ №1)

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества газа на объекте участка 1А Ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (СИКГ №1) изготовленная ЗАО НИЦ «Инкомсистем», г. Казань (далее – система измерений) предназначена для автоматического измерения расхода и количества газа горючего природного подготовленного до требований СТО Газпром 089-2010 (далее – газ), приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, определения показателей качества газа на УКПГ-31 участка 1А Ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

Описание средства измерений

Принцип действия системы измерений основан на использовании косвенного метода динамических измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, по результатам измерений при рабочих условиях объемного расхода, температуры и давления газа.

Выходные сигналы ультразвукового преобразователя расхода, а также измерительных преобразователей давления и температуры газа поступают в контроллер измерительный (далее – вычислитель) в реальном масштабе времени. Передача информации от ультразвукового преобразователя расхода осуществляется по цифровому протоколу передачи информации. Передача информации от преобразователей давления и температуры по каналу 4-20 мА. По полученным измерительным сигналам вычислитель производит вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

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

Система измерений обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение в автоматическом режиме, индикацию, регистрацию объема (объемного расхода) газа при рабочих температуре и давлении и приведенных к стандартным условиям через каждый измерительный трубопровод (далее – ИТ) и систему измерений в целом;
- измерение в автоматическом режиме, индикацию, регистрацию абсолютного давления газа на каждом ИТ;

- измерение в автоматическом режиме, индикацию, регистрацию температуры газа на каждом ИТ;
- определение суммарного количества перекачиваемого газа в единицах объема при стандартных условиях за отдельные периоды времени (час, смену, сутки, месяц, год);
- автоматическое измерение, и индикацию компонентного состава, вычисление и индикацию плотности при стандартных условиях, теплоты сгорания и числа Воббе газа по результатам измерений компонентного состава;
- автоматическую сигнализацию при достижении предельных значений содержания компонент;
- архивирование и хранение данных анализа компонентного состава газа в течение года;
- автоматическую запись компонентного состава по ГОСТ 31371 в вычислители расхода, расчет плотности и коэффициента сжимаемости газа по ГОСТ 30319, 31369 в вычислителе расхода (основном и дублирующем);
- ручной ввод с применением АРМ компонентного состава газа в вычислители расхода по данным анализов лаборатории;
- автоматическое измерение, вычисление и индикацию влажности газа, пересчет ее в значения температуры точки росы по воде, приведенной к давлению 3,92 МПа;
- автоматическое измерение, вычисление и индикацию температуры точки росы по углеводородам;
- ведение и архивирование журнала событий системы измерений (переключение, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах системы измерений и ее элементов) и сохранения архива контроллера расхода на глубину не менее 35 суток;
- индикация температуры и давления газа по месту;
- контроль метрологических характеристик рабочего преобразователя расхода по рабоче-резервному с формированием протокола;
- ручной отбор точечной пробы газа по ГОСТ 31370;
- дистанционный контроль положения и автоматическое управление исполнительными механизмами;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа программными средствами и механическим опломбированием соответствующих конструктивов и блоков системы;
- отображение на АРМ оператора измеренных и расчетных значений контролируемых параметров;
- ведение журнала оператора, формирование актов приема-сдачи газа;
- распечатка отчетов вычислителя, журналов аварий и вмешательств в вычислитель, протокол показателей качества газа;
- возможность передачи на верхний уровень по Ethernet следующих параметров:
- мгновенный расход газа по каждому ИТ и системе измерений в целом ($\text{м}^3/\text{ч}$) в рабочих и стандартных условиях;
- объем газа, приведенный к стандартным условиям, за час по каждому ИТ и системе измерений в целом (м^3);
- объем газа, приведенный к стандартным условиям, за сутки по каждому ИТ и системе измерений в целом (м^3);
- текущее абсолютное давление газа по каждому ИТ (МПа);
- текущая температура газа по каждому ИТ ($^{\circ}\text{C}$);
- данные о показателях и параметрах качества газа, введенных в вычислитель (плотность газа, компонентный состав газа, энергосодержание);
- текущая температура точки росы газа по влаге в рабочих условиях и приведённая к давлению 3,92 МПа, температура точки росы по углеводородам в рабочих условиях.

В состав системы измерений входят:

- блок измерительных трубопроводов (далее – БИТ) (DN600): рабочий и резервный измерительные трубопроводы;
- блок контроля качества (далее – БКК) (DN6);
- система обработки информации (далее – СОИ);

Система измерений состоит из измерительных каналов объемного расхода газа, температуры газа, давления газа, а также устройства обработки информации и вспомогательных компонентов. В состав системы измерений входят следующие средства измерений: преобразователь расхода газа ультразвуковой SeniorSonic с электронным модулем серии Mark (рег.№ 43212-09), преобразователь давления измерительный 3051TA (рег.№ 14061-10), преобразователь измерительный 3144P (рег.№ 14683-09), термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (рег.№ 22257-11), контроллер измерительный FloBoss S600+ (рег.№ 64224-16), анализатор влажности 3050 модели 3050-OLV (рег.№ 35147-07), анализатор температуры точки росы по углеводородам модель 241CE II (рег.№ 20443-11), хроматограф газовый промышленный специализированный MicroSAM (рег.№ 46586-11), манометр показывающий для точных измерений МПТИ (рег.№ 26803-11), термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №1 (рег.№ 303-91), преобразователь измерительный тока и напряжения с гальванической развязкой (барьер искрозащиты) серии K модель KFD2-STC4-Ex1.20 (рег.№ 22153-08).

Алгоритмы вычислений системой измерений реализованы в программном обеспечении контроллера измерительного FloBoss S600+ и предназначены для:

- автоматического сбора и обработки сигналов, поступающих от измерительных преобразователей расхода, давления, температуры, влажности, состава газа;
- контроля нарушения предупредительных границ, аварийных значений и уставок;
- индикации на экранах цветных мониторов автоматизированного рабочего места оператора общих мнемосхем системы измерений и входящих в его состав ИТ с динамической индикацией выведенных на них контролируемых параметров нормированного расхода в цифровом виде, а также в виде графиков изменения во времени (трендов);
- автоматического расчета объемного расхода и объема газа, прошедшего через систему измерений, приведённых к стандартным условиям, по каждому ИТ;
- индикации на экране и звуковой сигнализации выхода параметров за технологические предупредительные и аварийные пределы, сигнализацию аварий;
- формирования и выдачи данных оперативному персоналу сообщений об авариях, нештатных ситуациях и других событиях на объекте, сообщений о действиях операторов-технологов;
- автоматического обнаружения отказов технических и программных средств, нарушений целостности измерительных каналов;
- разграничения доступа пользователей по паролю;
- защиты данных, параметров настройки и результатов вычислений от несанкционированного изменения;
- просмотра архивов печатных документов на экране дисплея и распечатки их на принтере;
- просмотра истории параметров процесса на экране дисплея в виде графиков, распечатки на принтере;
- регистрации и архивировании аварийных, нештатных, санкционированных и несанкционированных событий с присвоением метки времени и формирование их признака;
- формирования и печати отчетов по измерительным трубопроводам;
- ручного ввода справочных данных, констант, условно-постоянных величин;

- защиты от несанкционированного изменения справочных данных, констант, условно-постоянных величин;
- сохранности данных при обесточивании сети питания;
- передачи информации на верхний уровень по согласованным протоколам обмена;
- корректировки показаний УЗПР от воздействия температуры и давления.

Пересчет из содержания водяных паров в значение температуры точки росы по воде (а также приведение к давлению 3,92 МПа) осуществляется с помощью аттестованного программного обеспечения Зилант-5 (свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения №71013-17), реализованного в комплексе вычислительном на базе DeltaV.

Пломбировка элементов СИКГ проводится в соответствии с их эксплуатационной документацией. Заводской номер СИКГ нанесен на маркировочную табличку, размещенную перед входом в блок-бокс СИКГ.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) системы измерений обеспечивает реализацию функций системы измерений. ПО системы измерений разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО системы измерений. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами.

Защита ПО системы измерений от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем разделения, идентификации и защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО системы измерений осуществляется путем отображения на дисплее вычислителя или на мониторе операторской станции управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы измерений, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям. Идентификационные данные приведены в Таблице 1.

ПО системы измерений защищено многоуровневой системой защиты, которая предоставляет доступ только уполномоченным пользователям и одновременно определяет, какие из данных пользователь может вводить или изменять. Каждому пользователю присваивается уровень защищенного доступа и пароль. Доступ к метрологически значимой части ПО системы измерений для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы измерений обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования.

Метрологические характеристики системы измерений нормированы с учетом влияния ПО.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25
Цифровой идентификатор ПО (CRC16)	0x1990

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики представлены в таблице 2, основные технические характеристики представлены в таблице 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, по одной измерительной линии, м ³ /ч	от 46500 до 2840000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, %	±0,8

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение характеристики
Рабочая среда	Газ осушенный, в соответствии с СТО Газпром 089-2010
Расход газа при рабочих условиях по одной измерительной линии, м ³ /ч	от 910 до 26500
Абсолютное давление газа, МПа	от 4,5 до 7,5
Температура газа, °С	от -5 до +15
Плотность при стандартных условиях (+20 °С, 0,1013 МПа), кг/м ³	от 0,67 до 0,80
Температура точки росы по воде при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см ²), °С, не выше: – зимний период – летний период	-20 -14
Условия эксплуатации: -температура окружающего воздуха, °С -относительная влажность, % -атмосферное давление, кПа	от 10 до 35 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Частота источника переменного тока 220 В, Гц	50 ± 1
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	18000
Средний срок службы, лет, не менее	12

Знак утверждения типа наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ представлена в таблице 4

Таблица 4 – Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества газа на объекте участка 1А Ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (СИКГ №1), зав. № 1447-12	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества газа на объекте «Обустройство участка 1А Ачимовских отложений Уренгойского месторождения на полное развитие с выделением пускового комплекса (20 скважин). Пусковой комплекс. Система измерений количества и показателей качества газа СИКГ №1». С изменениями №1, №2, 3. ФР.1.29.2021.38929

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Акционерное общество «Ачимгаз» (АО «Ачимгаз»)
Юридический адрес: 629309, Ямало-Ненецкий АО, г. Новый Уренгой, мкр. Славянский, д.10
ИНН 8904047896
Тел. +7 (843) 221-70-00. Факс +7 (843) 221 70 01
E-mail: kancelyaria@achimgaz.ru

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «НАУЧНО-ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР «ИНКОМСИСТЕМ» (ЗАО «НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»)
ИНН 1660002574
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, д. 17
Тел.: (843) 212-50-10; факс (843) 212-50-20
E-mail: mail@incomsystem.ru

Испытательный центр

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

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

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

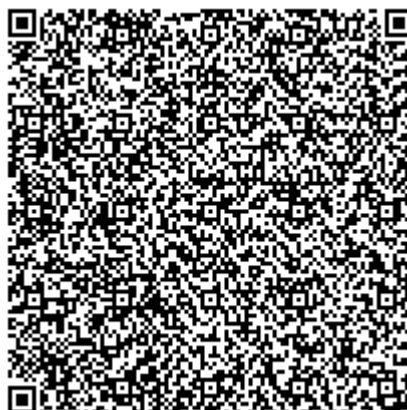
Телефон: 8(843) 272-70-62

Факс: 8(843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» апреля 2023 г. № 811

Регистрационный № 88778-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд» (Артель старателей «Нейва»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд» (Артель старателей «Нейва») (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, 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд» (Артель старателей «Нейва»), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер ИВК, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – 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».

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 верхний уровень системы (сервер – ИВК), где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. ИВК выполняет: формирование и хранение поступающей информации; оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от ИВК с помощью электронной почты. Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» осуществляется от ИВК с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

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 (ГНСС) ГЛОНАСС. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера АИИС КУЭ. Сравнение часов сервера АИИС КУЭ и часов приемника УСВ осуществляется встроенным программным обеспечением. Коррекция часов сервера АИИС КУЭ проводится автоматически при расхождении часов сервера АИИС КУЭ и часов приемника УСВ более чем на ± 1 с.

Сравнение часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ проводится при каждом сеансе связи, коррекция производится 1 раз в сутки при расхождении часов счетчика и сервера АИИС КУЭ более чем на ± 2 с.

Сведения о коррекции времени содержатся в журналах событий счётчика и сервера АИИС КУЭ.

Журнал событий счетчика электроэнергии содержит сведения о времени (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журнал событий сервера АИИС КУЭ содержит сведения о времени (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счётчиков АИИС КУЭ и расхождении времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера ИВК, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ 001.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ/Сервер
1	ПС 35 кВ Аник-Пачка, РУ-6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S КтТ 600/5 Рег. № 58720-14	НАМИ Кл. т. 0,5 КтН 6000/100 Рег. № 60002-15	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ HPE Proliant DL 360 Gen10
2	ПС 35 кВ Аник-Пачка, ввод 0,22 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 КтТ 100/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
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 3 метрологических характеристик.					
2 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.					
3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).					
4 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.					
5 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.					
6 Допускается уменьшение количества ИК.					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

Номер ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени ($\pm\Delta$), с
1	2	3	4	5
1	активная	1,2	3,4	5
	реактивная	2,8	5,8	
2	активная	1,0	3,2	
	реактивная	2,4	5,6	

Продолжение таблицы 3

Примечания 1 Характеристики 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 для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 2 от 0 до + 40 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - 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 -45 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: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 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:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадаания и восстановления.
- журнал сервера АИИС КУЭ:
- изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадаание питания;
 - замена счетчика;

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 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	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	2
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор напряжения	НАМИ	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.04	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	-	1
Паспорт-Формуляр	77148049.422222.179-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд» (Артель старателей «Нейва»)), 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 средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»

(ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»)

ИНН 6672185635

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Белинского, 9/ Красноармейская, д. 26

Телефон: +7 (343) 310-70-80

Факс: +7 (343) 310-32-18

E-mail: office@arstm.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»

(ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»)

ИНН 6672185635

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Белинского, 9/ Красноармейская, д. 26

Телефон: +7 (343) 310-70-80

Факс: +7 (343) 310-32-18

E-mail: office@arstm.ru

Испытательный центр

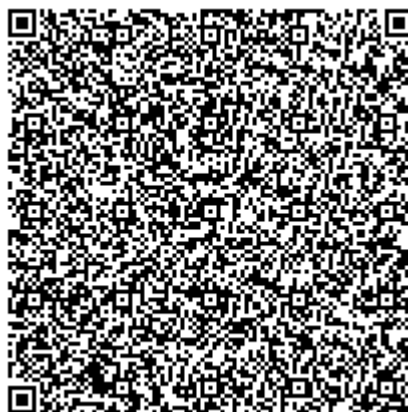
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» апреля 2023 г. № 811

Регистрационный № 88777-23

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Богдановичское ОАО «Огнеупоры»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) Богдановичское ОАО «Огнеупоры», включающий в себя каналообразующую 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) 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 (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, 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 и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). Корректировка часов ИВК выполняется автоматически, от УСВ на величину не более ± 2 с. Корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и ИВК на величину более ± 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.

Маркировка заводского номера АИИС КУЭ наносится на этикетку расположенную на тыльной стороне сервера БД уровня ИВК типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре конкретного изделия с указанием перечня (состава) измерительных каналов.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ: 01

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	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов 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 Башаринская, КРУ-6 кВ, 1 сш, яч. 1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
2	ПС 110 кВ Башаринская, КРУ-6 кВ, 1 сш, яч. 4	ТПЛ Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
3	ПС 110 кВ Башаринская, КРУ-6 кВ, 1 сш, яч. 6	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
4	ПС 110 кВ Башаринская, КРУ-6 кВ, 1 сш, яч. 20	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		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 Башаринская, КРУ-6 кВ, 2 сш, яч. 9	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM2- 00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
6	ПС 110 кВ Башаринская, КРУ-6 кВ, 2 сш, яч. 19	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM2- 00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
7	ПС 110 кВ Башаринская, КРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 34	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	Меркурий 234 ARTM2- 00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
8	ПС 110 кВ Башаринская, КРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 48	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	Меркурий 234 ARTM2- 00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
9	ПС 110 кВ Башаринская, КРУ-6 кВ, 4 сш, яч. 51	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	Меркурий 234 ARTM2- 00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
10	ПС 110 кВ Башаринская, КРУ-6 кВ, 4 сш, яч. 58	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	Меркурий 234 ARTM2- 00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
11	ПС 35 кВ Полдневая, РУ- 6 кВ, 1 сш, яч. 2	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2363-68	НТМК-6-48 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 323-49	Меркурий 234 ARTM2- 00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ПС 35 кВ Полдневая, РУ- 6 кВ, 2 сш, яч. 7	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08	Меркурий 234 ARTM2- 00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,3$
						реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 5,7$
13	ПС 35 кВ Полдневая, РУ- 6 кВ, 2 сш, яч. 10, ф. Очистные	ТПЛ Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08	Меркурий 234 ARTM2- 00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,4$
						реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 5,8$
14	ТП-1 6 кВ, РУ- 6 кВ, яч. 4, ф. Рабочая	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	Меркурий 234 ARTM2- 00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,3$
						реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 5,7$
15	ТП-1 6 кВ, РУ- 6 кВ, яч. 16, ф. Техникум	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM2- 00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,3$
						реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 5,7$
16	ТП-4 6 кВ, РУ- 6 кВ, яч. 3, ф. АТП	ТПЛ-10УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM2- 00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,3$
						реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 5,7$
17	ВРУ-0,4 кВ Котельной №7, ф. Котельная №7	ТШН-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 3728-10	-	Меркурий 234 ARTM2- 03 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	$\pm 1,0$	$\pm 3,2$
						реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 5,6$

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	18
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от – 45 до +40 от – 45 до +70 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	320000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее – при отключении питания, лет, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	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	Тип	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	8
Трансформатор тока	ТПЛ	4
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10	12
Трансформатор тока	ТПЛ-10УЗ	2
Трансформатор тока	ТШН-0,66	3
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	3
Трансформатор напряжения	НТМК-6-48	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R	7
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	9
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	ЕГ.01.01-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) Богдановичское ОАО «Огнеупоры», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Богдановичское Открытое акционерное общество по производству огнеупорных материалов (Богдановичское ОАО «Огнеупоры»)

ИНН 6605001321

Адрес: 623530, Свердловская обл, Богдановичский р-н, г. Богданович, ул. Гагарина, д. 2

Телефон: 8 (34376) 2-21-07

Факс: 8 (34376) 2-13-61

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант» (ООО «ЕЭС-Гарант»)
ИНН 5024173259

Адрес: 143421, Московская обл, Красногорский р-н, 26 км автодороги «Балтия»,
бизнес-центр «Рига Ленд», стр. 3, оф. 429 (часть «А»)

Телефон: 8 (495) 980-59-00

Факс: 8 (495) 980-59-08

Испытательный центр

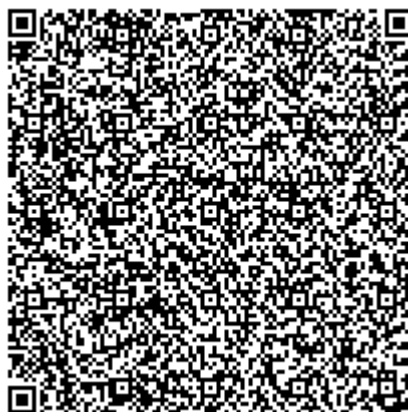
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» апреля 2023 г. № 811

Регистрационный № 88776-23

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Совгаванская ТЭЦ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Совгаванская ТЭЦ (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 решает следующие задачи:

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – 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 (далее по тексту – ИВКЭ), включает в себя контроллер многофункциональный ARIS MT200 (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ), входящее в состав УСПД, каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) АО «ДГК», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «ТЕЛЕСКОП+».

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

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика. 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 (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

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

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

СОЕВ включает в себя УСВ (входящее в состав УСПД) на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УСВ более чем на ± 1 мс. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов УСПД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на ± 2 с. Коррекция часов сервера БД осуществляется от часов УСПД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ± 1 с.

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

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1119.02) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Совгаванская ТЭЦ, ОРУ 110 кВ, яч.4, ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ - Окоча I цепь	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S Ктт 200/5 Рег. № 44640-10	ЗНОГ Кл.т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ARIS MT200 Рег. № 72363-18	активная реактивная	± 0,6 ± 1,3	± 1,7 ± 3,9
2	Совгаванская ТЭЦ, ОРУ 110 кВ, яч.6, ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ - Ванино I цепь	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 44640-10	ЗНОГ Кл.т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	± 0,6 ± 1,3	± 1,7 ± 3,9
3	Совгаванская ТЭЦ, ОРУ 110 кВ, яч.10, ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ - Эгге	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 44640-10	ЗНОГ Кл.т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	± 0,6 ± 1,3	± 1,7 ± 3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Совгаванская ТЭЦ, ОРУ 110 кВ, яч.2, ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ - Окоча II цепь	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S Ктт 200/5 Рег. № 44640-10	ЗНОГ Кл.т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ARIS MT200 Рег. № 72363-18	активная реактивная	± 0,6 ± 1,3	± 1,7 ± 3,9
5	Совгаванская ТЭЦ, ОРУ 110 кВ, яч.8, ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ - Ванино II цепь	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 44640-10 ТОГФ (П) Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 61432-15	ЗНОГ Кл.т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	± 0,6 ± 1,3	± 1,7 ± 3,9
6	Совгаванская ТЭЦ, ОРУ 110 кВ, яч.7, ОВ-110 кВ	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 44640-11 ТОГФ (П) Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 61432-15 ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 44640-11	ЗНОГ Кл.т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	± 0,6 ± 1,3	± 1,7 ± 3,9
7	Совгаванская ТЭЦ, ТГ №1 10,5 кВ	ТВ-ЭК Кл.т. 0,2S Ктт 5000/5 Рег. № 56255-14	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн 10500:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	± 0,8 ± 1,8	± 1,8 ± 4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	Совгаванская ТЭЦ, ТГ №2 10,5 кВ	ТВ-ЭК Кл.т. 0,2S Ктт 5000/5 Рег. № 56255-14	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн 10500:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ARIS MT200 Рег. № 72363-18	активная реактивная	± 0,8 ± 1,8	± 1,8 ± 4,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от минус 40 до плюс 60 °С. 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик. 6 Допускается замена УСПД на аналогичное утвержденного типа. 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 9 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	8
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -60 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от -10 до +40
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 УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 70000 1 100000 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 30 45 10 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:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал УСПД:
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - перезапусков ИВКЭ;
 - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - результатов самодиагностики;
 - отключения питания.
- журнал сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

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 систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	16
Трансформаторы тока	ТОГФ (П)	2
Трансформаторы тока	ТВ-ЭК	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-ЭК	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	8
Контроллер многофункциональный	ARIS MT200	1
Программное обеспечение	ПО «ТЕЛЕСКОП+»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1119.02 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Совгаванская ТЭЦ, аттестованном ООО «МЦМО», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»)

ИНН 1434031363

Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, д. 49

Изготовитель

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

ИНН 3328489050

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

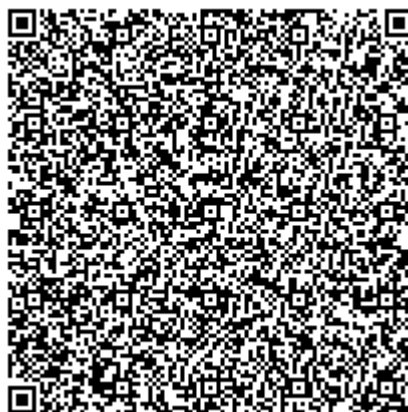
Испытательный центр

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

ИНН 3328489050

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» апреля 2023 г. № 811

Регистрационный № 88775-23

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПромЭнергоСбыт» (2 очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) и 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, 3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя сервер сбора и баз данных (далее – сервер) с программным обеспечением (далее – ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени (далее – УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для обеспечения электропитания, организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на вход соответствующего GSM-модема, далее по каналам связи стандарта GSM поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в том числе вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации с уровня ИВК в АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности, в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде XML файлов формата 80020 в соответствии с действующими требованиями к представлению информации. Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

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

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

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS, ГЛОНАСС), встроенные часы сервера АИИС КУЭ и счетчиков.

Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи с УССВ, корректировка часов сервера выполняется при наличии расхождения с временем УССВ.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков выполняется при наличии расхождения с часами сервера.

Журналы событий счетчиков и сервера 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 средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№1110) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

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

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основная погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП Котельная 10 кВ, РУ 10 кВ, ф.Поселок-1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
2	ТП Котельная 10 кВ, РУ 10 кВ, ф.Поселок-2	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-10-66У3 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
								реактивная
3	ТП Урванка 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ф. ул.Мира, д.9, 11	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2 Ктт 100/5 Рег. № 47959-11	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±0,7	±3,2
								реактивная
4	ТП Урванка 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ф. пос.Депо, д.19	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 47959-16	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±0,7	±3,3
								реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ТП Урванка 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ф. пос.Депо, д.18а	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2 Ктт 200/5 Рег. № 47959-11	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±0,7	±3,2
						реактивная	±1,3	±6,4
6	ТП Урванка 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ф. пос.Депо, д.20	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2 Ктт 200/5 Рег. № 47959-11	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±0,7	±3,2
						реактивная	±1,3	±6,4
7	ТП Урванка 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ф. ул.Мира, д.9а	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2 Ктт 75/5 Рег. № 47959-11	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±0,7	±3,2
						реактивная	±1,3	±6,4
8	ПС 35 кВ Выглядовка, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф. Звероферма	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 814-53	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,9	±3,0
						реактивная	±2,3	±5,5
9	ТП 1013 6 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 71402-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
10	ТП 1216 6 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I = 0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40 до $+60$ °С. 4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа. 7. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 8. Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений. 9. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	10
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °С	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от –40 до +35 от –40 до +60 от +10 до +25 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – типа СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – типа СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – типа ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 50460-18) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 220000 2 165000 2 45000 2 100000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

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

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:

- связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания электропитания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;

– журнал сервера:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
- перерывы электропитания;
- программные и аппаратные перезапуски;
- установка и корректировка времени;
- переход на летнее/зимнее время;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени;
- замена счетчика;
- полученные с уровня ИИК журналы событий.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;

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

- счётчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	1
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	15
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	3
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66У3	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.09	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1110 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПромЭнергоСбыт» (2 очередь), аттестованном ООО «МЦМО», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

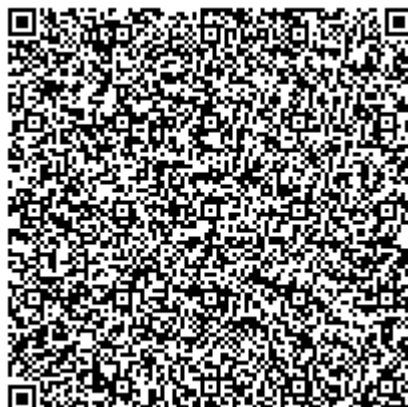
Общество с ограниченной ответственностью «Гарантирующий поставщик и специализированный застройщик Новомосковская энергосбытовая компания»
(ООО «ГП СЗ НЭСК»)
ИНН 7116127560
Адрес: 301650, Тульская обл., г. Новомосковск, ул. Калинина, д. 15

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПромЭнергоСбыт»
(ООО «ПромЭнергоСбыт»)
ИНН 7107064602
Адрес: 301650, Тульская обл., г. Новомосковск, ул. Калинина, д. 15

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» апреля 2023 г. № 811

Регистрационный № 88774-23

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГлавЭнергоСбыт» (ОАО «СУЭК-Кузбасс»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГлавЭнергоСбыт» (ОАО «СУЭК-Кузбасс») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные 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 электроустановки (далее – ИВКЭ), включает в себя устройства сбора и передачи данных МИР УСПД-01 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру, технические средства обеспечения электропитания.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), устройство синхронизации системного времени на базе радиочасов МИР РЧ-02 (далее – УССВ), сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) ПК «УЧЁТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» и технические средства обеспечения электропитания.

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

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

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер АИИС КУЭ), так же позволяет получить информацию по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию, получаемую посредством интеграции и/или в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ, в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet от АИИС КУЭ зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК (уровень счетчиков), ИВКЭ и ИВК (сервера БД).

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS, ГЛОНАСС), встроенные часы сервера БД АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков.

Коррекция времени сервера БД АИИС КУЭ производится от УССВ. Коррекция времени выполняется при расхождении времени сервера БД АИИС КУЭ и УССВ. Коррекция времени УСПД производится от сервера БД АИИС КУЭ. Коррекция времени УСПД происходит при расхождении с временем сервера БД АИИС КУЭ более, чем на ± 1 с. Коррекция времени счетчиков производится от УСПД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении с временем УСПД более, чем на ± 2 с.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 820.3) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «УЧЁТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» версии 2.5, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «УЧЁТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» 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 «УЧЁТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Программный комплекс УЧЁТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ EnergyRes.msi	Программа ПУЛЬТ ЧТЕНИЯ ДАННЫХ MirReaderSetup.msi
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.5	2.0.9.0
Цифровой идентификатор ПО	55a532c7e6a3c30405d702554617f7bc	6dcfa7d8a621420f8a52b8417b5f7b bc
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	MD5

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 35 кВ ш. Полысаевская (ПС-12), ввод 35 кВ Т1	ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-НТЗ-IV Кл.т. 0,5 КТН 35000/100 Рег. № 78303-20	МИР С-03.05Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08 / МИР РЧ-02 Рег. № 46656-22	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
2	ПС 35 кВ ш. Полысаевская (ПС-12), ввод 35 кВ Т2	ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-НТЗ-IV Кл.т. 0,5 КТН 35000/100 Рег. № 78303-20	МИР С-03.05Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
3	ПС 35 кВ Заинская (ПС-39), ОРУ-35 кВ, 1 секция 35 кВ, ВЛ-35 кВ Заречная-Никитинская-1	ТЛК-СТ-35 Кл.т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 58720-14	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III Кл.т. 0,5 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 57878-14	МИР С-03.05Т Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от -40 до +55 от -40 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - 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	290000 2 82500 2 140000 2 35000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	128 10 45 10 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

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-35	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные наружной установки	НАЛИ-НТЗ-IV	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III	5
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.4-35	1
Счетчики электрической энергии трехфазные электронные	МИР С-03.05Т	4
Устройство сбора и передачи данных	МИР УСПД-01	2
Радиочасы	МИР РЧ-02	1
Программное обеспечение	ПК «УЧЁТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.820.3 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГлавЭнергоСбыт» (ОАО «СУЭК-Кузбасс»), аттестованном ООО «МЦМО», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «СУЭК-КУЗБАСС» (АО «СУЭК-КУЗБАСС»)

ИНН 4212024138

Адрес: 652507, Кемеровская область - Кузбасс, г. Ленинск-Кузнецкий, ул. Васильева, д. 1

Изготовитель

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

ИНН 3328489050

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

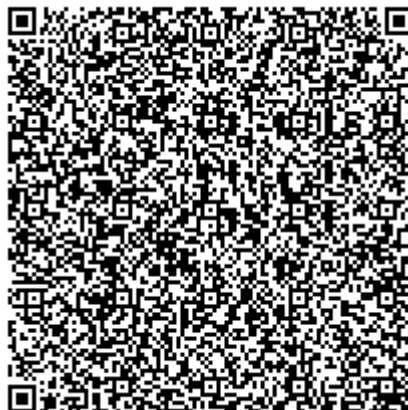
Испытательный центр

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

ИНН 3328489050

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» апреля 2023 г. № 811

Регистрационный № 88773-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Гигрометры Rotronic HygroPalm HP32

Назначение средства измерений

Гигрометры Rotronic HygroPalm HP32 (далее – гигрометры) предназначены для измерений относительной влажности и температуры неагрессивных газовых сред.

Описание средства измерений

Принцип действия гигрометров основан на сорбционном методе измерения относительной влажности, заключающемся в изменении емкости датчиком влажности, представляющего собой конденсатор с тонкой пленкой полимерного сорбента в качестве диэлектрика. Молекулы воды, обладающие высоким дипольным моментом, свободно проникают из анализируемого воздуха в полимерный адсорбирующий слой, изменяя диэлектрическую проницаемость среды между обкладками конденсатора, тем самым изменяя емкость конденсатора.

Гигрометры представляют собой портативные ручные измерительные приборы и включают в себя измерительный преобразователь (далее преобразователь) с дисплеем и подключаемый измерительный зонд HC2A-IC102 (далее – зонд). Зонд является взаимозаменяемым и включает в себя датчик относительной влажности и датчик температуры Pt100, встроенный микроконтроллер для цифровой обработки сигналов с датчиков и модуль энергонезависимой памяти, содержащей градуировочные коэффициенты и параметры настройки. Зонд обеспечивает передачу результатов измерений относительной влажности и температуры в цифровом формате в преобразователь, предназначенный для вывода значений измеряемых величин на жидкокристаллический дисплей, выбора режимов измерений, сохранения результатов измерений в память.

Идентификационный номер (ID) в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, обеспечивающий идентификацию каждого экземпляра средств измерений, нанесен на наклейку, расположенную на задней панели корпуса преобразователя, типографским методом.

К гигрометрам данного типа относятся гигрометры с идентификационными номерами (ID) 72000595, 72000596.

Нанесение знака поверки на гигрометры не предусмотрено.

Общий вид гигрометров с указанием мест нанесения знака утверждения типа и идентификационного номера (ID) представлен на рисунке 1.



Р и с у н о к 1 – Общий вид гигрометров
с указанием мест нанесения знака утверждения типа и идентификационного номера (ID)

Программное обеспечение

Преобразователь и зонд гигрометров имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО).

ПО преобразователя выполняет следующие функции:

- управление питанием измерительного преобразователя и зонда;
- обработку и передачу измерительной информации от зондов;
- отображение результатов измерений и служебной информации на встроенном дисплее;

- запись, хранение и считывание данных из встроенной энергонезависимой памяти;
- формирование аналоговых и цифровых выходных сигналов;
- пересчет единиц влажности по запросу пользователя;
- самодиагностику аппаратной части измерительного преобразователя.

ПО зонда выполняет следующие функции:

- обработку и передачу измерительной информации от датчиков;
- запись измерительной информации в память.

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик гигрометров.

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

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО преобразователя	ПО зонда
Идентификационное наименование ПО	недоступно	недоступно
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V1.5	V1.2-1
Цифровой идентификатор ПО	недоступен	недоступен

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений относительной влажности, %	от 0 до 100
Диапазон измерений температуры, °C	от -70 до +180
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности, %	$\pm 1,0$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	$\pm (0,1 + 0,002 \cdot t)^*$
* t – измеренное значение температуры, °C	

Т а б л и ц а 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры преобразователя, мм, не более:	
- высота	31
- длина	160
- ширина	66
Масса преобразователя, кг, не более	0,185
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °C	от -10 до +60
- относительная влажность, %	от 0 до 100
Средний срок службы, лет, не менее	8

Знак утверждения типа

наносится на заднюю панель корпуса преобразователя лазерной гравировкой и на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Гигрометр Rotronic HygroPalm	HP32	1 шт.
в составе:		
- преобразователь измерительный	—	1 шт.
- зонд измерительный	HC2A-IC102	1 шт.
Фильтр защитный тефлоновый	SPA-PTFE	1 шт.
Кабель micro USB	—	1 шт.
Мягкий кейс	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Использование по назначению» документа «Гигрометр Rotronic HygroPalm HP32. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2021 г. № 2885 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов».

Правообладатель

ROTRONIC AG, Швейцария

Адрес: Grindelstrasse 6 8303 Bassersdorf Schweiz Switzerland

Изготовитель

ROTRONIC AG, Швейцария

Адрес: Grindelstrasse 6 8303 Bassersdorf Schweiz Switzerland

Испытательный центр

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

Адрес: 644116, Омская обл., г. Омск, ул. Северная 24-я, д. 117А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311670.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» апреля 2023 г. № 811

Регистрационный № 88771-23

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НК НПЗ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), источник точного времени (ИТВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД, где осуществляется накопление, хранение и передача полученных данных на сервер, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка полученных данных, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Также сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Один раз в сутки сервер автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде xml-файлов установленных форматов. Файл с результатами измерений по электронной почте автоматически направляется на АРМ ООО «РН-Энерго». Передача информации от АРМ ООО «РН-Энерго» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭМ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи сети Internet в соответствии с действующими требованиями к предоставлению информации.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера и ИТВ. В качестве ИТВ используется УСПД со встроенным приемником сигналов точного времени, обеспечивающим синхронизацию по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с ИТВ осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний внутренних часов остальных УСПД (за исключением УСПД, выполняющего функции ИТВ) с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка внутренних часов таких УСПД от сервера производится независимо от величины расхождений.

Также внутренние часы УСПД могут производить корректировку времени от встроенного приемника сигналов точного времени, обеспечивающего синхронизацию с единым координированным временем UTC.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами соответствующего УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами УСПД на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера 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 средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ АО «НК НПЗ» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер/ ИТВ	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические ха- рактеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы допускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти (±δ), %	Границы допускае- мой отно- сительной погрешно- сти в рабо- чих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 35 кВ ГПП-2, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 7, КЛ 6 кВ ф. 7 в сторону ЦРП-2 6 кВ ССК	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; С	НТМИ-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	HP ProLiant DL380 Gen9 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-19	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
2	ЩСУ-5 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, пан. 1, КЛ 0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ СВГК	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14		Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
3	ПС 110 кВ ГПП-4, ЗРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ НКЗ-5	ТВ-СВЭЛ-110 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 43582-10 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14		Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС 110 кВ ГПП-4, ЗРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ НКЗ-6	ТВ-СВЭЛ-110 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 43582-10 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	HP ProLiant DL380 Gen9 ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-19	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
5	ПС 110 кВ ГПП-4, РУ-6 кВ, 7 СШ 6 кВ, яч. 87, КЛ 6 кВ в сторону РУ-6 кВ ГСК № 7	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5S 30/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; С	НТМИ-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14		Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
6	ПС 110 кВ ГПП-4, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 9, ВЛ 6 кВ ф. 9 в сторону РУ-6 кВ ССК	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; С	НТМИ-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14		Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
7	ТП-223 6 кВ, РУ-0,4 кВ 2Щ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ ГК № 5	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14		Актив- ная	0,9	2,9
							Реак- тивная	1,9	4,5
8	ПС 110 кВ ГПП-5, ЗРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ НКЗ-6	ТВ-СВЭЛ-110- IX Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 54722-13 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14		Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ПС 110 кВ ГПП-5, ЗРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ НКЗ-5	ТВ-СВЭЛ-110- IX Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 54722-13 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	HP ProLiant DL380 Gen9	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
10	ПС 35 кВ ГПП- Водозабора, РУ- 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 24, КЛ 6 кВ в сторону РУ-6 кВ КСП Волгарь	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
11	ПС 35 кВ ГПП- Водозабора, РУ- 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 11, КЛ 6 кВ в сторону РУ-6 кВ КСП Волгарь	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-19	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
12	ПС 35 кВ ГПП- Водозабора, РУ- 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 27, КЛ 6 кВ в сторону ТП-99 КНПЗ 6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	ПС 35 кВ ГПП-Водозабора, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ в сторону ТП-99 КНПЗ 6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	HP ProLiant DL380 Gen9 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-19	Актив-ная	1,3	3,3
							Реак-тивная	2,5	5,6
14	ПС 35 кВ ГПП-Водозабора, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 18	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив-ная	1,3	3,3
							Реак-тивная	2,5	5,6
15	ПС 35 кВ ГПП-Водозабора, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 14, КЛ-6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив-ная	1,3	3,3
							Реак-тивная	2,5	5,6
16	ПС 35 кВ ГПП-Водозабора, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 1, КЛ-6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив-ная	1,3	3,3
							Реак-тивная	2,5	5,6
17	ПС 35 кВ ГПП-Водозабора, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 26, КЛ-6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив-ная	1,3	3,3
							Реак-тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
18	ПС 35 кВ ГПП-Водозабора, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 6	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	HP ProLiant DL380 Gen9 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-19	Актив-ная	1,3	3,3
							Реак-тивная	2,5	5,6
19	ТП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 15, КЛ 6 кВ в сторону РУ-6 кВ АРСО-1	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; С	НТМИ-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив-ная	1,3	3,3
							Реак-тивная	2,5	5,6
20	ТП-27 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 19, КЛ 6 кВ в сторону РУ-6 кВ РЖД	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; С	НТМИ-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив-ная	1,3	3,3
							Реак-тивная	2,5	5,6
21	ТП-403 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, пан. 2, КЛ 0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ ИП Федоров	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14		Актив-ная	0,9	2,9
							Реак-тивная	1,9	4,5
22	ТП В/3-2 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 1а, КЛ 0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ СОТ Волжанин	ТТИ-А Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив-ная	1,0	3,2
							Реак-тивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	ТП В/3-2 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч. 8, КЛ 0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ СДТ Энтузи- аст уч. 5Б	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	HP ProLiant DL380 Gen9 ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-19	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
24	ШУ-0,4 кВ СНТ Дубрава-1, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
25	ШУ-0,4 кВ СДК Дубрава-4, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
26	ШУ-0,4 кВ СНТ Волжанка-3, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
27	ШУ-0,4 кВ СДТ Дубрава-3, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	ТП 1 Б/Б 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 2, сборка 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сто- рону РУ-0,4 кВ СДТ Тополек	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	HP ProLiant DL380 Gen9	Актив- ная	0,9	2,9
							Реак- тивная	1,9	4,5
29	ТП 1 Б/Б 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 17, КЛ 0,4 кВ ф. 17 в сторону РУ-0,4 кВ СДТ Анохин	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 75/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
30	ТП 1 Б/Б 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 2, сборка 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сто- рону РУ-0,4 кВ СДУ Булгакова	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-19	Актив- ная	0,9	2,9
							Реак- тивная	1,9	4,5
31	ТП 1 Б/Б 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 20, КЛ 0,4 кВ ф. 20 в сторону РУ-0,4 кВ СДУ Энтузиаст-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
32	ТП 1 Б/Б 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 18, КЛ 0,4 кВ ф. 18 в сторону РУ-0,4 кВ СДУ Петров	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	HP ProLiant DL380 Gen9	Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
33	ТП 1 Б/Б 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 2, сборка 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сто- рону РУ-0,4 кВ СНТ Лесное	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
34	ТП 1 Б/Б 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 2, сборка 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сто- рону РУ-0,4 кВ СДТ Энтузиаст- 3	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-19	Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
35	ТП 1 Б/Б 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 2, сборка 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сто- рону РУ-0,4 кВ Доценко	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
36	ТП 2 Б/Б 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 16, КЛ 0,4 кВ ф. 16 в сторону РУ-0,4 кВ СДТ Ветерок	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	HP ProLiant DL380 Gen9 ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-19	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
37	ТП 2 Б/Б 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 15, КЛ 0,4 кВ ф. 15 в сторону РУ-0,4 кВ Мед- ведев	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 75/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
38	ТП 2 Б/Б 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 18, КЛ 0,4 кВ ф. 18 в сторону РУ-0,4 кВ СДНТ Водник	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 75/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
39	ТП В/З-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 1А, КЛ 0,4 кВ ф. 1А в сторону РУ-0,4 кВ ЖУК	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
40	ТП В/3-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 15, КВЛ 6 кВ в сто- рону КТП В3- 1501 6 кВ и КТП В3-1502 6 кВ	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; С	НТМИ-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	HP ProLiant DL380 Gen9 ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-19	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
41	ТП В/3-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч. 11, КЛ 0,4 кВ ф. 11 в сторону РУ-0,4 кВ ДНТ Прибрежный	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; С Т-0,66 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 52667-13 Фазы: В	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
42	ТП В/3-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 4, КЛ 0,4 кВ ф. 4 в сторону РУ- 0,4 кВ ДНТ Прибрежный	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 75/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
43	ТП В/3-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 7А, КЛ 0,4 кВ ф. 7А в сторону РУ-0,4 кВ СОТ Волжанин	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	HP ProLiant DL380 Gen9 ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-19	Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
44	ШП 0,4 кВ мех. мастерской Б/Б, РУ-0,4 кВ, яч. 4, КЛ 0,4 кВ в сто- рону РУ-0,4 кВ СДТ Волгарь	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 5/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
45	ШП 0,4 кВ мех. мастерской Б/Б, РУ-0,4 кВ, яч. 4, КЛ 0,4 кВ в сто- рону РУ-0,4 кВ СНТ Солнеч- ный	ТТК-А Кл.т. 0,5S 15/5 Рег. № 56994-14 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
46	Новокуйбышев- ская ТЭЦ-2, ЗРУ-35 кВ, яч. 10, ВЛ-35 кВ НКЗ-3	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 46802-11 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
47	Новокуйбышев- ская ТЭЦ-2, ЗРУ-35 кВ, яч. 16, ВЛ-35 кВ НКЗ-1	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 46802-11 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
48	Новокуйбышев- ская ТЭЦ-2, ЗРУ-35 кВ, яч. 7, ВЛ-35 кВ НКЗ-4	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 46802-11 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	HP ProLiant DL380 Gen9	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
49	Новокуйбышев- ская ТЭЦ-2, ЗРУ-35 кВ, яч. 14, ВЛ-35 кВ НКЗ-2сс	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 46802-11 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14		ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-19	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 46-49 для силы тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
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. Допускается замена УСПД, ИТВ на аналогичные утвержденных типов, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	49
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 46-49 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 46-49 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МД, СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для ЭКОМ-3000 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 17049-09): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для ЭКОМ-3000 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 17049-14): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для ЭКОМ-3000 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 17049-19): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 140000 2 90000 2 75000 24 100000 24 350000 24

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МД, СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 45 10 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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора 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 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.
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	18
Трансформаторы тока	Т-0,66	72
Трансформаторы тока	ТВ-СВЭЛ-110	6
Трансформаторы тока	ТВ-СВЭЛ-110-IX	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	21
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	3
Трансформаторы тока	ТТК-А	3
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	8
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6 УЗ	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	12
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-6	6
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-35	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	44
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	4
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	7
Сервер	HP ProLiant DL380 Gen9	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ГДАР.411711.257.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «НК НПЗ», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод»
(АО «НК НПЗ»)

ИНН 6330000553

Адрес: 446207, Самарская обл., г. Новокуйбышевск, ул. Осипенко, д. 12, стр. 1

Телефон: (84635) 3-44-12

Факс: (846) 307-42-52

E-mail: sekr@nknz.rosneft.ru

Изготовитель

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

ИНН 7706525041

Адрес: 143440, Московская обл., г.о. Красногорск, д. Путилково, терр. Гринвуд, стр. 23, эт. 2, помещ. 129

Телефон: (495) 777-47-42

Факс: (499) 576-65-96

Web-сайт: www.rn-energo.ru

E-mail: rn-energo@rn-energo.ru

Испытательный центр

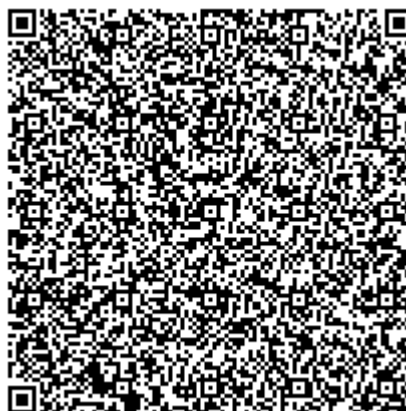
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» апреля 2023 г. № 811

Регистрационный № 88770-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти №820 на ПСП «Малая Пурга» ООО «УДС нефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №820 на ПСП «Малая Пурга» ООО «УДС нефть» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированного коммерческого учета нефти при проведении приемо-сдаточных операций между ООО «УДС нефть» и ПАО «Транснефть».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью расходомеров кориолисовых OPTIMASS 7000 или расходомеров-счетчиков массовых OPTIMASS 7400С (далее по тексту – РМ). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей РМ поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее по тексту – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

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

Конструктивно СИКН состоит из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ) и системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из двух измерительных линий (ИЛ): одной рабочей и одной резервной ИЛ.

БИК выполняет функции непрерывного измерения объемной доли воды в нефти и автоматического и ручного отбора пробы нефти для последующего определения показателей качества нефти в лаборатории.

Узел подключения передвижной поверочной установки размещен на выходном коллекторе БИЛ и предназначен для подключения передвижной поверочной установки при проведении поверки и контроля метрологических характеристик массометров.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+», осуществляющие сбор измерительной информации; автоматизированное рабочее место оператора на базе ПО «Кристалл» (далее по тексту – АРМ оператора), формирующее отчетные данные и оснащенное средствами отображения, управления и печати.

В состав СИКН входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – рег. №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Рег. №
Расходомеры кориолисовые OPTIMASS 7000	15381-03
Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS 7400C	53804-13
Датчики давления Метран-150	32854-13
Счетчики нефти турбинные МИГ	26776-08
Датчики давления Метран-75	48186-11
Датчики давления Метран-55	18375-08
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-274	21968-11
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»	52866-13

В состав СИКН входят показывающие СИ давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерений массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа) и объемной доли воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений испытательной лаборатории: содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и КМХ РМ по передвижной ПУ;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, РМ пломбируют в соответствии с рисунком 1, а остальные СИ, входящие в состав СИКН – в соответствии с МИ 3002-2006.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шильд-табличку блок-бокса СИКН.



Рисунок 1 – Места установки пломб на РМ от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

обеспечивает реализацию функций СИКН. Программное обеспечение (ПО) СИКН реализовано в ИВК и АРМ оператора. Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора приведены в таблице 2.

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

Т а б л и ц а 2 - Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	АРМ оператора		ИВК
Идентификационное наименование ПО	CalcOil.dll	CalcPov.dll	Abak.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.5.0	2.0.5.4	1.0
Цифровой идентификатор ПО	4BB2D125	DE10FD02	4069091340
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32		

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 9 до 90
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Т а б л и ц а 4 – Состав и основные метрологические характеристики измерительных каналов

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений, т/ч	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1, 2	ИК массы и массового расхода нефти	2 (ИЛ 1, ИЛ 2)	РМ	ИВК	от 9 до 90	$\pm 0,25^{1)}$
¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности измерений ИК массы и массового расхода в диапазоне расходов.						

Т а б л и ц а 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 и ТР ЕАЭС 045/2017
Характеристики измеряемой среды: - плотность при 20°C, кг/м ³ - давление, МПа - рабочее - минимальное допускаемое - максимальное допускаемое - вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт)	от 850 до 950 от 0,11 до 1,00 0,11 1,0 от 5 до 40
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 $\pm$ 22, 380 $\pm$ 38 50 $\pm$ 0,4
Режим работы СИКН	непрерывный
Условия эксплуатации: - температура в блок-боксе, °C - температура в операторной, °C	от +5 до +40 до +15 при +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти №820 на ПСП «Малая Пурга» ООО «УДС нефть», зав. № 3-2001	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 1255-2022 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №820 на ПСП «Малая Пурга» ООО «УДС нефть», ФР.1.29.2023.45095.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

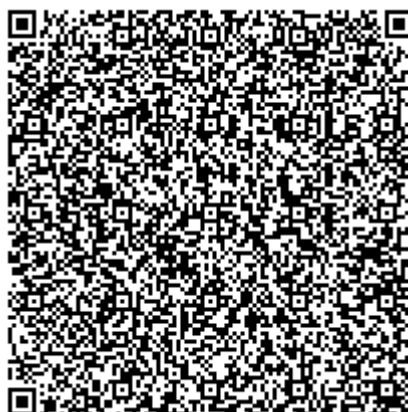
Общество с ограниченной ответственностью «УДС нефть» (ООО «УДС нефть»)
ИНН 1840040191
Адрес: 426035, г. Ижевск, ул. им. Репина, д. 35/1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Итом-Прогресс»
(ООО «Итом-Прогресс»)
ИНН 1841014518
Адрес: 426076, г. Ижевск, ул. Коммунаров, д. 175

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» апреля 2023 г. № 811

Регистрационный № 88769-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная количества природного газа на ГРП НПЗ АО «ТАИФ-НК»

Назначение средства измерений

Система измерительная количества природного газа на ГРП НПЗ АО «ТАИФ-НК» (далее – СИКГ) предназначена для измерений объемного расхода и объема природного газа (далее – газ), приведенных к стандартным условиям (температура 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке с помощью измерительно-вычислительного блока (далее – ИВБ) счетчика-расходомера ультразвукового ULTRAMAG и корректоров объема газа ЕК270 (далее – корректор) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от ультразвукового преобразователя расхода, преобразователя давления, преобразователя температуры и счетчиков газа турбинных TRZ. Компонентный состав и плотность газа при стандартных условиях определяются в аккредитованной испытательной лаборатории и вносятся в ИВБ счетчика-расходомера ультразвукового ULTRAMAG и корректоры ручным вводом.

Объемный расход и объем газа, приведенные к стандартным условиям, по отдельной измерительной линии измеряются с помощью измерительных каналов, реализующих метод «*pTZ*-пересчета» по ГОСТ 8.611–2013 и ГОСТ Р 8.740–2011.

Конструктивно СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированный и смонтированный для конкретного объекта из компонентов серийного производства.

В состав СИКГ входят:

- а) входной коллектор (DN 300);
- б) блок измерительных линий в составе:
 - измерительная линия (далее – ИЛ) малого расхода (DN 80);
 - основная ИЛ (DN 300);
 - резервная ИЛ (DN 300);
- в) выходной коллектор (DN 300).

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКГ, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – СИ, входящие в состав СИКГ

Наименование СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
ИЛ малого расхода (DN 80)	
Счетчик-расходомер ультразвуковой ULTRAMAG	82240-21
Основная и резервная ИЛ (DN 300)	
Комплексы для измерения количества газа СГ-ЭК модификации СГ-ЭК-Т в составе:	55820-13
– счетчики газа турбинные TRZ	31141-13
– корректоры объема газа ЕК270	41978-13

Основные функции СИКГ:

- измерение абсолютного давления, температуры, объемного расхода газа при рабочих условиях;
- вычисление физических свойств газа;
- вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям;
- отбор проб газа;
- регистрация, индикация, хранение и передача на верхний уровень результатов измерений;
- формирование и отображение отчетов об измеренных и вычисленных параметрах;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской номер СИКГ в виде цифрового обозначения наносится типографским способом в паспорт и методом лазерной гравировки на металлическую табличку, расположенную на блок-боксе СИКГ.

Пломбирование СИКГ не предусмотрено.

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на СИКГ отсутствует.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ обеспечивает реализацию функций СИКГ и состоит из ПО счетчика-расходомера ультразвукового ULTRAMAG и ПО корректоров.

ПО СИКГ защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров паролем, ведением журнала событий и механической защитой (пломбирование).

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО счетчика-расходомера ультразвукового ULTRAMAG	ПО корректоров
Идентификационное наименование ПО	СЯМИ. 00079-01 12 01	ЕК270 V1.XX ¹⁾
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.1	1.XX ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	83AA	55519 ²⁾
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16	CRC-16
¹⁾ Идентификационное наименование и номер версии состоят из двух частей: старшая часть (до точки) номер версии метрологически значимой части ПО, младшая часть – номер версии метрологически незначимой части. ²⁾ Контрольная сумма для метрологически значимой части.		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, по ИЛ малого расхода (DN 80), м ³ /ч	от 61 до 2522
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, по основной и резервной ИЛ (DN 300), м ³ /ч	от 607 до 100000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, %	±1,1

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	газ горючий природный по ГОСТ 5542–2014
Температура газа, °С	от минус 23 до 35
Абсолютное давление газа, МПа	от 0,8 до 1,3
Объемный расход газа в рабочих условиях, м ³ /ч: – по ИЛ малого расхода (DN 80) – по основной и резервной ИЛ (DN 300)	от 8 до 160 от 80 до 6500
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	от 0,67 до 0,72
Молярное содержание азота в газе, %	от 0,21 до 1,21
Молярное содержание диоксида углерода в газе, %	от 0 до 0,336
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² _{–33} 50±1
Условия эксплуатации в месте установки СИ СИКГ: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от 5 до 35 не более 80, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа наносится
на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная количества природного газа на ГРП НПЗ АО «ТАИФ-НК», заводской № 1494	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем природного газа. Методика измерений системой измерительной количества природного газа на ГРП НПЗ АО «ТАИФ-НК», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 2112/6-7-311459-2022.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа».

Правообладатель

Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»)

ИНН 1651025328

Юридический адрес: 423574, Республика Татарстан, Нижнекамский р-н, г. Нижнекамск, ул. Соболевская, зд. 45, оф. 108

Телефон: (8555) 38-16-16, факс: (8555) 38-17-17

Web-сайт: www.taifnk.ru

E-mail: referent@taifnk.ru

Изготовитель

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

ИНН 1655107067

Адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д. 3

Телефон: (843) 221-70-00, факс: (843) 221-70-01

Web-сайт: <http://www.nppgks.com>

E-mail: mail@nppgks.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП» (ООО ЦМ «СТП»)

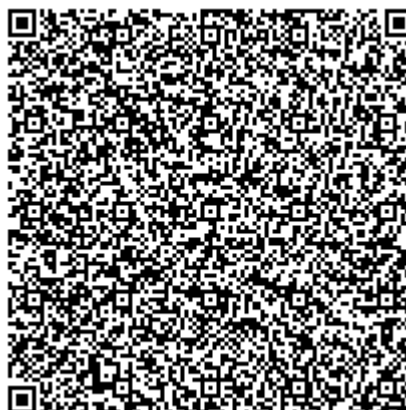
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, оф. 7

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

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



Регистрационный № 88768-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс измерительно-вычислительный MC500

Назначение средства измерений

Комплекс измерительно-вычислительный MC500 (далее – ИВК) предназначен для измерений среднеквадратического значения (СКЗ) виброскорости подшипников.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на преобразовании вибрации диагностируемого подшипника в электрический сигнал, пропорциональный виброскорости, и дальнейшей его обработке.

ИВК MC500 входит в состав стенда вибродиагностики прецизионных подшипников MGG11-MC500 и состоит из датчика скорости SG 4.3 с кабелем и промышленного компьютера (далее – ПК).

К комплексу измерительно-вычислительному MC500 относится ИВК MC500 зав. № 0821.

Общий вид стенда вибродиагностики прецизионных подшипников MGG11-MC500 с включенным в него ИВК MC500 представлен на рисунке 1, а общий ИВК MC500 представлен на рисунке 2. ИВК не подлежат пломбированию.



Рисунок 1 - Общий вид стенда вибродиагностики прецизионных подшипников MGG11-MC500 с включенным в него ИВК MC500

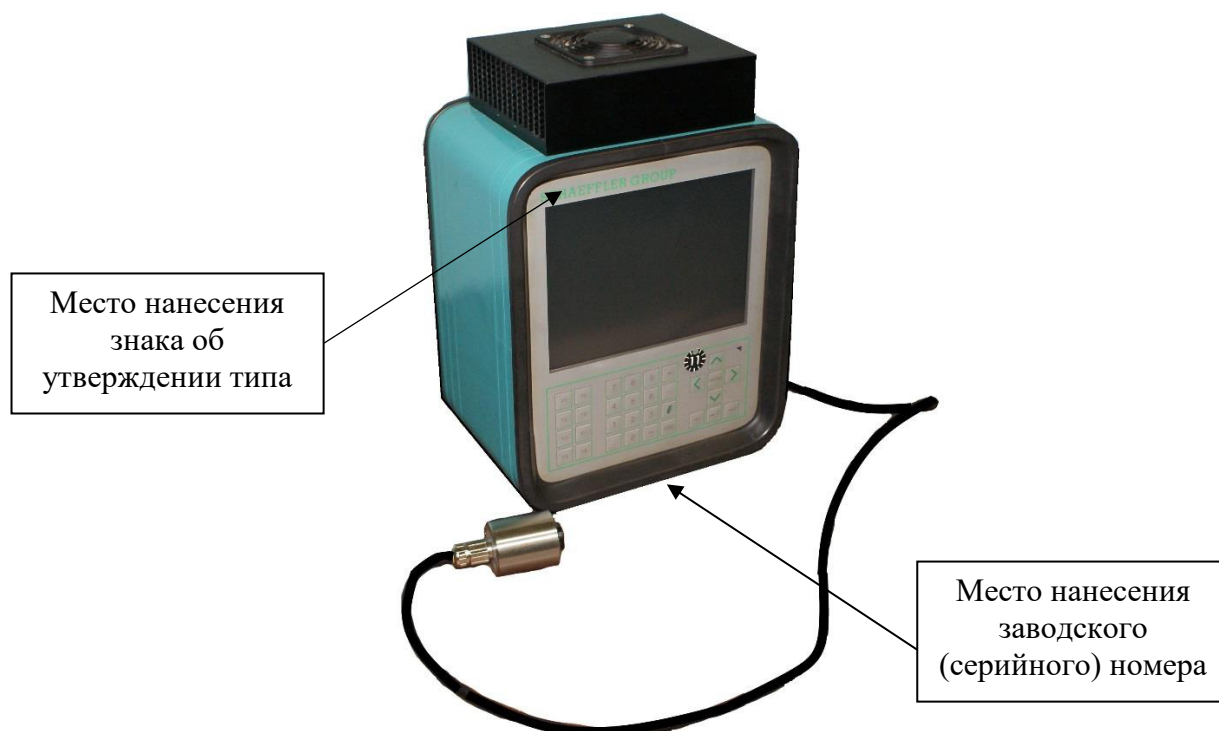


Рисунок 2 - Общий вид ИВК MC500

Заводской (серийный) номер ИВК и датчика скорости в числовом формате нанесен на маркировочную табличку на задней панели корпуса методом гравировки. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) ИВК служит для обработки и визуализации информации, которая поступает от измерительного канала. Программное обеспечение представляет собой сервисную программу, которая поставляется совместно с ИВК.

Защита программы от преднамеренного воздействия обеспечивается тем, что пользователь не имеет возможности изменять алгоритмы работы программы, установленной изготовителем при выпуске из производства. Защита ПО от непреднамеренных воздействий обеспечивается функциями резервного копирования.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Geräusch-Prüf-Software
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 0.51
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений виброскорости (СКЗ), мм/с: - в диапазоне частот от 50 Гц до 300 Гц вкл.; - в диапазоне частот св. 300 Гц до 1800 Гц вкл.; - в диапазоне частот св. 1800 Гц до 10000 Гц	от 0,01 до 30 от 0,01 до 25 от 0,01 до 20
Пределы относительной погрешности измерений СКЗ виброскорости, %	±10
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики (АЧХ), дБ: - в диапазоне частот от 50 Гц до 8000 Гц вкл.; - в диапазоне частот св. 8000 Гц до 10000 Гц	±1 ±2,5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °C	от +15 до +25
Габаритные размеры: - датчика скорости SG 4.3 (диаметр × высота), мм, не более; - промышленного компьютера (длина × высота × ширина), мм, не более	42×47 250×240×350
Масса, г, не более - датчика скорости SG 4.3; - промышленного компьютера	500 7100

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель блока измерительного ИВК методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации методом печати или наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерительно-вычислительный MC500	MC500	1 шт.
Руководство по эксплуатации	MC500-TG-2GE-16E16A-PB	1 экз.
Формуляр	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации «Комплекс измерительно-вычислительный MC500. MC500-TG-2GE-16E16A-PB», раздел 3 «Эксплуатация».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения».

Правообладатель

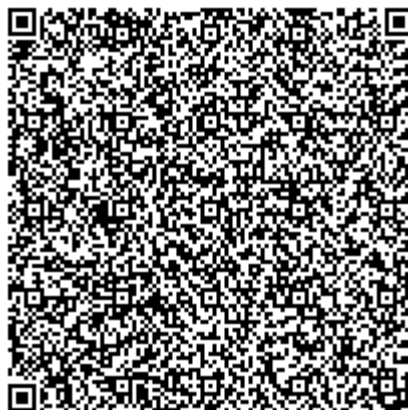
FAG Production Systems GmbH, Германия
Адрес: 1260, Georg-Schaefer-Strasse 30 D-97421 Schweinfurt, Germany
Телефон: (+49) 97 21 / 91-4811
E-mail: www.fis-services.de

Изготовитель

FAG Production Systems GmbH, Германия
Адрес: 1260, Georg-Schaefer-Strasse 30 D-97421 Schweinfurt, Germany
Телефон: (+49) 97 21 / 91-4811
E-mail: www.fis-services.de

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru
Web-сайт: www.vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» апреля 2023 г. № 811

Регистрационный № 88767-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Осциллографы цифровые ОСЦ201-PXIe

Назначение средства измерений

Осциллографы цифровые ОСЦ201-PXIe (далее – осциллографы) предназначены для измерений и анализа амплитудных и временных параметров электрических сигналов.

Описание средства измерений

Принцип действия осциллографов основан на высокоскоростном аналого-цифровом преобразовании мгновенных значений напряжения электрического сигнала в цифровой код в реальном времени и записи полученной измерительной информации во внутреннюю память. Осциллографы имеют два независимых измерительных канала. В каналах осуществляется усиление или деление напряжения в зависимости от его уровня, а также может производиться постоянное смещение входного сигнала.

Осциллографы имеют модульную конструкцию, состоящую из лицевой панели, верхней и нижней экранной панелей и печатной платы. Общий вид осциллографов показан на рисунке 1.

Обозначение «ОСЦ201-PXIe» и уникальный заводской номер в формате семи цифр наносятся на самоклеющейся этикетке, помещенной на экранной панели.

В конструкции осциллографов отсутствуют элементы регулировки и подстройки, их пломбирование не предусмотрено.

Осциллографы устанавливаются в крейт (шасси) стандарта PXIe. Общий вид осциллографа, установленного в крейт PXIe, показан на рисунке 2.

Управление осциллографами осуществляется от внешнего компьютера, подключаемого к крейту.

Место этикетки
с заводским номером

место нанесения знака
утверждения типа

место нанесения знака
поверки

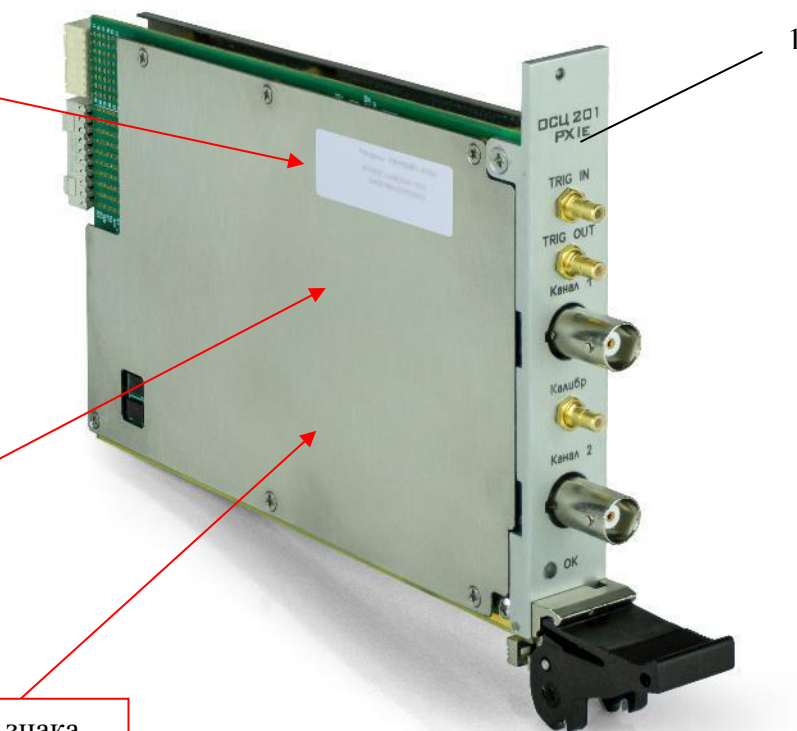


Рисунок 1 – Общий вид осциллографов
1 – лицевая панель, 2 – экранная панель



Рисунок 2 – Общий вид осциллографа, установленного в крейт CH-14 PXIe

Программное обеспечение

Программное обеспечение осциллографов устанавливается на внешний компьютер с операционной системой (ОС) Windows 32-bit, Windows 64-bit или Linux 64-bit, и служит для управления режимами работы и отображения результатов измерений, его метрологически значимая часть предназначена для записи и представления измерительной информации.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений «низкий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование	«undaq_math.dll» для ОС Windows 32-bit «undaq_math64.dll» для ОС Windows 64-bit «libundaq_math.so» для ОС Linux 64-bit
Номер версии (идентификационный номер)	не ниже 1.0

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики осциллографов представлены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Входное сопротивление (по выбору)	$(1,00 \pm 0,01) \text{ МОм}$ $(50,0 \pm 1,0) \text{ Ом}$
Пределы диапазонов напряжения Упр, В входное сопротивление 1 МОм входное сопротивление 50 Ом	от $\pm 0,05$ до $\pm 100,00$ от $\pm 0,05$ до $\pm 5,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения постоянного напряжения, приведенной к значению верхнего предела диапазона (при нулевом смещении), % в диапазоне « $\pm 100 \text{ В}$ » в остальных диапазонах	$\pm 1,0$ $\pm 0,6$
Пределы диапазонов Упр установки постоянного напряжения смещения, В/дел входное сопротивление 1 МОм входное сопротивление 50 Ом	от $\pm 0,05$ до $\pm 100,00$ от $\pm 0,05$ до $\pm 5,00$
Дискретность установки постоянного напряжения смещения, В/дел	$0,002 \cdot \text{Упр} $
Пределы допускаемой относительной погрешности установки постоянного напряжения смещения, приведенной к значению верхнего предела диапазона, % в диапазоне « $\pm 100 \text{ В}$ » в остальных диапазонах	$\pm 1,0$ $\pm 0,6$
Верхняя частота полосы пропускания по уровню – 3 дБ, МГц, не менее	100
Частота внутреннего опорного генератора, МГц	10
Пределы допускаемой относительной погрешности частоты опорного генератора δF	$\pm 2,8 \cdot 10^{-7}$
Период дискретизации аналого-цифрового преобразования T_d , с	от $4 \cdot 10^{-9}$ до 0,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения временных интервалов T_x , с	$\pm (\delta F \cdot T_x + T_d)$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина $\times$ ширина $\times$ толщина), мм	$214 \times 130 \times 20$
Масса, кг, не более	0,450
Рабочие условия применения температура окружающего воздуха, $^{\circ}\text{C}$ относительная влажность воздуха при температуре до $+25^{\circ}\text{C}$, %	от $+5$ до $+40$ до 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на экранную панель осциллографов в виде самоклеющейся этикетки.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Осциллограф цифровой ОСЦ201-PXIe	ГВТУ.468266.006	1
Программное обеспечение на компакт-диске	ФТКС.85001-01	1
Руководство по эксплуатации	ГВТУ.468266.006РЭ	1
Паспорт	ГВТУ.468266.006ПС	1
Управляющая панель. Руководство оператора	ФТКС.67014-01 34 01	1 (по заказу)
Драйвер. Руководство системного программиста	ФТКС.77014-01 32 01	1 (по заказу)
Кабель НЧ	ФТКС.685611.048	1
Кабель SMB-BNC	ФТКС.685661.004	2
Кабель BNC-BNC	ФТКС.685661.182-01	2
Кабель FREQ_RFS	ФТКС.685661.029	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации ГВТУ.468266.006РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 3 сентября 2021 г. № 1942 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

Приказ Росстандарта от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Технические условия ГВТУ.468266.006ТУ «Осциллографы цифровые ОСЦ201-PXIe».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «VXI-Системы» (ООО «VXI-Системы»)
ИНН 7735126740

Адрес: 124482, г. Москва, г. Зеленоград, Савелкинский пр-д, д. 4, эт. 6, помещ. XIV, ком. 1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «VXI-Системы» (ООО «VXI-Системы»)
ИНН 7735126740

Адрес: 124482, г. Москва, г. Зеленоград, Савелкинский пр-д, д. 4, эт. 6, помещ. XIV, ком. 1

Испытательный центр

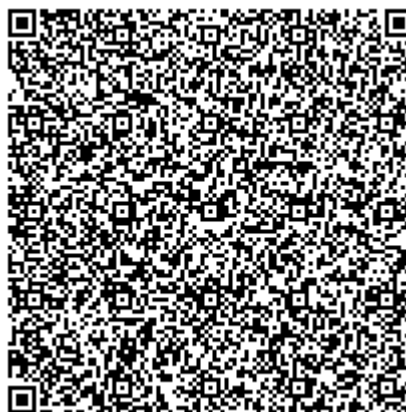
Акционерное общество «АКТИ-Мастер» (АО «АКТИ-Мастер»)

Адрес: 127106, г. Москва, Нововладыкинский пр-д, д. 8, стр. 4, оф. 310-312

Телефон: +7(495) 926-71-85

E-mail: post@actimaster.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311824.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» апреля 2023 г. № 811

Регистрационный № 88766-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений массы нефти при отгрузке на ЦПС Восточно-Мессояхского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений массы нефти при отгрузке на ЦПС Восточно-Мессояхского месторождения (далее – СИМН) предназначена для измерений количества и показателей качества нефти при отгрузке на ЦПС Восточно-Мессояхского месторождения АО «Мессояханефтегаз».

Описание средства измерений

Принцип действия СИМН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – МПР). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей МПР поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

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

Конструктивно СИМН состоит из блока 1, блока 2, блока 3 и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИМН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

Блок 1 состоит из рабочей линии влагомера.

Блок 2 состоит из 2 измерительных линий (ИЛ): одной рабочей ИЛ и одной резервной ИЛ.

Блок 3 состоит из стояка налива и блока управления.

Блок 1 выполняет функции определения текущих показателей качества нефти. Отбор представительной пробы для лабораторного контроля показателей качества нефти в блоке 1 осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: ИВК, осуществляющий сбор измерительной информации; автоматизированное рабочее место оператора на базе программного обеспечения «ПЕТРОЛСОФТ» (далее по тексту – АРМ оператора), формирующее отчетные данные и оснащенное средствами отображения, управления и печати.

В состав СИМН входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИМН

Наименование СИ	Регистрационный №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой OPTISONIC	80128-20
Преобразователи давления измерительные КМ35	71088-18
Датчики температуры ТСПТ	75208-19
Влагомеры нефти поточные УДВН-2п	77816-20
Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»	52866-13

В состав СИМН входят показывающие СИ давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИМН.

СИМН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерений массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа) и объемной доли воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИМН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006.

Заводской номер 014175 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шильд-табличку блок-бокса СИМН.

Нанесение знака поверки на СИМН не предусмотрено.

Программное обеспечение

СИМН реализовано в ИВК и в АРМ оператора, оснащенное средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) СИМН приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО СИМН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	SIKN.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0.1.0
Цифровой идентификатор ПО	4069091340	F9D0A57E58B6B7E0BD8 99755CC2731C3
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование показателя	Значение
Диапазон измерений массового (объемного) расхода нефти, т/ч (м³/ч) – минимальный расход – максимальный расход	от 27,66 (30) до 37,80 (40)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Температура измеряемой среды, °С	от +20 до +60
Давление измеряемой среды (изб.), МПа	от 0,4 до 0,6
Плотность измеряемой среды, кг/м³, не более – при +20°С – при +60°С	945 922
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более	100
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38, 220±22 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – температура в обогреваемых чехлах (шкафах), °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -57 до +32 от +5 до +32 95 от 80 до 110
Средний срок службы, лет, не менее	20
Режим работы СИМН	периодический

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации СИМН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений массы нефти при отгрузке на ЦПС Восточно-Мессояхского месторождения	–	1
Руководство по эксплуатации	208/21-РЭ	1
Методика поверки	–	1
Паспорт	208/21-ПС1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений массы нефти системой измерений массы нефти при отгрузке на ЦПС Восточно-Мессояхского месторождения АО «Мессояханефтегаз», ФР.1.29.2022.42905.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Мессояханефтегаз» (АО «Мессояханефтегаз»)

ИНН 8910002621

Адрес: 625026, г. Тюмень, ул. Холодильная, д. 77

Телефон: +7-(3452)-522-190

E-mail: messoyakha@tmn.gazprom-neft.ru, mng-pr@tmn.gazprom-neft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация»

(ООО «Метрология и Автоматизация»)

ИНН 6330013048

Адрес: 4443013, Самарская обл., г. Самара, ул. Киевская, д. 5А

Телефон: 8-846-247-89-29, 8-846-247-89-00, 8-846-247-89-19

E-mail: ma@ma-samara.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» апреля 2023 г. № 811

Регистрационный № 88772-23

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные КАСКАД-15

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные КАСКАД-15 (далее по тексту – счетчики) предназначены для измерения активной или активной и реактивной электрической энергии, прямого или прямого и обратного направления по дифференцированным во времени тарифам в однофазных сетях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на измерении входных сигналов напряжения и тока с помощью аналого-цифровых преобразователей и их перемножении с последующей обработкой с помощью специализированного контроллера.

Конструктивно счетчики состоят из корпуса и крышки клеммной колодки. В корпусе расположены печатные платы, клеммная колодка, измерительные элементы. Клеммная крышка при опломбировании предотвращает доступ к винтам клеммной колодки и силовым токоведущим шинам.

В зависимости от исполнения, счетчики могут иметь один измерительный элемент в цепи фазы или два измерительных элемента в цепях фазы и нейтрали. При появлении разницы значений электроэнергии между измерительными элементами цепей тока фазы и нейтрали учет электроэнергии производится по большему значению.

Счетчики имеют в своем составе измерительные элементы – датчики тока (шунты или трансформаторы тока, в зависимости от исполнения), микроконтроллер, энергонезависимую память данных, встроенные часы, позволяющие вести учет электрической энергии по тарифным зонам суток, выполненные по ГОСТ Р МЭК 61038-2001, оптическое испытательное выходное устройство по ГОСТ 31818.11-2012 для поверки, интерфейс для подключения к системам автоматизированного учета потребленной электроэнергии, жидко-кристаллический индикатор (ЖКИ) для обеспечения возможности просмотра измеряемой информации.

В исполнении SP2 ЖКИ отсутствует в корпусе счетчика и данные измерений и сигналы с датчиков поступают посредством радиоканала в удаленное до 200 м клиентское индикаторное устройство (КИУ), оснащенное ЖКИ.

Счетчики имеют в своем составе индикатор функционирования, совмещенный с оптическим испытательным выходным устройством.

Счетчики могут иметь в своем составе кнопку для ручного переключения режимов индикации «Просмотр» и кнопку для обратного подключения реле, отключенного по причинам, которые программируются по требованиям энергоснабжающей организации.

Структура обозначения возможных исполнений счетчика приведена в разделе «Структура условного обозначения», приведенном ниже.

Счетчики, в зависимости от исполнения, могут иметь один, два или более интерфейсов удаленного доступа.

В счетчиках с корпусом SP2 для просмотра данных измерений используется дистанционное клиентское индикаторное устройство - КИУ. При этом один из интерфейсов счетчиков используется в качестве канала связи с КИУ.

Структура условного обозначения модификаций счетчиков

«1»	«2»	«3»	«4»	«5»	«6»	«7»	«8»	«9»	«10»	«11»
КАСКАД – 15 – XX – XXX – XX(XXX) – XX – XXXX – XXXX – XX – XXXXX – X										
«1»	<u>Тип счетчика</u>									
«2»	<u>Тип корпуса:</u> C2 – для монтажа на панель; SP2 – для установки на опору ЛЭП.									
«3»	<u>Класс точности:</u> А – класс точности 1 по активной энергии; AR – класс точности 1 по активной энергии и класс точности 1 по реактивной энергии; AR2 – класс точности 1 по активной энергии и класс точности 2 по реактивной энергии.									
«4»	<u>Базовый ток:</u> 5 – 5 А; 10 – 10 А;									
«5»	<u>Максимальный ток:</u> 60 – 60 А; 80 – 80 А; 100 – 100 А.									
«6»	<u>Тип измерительных элементов:</u> S – один шунт в фазной цепи тока; 2S – два шунта в фазной цепи тока и цепи тока нейтрали; ST – шунт в фазной цепи тока и трансформатор в цепи тока нейтрали.									
«7»	<u>Интерфейс:</u> RS5 – интерфейс RS-485; 2RS5- 2 интерфейса RS-485; F4/n – RF-интерфейс 433 МГц, где n – № модификации модуля интерфейса (от 1 до 9) F8/n – RF-интерфейс 868 МГц, где n – № модификации модуля интерфейса (от 1 до 9) F24/n – RF-интерфейс 2400 МГц, где n – № модифик. модуля интерфейса (от 1 до 9) PL/n – PLC модем, где n-модификация модуля интерфейса.									
«8»	<u>Дополнительный интерфейс</u> F4/n – RF-интерфейс 433 МГц, где n – № модификации модуля интерфейса (от 1 до 9); F8/n – RF-интерфейс 868 МГц, где n – № модификации модуля интерфейса (от 1 до 9); F24/n-RF-интерфейс 2400 МГц, где n – № модификации модуля интерфейса (от 1 до 9); GS–GSM/GPRS; E – интерфейс Ethernet; WF – радиоинтерфейс WiFi; PL/n – PLC модем, где n-модификация модуля интерфейса. (Нет символа) – интерфейс отсутствует									
«9»	<u>Поддерживаемые протоколы передачи данных</u> P1 – протокол СПОДЭС P2 – протокол СПОДЭС или DLMS/COSEM P3 - протоколы «КАСКАД-СОФТ»									

«10» Дополнительные функции:

- Н – датчик магнитного поля;
- In – дискретный вход, где n – количество входов (от 1 до 4);
- К – реле управления нагрузкой в цепи тока;
- L – подсветка индикатора;
- M – регистрация и отображение параметров качества электрической сети;
- O – оптопорт;
- Z - внешний источник тока или внешняя батарея;
- Qn – дискретный выход, где n – количество выходов (от 1 до 4);
- Vn – электронная пломба, где n может принимать значения:
 - 1 – электронная пломба на крышке счетчика (кожухе);
 - 2 – электронная пломба на клеммной крышке;
 - 3 – электронные пломбы на крышке счетчика и клеммной крышке.

(Нет символа) – дополнительные функции отсутствуют

«11» Количество направлений учета электроэнергии:

- (Нет символа) – измерение электроэнергии в прямом направлении (по модулю)
- D – измерение электроэнергии в двух направлениях.

В состав счетчиков, в соответствии со структурой условного обозначения, по требованию заказчика могут входить дополнительные устройства: оптический порт (индекс в обозначении – «O»), выполнен по ГОСТ Р IEC 61107-2011, до 2-х отдельных гальванически изолированных от сети дискретных выходов (индекс в обозначении – «Q»).

Счетчики, у которых в обозначении присутствует индекс «K», оснащены встроенным реле и дополнительно позволяют:

- организовать отпуск потребителю предварительно оплаченного количества электроэнергии (с отключением нагрузки при его превышении и подключением нагрузки после внесения оплаты);
- отключать нагрузку при превышении потребляемой мощности выше установленных лимитов;
- подключать нагрузку при уменьшении потребляемой мощности ниже установленных лимитов.

Коммутация цепей, питающих обмотку реле, при подключении нагрузки происходит после подачи соответствующей разрешающей команды по интерфейсу и нажатии на кнопку, расположенную на лицевой панели счетчика (по умолчанию, кроме исполнения SP2), или непосредственное включение реле командой переданной по интерфейсу (опционально).

Зажимы для подсоединения счетчиков к сети, телеметрического выхода, интерфейсов, дискретных входов и выходов закрываются прозрачной пластмассовой клеммной крышкой.

Счетчики, у которых в обозначении присутствует индекс «Z», имеют вход для подключения внешнего резервного источника питания или батареи для снятия показаний счетчика при отсутствии основного сетевого питания.

Счетчики, у которых в обозначении присутствует индекс «V», имеют встроенные элементы для контроля вскрытия клеммной крышки и корпуса счетчика. Время и дата вскрытия фиксируются в журнале событий. Благодаря встроенному элементу питания, фиксация в журнале событий производится как при поданном сетевом напряжении, так и при его отсутствии.

Счетчик ведет учет электрической энергии по действующим тарифам (до 4) в соответствии с месячными программами смены тарифных зон (количество месячных программ (сезонов) – до 12, количество тарифных зон в сутках – до 48). Месячная программа может содержать суточные графики тарификации рабочих, субботних, воскресных и специальных дней. Количество специальных дней (праздничные и перенесенные дни) – до 45. Для специальных дней могут быть заданы признаки рабочей, субботней, воскресной или специальной тарифной программы. Счетчик содержит в энергонезависимой памяти два тарифных расписания – активное и пассивное. Пассивное тарифное расписание вводится в действие с определенной даты и в определенное время, которые передаются отдельной командой по интерфейсу.

Счетчики обеспечивают учет:

- текущего времени и даты;
- количества электрической энергии нарастающим итогом (накопленное значение) суммарно независимо от тарифного расписания;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало месяца;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало суток;
- профиля мощности, усредненной на интервале 60 минут (или настраиваемом из ряда: 3, 5, 10, 15, 30, 60 минут);
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало интервала 60 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 или 60 минут);
- количества электрической энергии, потребленной за интервал 30 или 60 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 или 60 минут).

Учет электрической энергии счетчиками производится по модулю, независимо от направления или с учетом направления (счетчики с индексом «D»).

Счетчики с индексом «М» дополнительно обеспечивают регистрацию и отображение на ЖКИ следующих параметров:

- фазного напряжения;
- фазного тока;
- частоты сети;
- коэффициента мощности.

Счетчики обеспечивают возможность задания по интерфейсу следующих параметров:

- адреса счетчика (от 1 до 65534);
- заводского номера счетчика (до 30 символов);
- текущего времени и даты;
- величины суточной коррекции хода часов;
- разрешения перехода на летнее/зимнее время (переход на летнее время осуществляется в 2:00 в последнее воскресенье марта, переход на зимнее время осуществляется в 3:00 в последнее воскресенье октября);
- до 48 зон суточного графика тарификации для каждого типа дня для 12 месяцев;
- до 45 специальных дней (дни, в которые тарификация отличается от общего правила);
- пароля для доступа по интерфейсу (до 9 цифр).

Счётчики должны обеспечивать фиксацию в энергонезависимой памяти событий перезагрузок, самодиагностики, попыток несанкционированного доступа, переходов на летнее или зимнее время, изменения конфигурации, изменения данных, изменения времени и даты, срабатывания реле управления нагрузки, включений или отключений питания.

Для передачи результатов измерений и информации в АИИС КУЭ, для связи со счетчиками с целью их обслуживания, управления и конфигурирования в процессе эксплуатации, используются следующие выходы и интерфейсы:

- радиомодуль (технология связи указывается в обозначении модификации счетчика);
- интерфейс типа инфракрасный оптический порт;
- интерфейс последовательный RS-485 (кроме исполнения SP1);
- оптический испытательный выход;
- электрический импульсный испытательный (телеметрический) выход.

Электрический импульсный испытательный выход и цифровой интерфейс RS-485 гальванически изолированы от цепей сети переменного тока.

В счетчиках с радиомодулем реализована функция инициативного выхода на связь с АИИС КУЭ опосредованно через шлюзы и УСПД, в том числе:

- при вскрытии клеммной крышки;
- при вскрытии крышки счетчика;
- при воздействии сверхнормативным магнитным полем;
- при перепрограммировании;
- при пропадании напряжения сети переменного тока (опционально);
- при воздействии других конфигурируемых из системы событий.

Счетчики обеспечивают выполнение следующих дополнительных функций:

- дистанционное отключение/включение подключаемой нагрузки посредством команды с уровня УСПД и ИВК (для счетчиков модификации с реле);
- автоматическое отключение/включение подключаемой нагрузки по установленному критерию на базе контролируемых счетчиком параметров (для счетчиков модификации с реле);
- контроль вскрытия крышки корпуса и клеммной крышки счетчиков;
- контроль температуры внутри счетчика выше порогового значения;
- контроль воздействия сверхнормативного магнитного поля;
- контроль небаланса токов в фазном и нулевом проводах (опционально);
- контроль обратного потока мощности;
- контроль соотношения активной и реактивной электрической мощности;
- контроль перенапряжения;
- результат самодиагностики счетчика и др.

Обслуживание счетчиков производится с помощью сервисного программного обеспечения.

В случае выхода ЖК-дисплея счетчика из строя информацию можно считать по имеющемуся интерфейсу, в зависимости от исполнения, с помощью сервисного программного обеспечения.

Фотографии общего вида модификаций счётчиков, с указанием схем пломбировки от несанкционированного доступа, приведены на рисунках 1-3

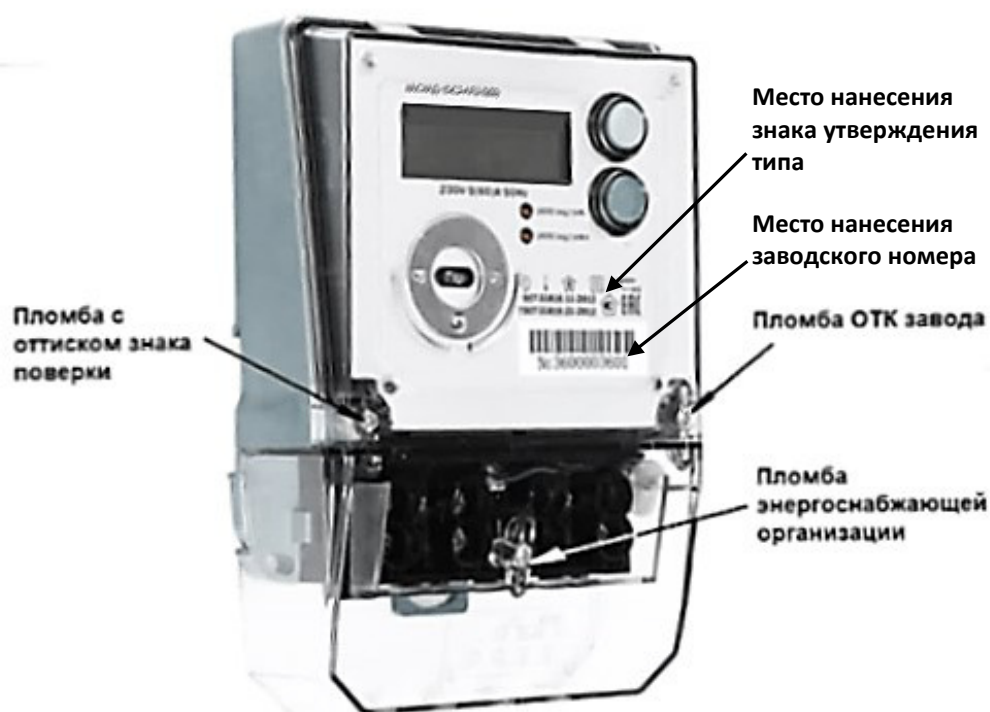


Рисунок 1 - общий вид счетчика в корпусе модификации С2

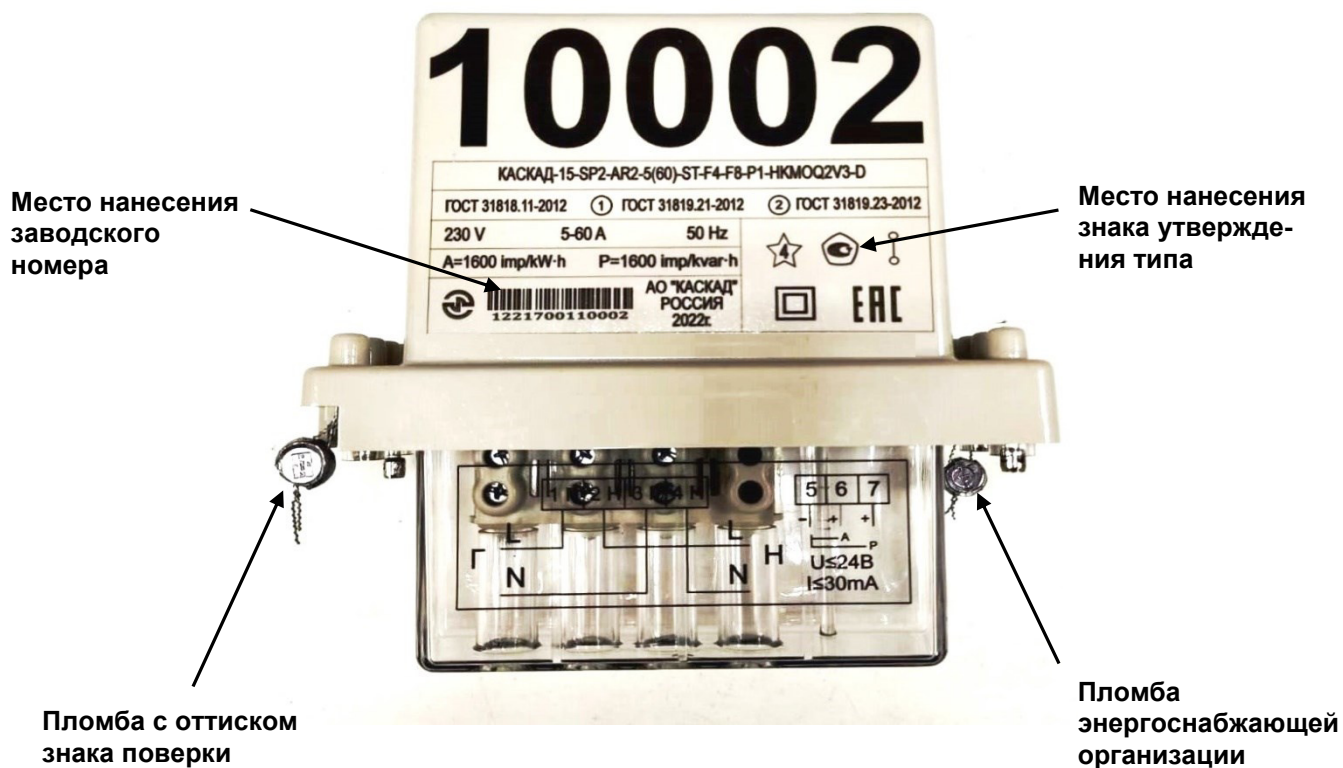


Рисунок 2 – общий вид счетчика в корпусе модификации SP2



Рисунок 3 – Общий вид клиентского индикаторного устройства (КИУ).

Заводские номера, идентифицирующие каждый из счетчиков, наносятся на лицевую панель счетчика, офсетной печатью в цифровом формате (или другим способом, не ухудшающим качества).

Программное обеспечение

По своей структуре программное обеспечение (далее по тексту – ПО) счетчиков разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части, и имеет контрольные суммы, соответствующие каждой части или единую контрольную сумму и записывается в устройство на стадии его производства.

Влияние программного продукта на точность показаний счетчиков находится в границах, обеспечивающих метрологические характеристики, указанные в таблице. Диапазон представления, длительность хранения и дискретность результатов измерений соответствуют нормированной точности счетчика.

Номера версий и цифровые идентификаторы ПО можно получить из счетчика с помощью технологического программного обеспечения.

Идентификационные данные ПО счетчиков представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	C2	C2, SP2	SP2
Идентификационное наименование ПО	kaskad_fw	kaskad_fw СПОДЭС	kaskad_sp_soft 1 СПОДЭС
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.2.1.6*	2.2.2.3*	000001*
Цифровой идентификатор метрологического ПО (шестнадцатеричное представление)	0x027318		E81E32CD
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологического ПО	Контрольная сумма по модулю 2 ²⁴		CRC32
*- плановые меры защиты ПО от несанкционированных воздействий предполагают изменение в идентификации ПО данного числа от 1 до 20.			

Таблица 2 – Идентификационные данные внешнего программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	2	3
1		
Исполнение счетчика	C2, SP2	SP2
Идентификационное наименование внешнего ПО	KaskadMeter	SmartSet
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.0.1*	1.51.16**.173
Цифровой идентификатор ПО	-	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-	-
*-для обеспечения идентификации исполнений возможны значения от 1 до 20.		

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

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики счетчиков приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс точности	1
по активной энергии по ГОСТ 31819.21-2012	1 или 2
по реактивной энергии по ГОСТ 31819.23-2012	
Номинальное напряжение, В	230
Базовый ток, А	5 или 10
Максимальный ток, А	60; 80 или 100
Диапазон рабочих напряжений, В	от 172,5 до 264,5
Рабочий диапазон силы переменного тока, А	от 0,25 до 60,00 от 0,25 до 80,00 от 0,5 до 100,0
Частота сети, Гц	от 47,5 до 52,5
Стартовый ток (порог чувствительности), А	0,004 I _б
для класса точности 1	0,005 I _б
для класса точности 2	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности точности хода часов, с/сут:	
- при наличии напряжения питания	±0,5
- при отсутствии напряжения питания	±1,0
- в рабочем диапазоне температур	±5,0
Пределы дополнительной температурной погрешности точности хода часов счетчика, с/(сут·°C)	±0,15

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Единицы разрядов счетного механизма, кВт·ч (квар·ч) младшего старшего	10^{-2} 10^6
Передаточное число основного и поверочного выходов (постоянная счетчика), имп./ (кВт·ч) (имп./ (квар·ч) из ряда	800;1000;1600; 3200; 6400; 8000
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока при базовом токе, В·А, не более	0,3
Полная (активная) мощность при номинальном значении напряжения, потребляемая каждой цепью напряжения, В·А (Вт), не более	10 (2)
Количество тарифов, не менее	4
Количество временных зон	до 48
Срок службы батареи, лет, не менее	16
Длительность хранения информации при отключении питания, лет, не менее	30
Глубина хранения значений электрической энергии на начало месяца, сут, не менее для счетчиков с индексами «А» для счетчиков с индексами «AR», «AR2»	730 1095
Глубина хранения значений электрической энергии на начало интервала 60 минут (для счетчиков с индексом «М»), сут, не менее	128
Глубина хранения значений электрической энергии, потреблен- ной за интервал 60 минут (для счетчиков с индексом «М»), сут, не менее	128
Интервал усреднения мощности для фиксации профиля нагрузки, мин ¹⁾	60
Глубина хранения профиля нагрузки при интервале усреднения 60 минут, сут ²⁾ и глубина хранения значений электрической энергии на начало суток, не менее для счетчиков с индексами «А» для счетчиков с индексами «AR», «AR2»	93 128
Количество записей в журнале событий, не менее для счетчиков с индексами «А» для счетчиков с индексами «AR», «AR2»	384 1000
Количество оптических испытательных выходов по ГОСТ 31818.11-2012, шт. для счетчиков с индексами «А» для счетчиков с индексами «AR», «AR2»	1 2
Скорость обмена информацией по интерфейсам, бит/с	от 400 до 9600
Диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С	от -40 до +70
Относительная влажность воздуха при температуре +25°С, %	до 98
Диапазон температур транспортирования и хранения, °С	от -50 до +70
Габаритные размеры (длина; ширина; высота), мм, не более для модификаций КАСКАД-15 модификация С2 модификация SP2	174×117×51 192×181×75
Масса, кг, не более	1,0

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Степень защиты от пыли и влаги по ГОСТ 14254-96	
модификация С2	IP51
модификация SP2	IP64
Срок службы счетчика, лет, не менее	30
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	280 000
Примечание: ¹⁾ по требованию заказчика возможна реализация настраиваемого интервала усреднения мощности из ряда: 1, 3, 5, 10, 15, 30, 60 минут; ²⁾ минимальная глубина хранения профиля нагрузки при других значениях интервала усреднения может быть рассчитана по формуле $D_{мин} = \frac{I_{тек}}{30} \cdot D_{30}$, где $I_{тек}$ – текущий интервал усреднения мощности, минут; D_{30} – глубина хранения профиля нагрузки при интервале усреднения 30 минут, сутки.	

Знак утверждения типа

наносится на панель счетчика офсетной и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность счетчиков приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Счетчик электрической энергии однофазный многофункциональный КАСКАД-15» (одна из модификаций)	-	1
Клиентское индикаторное устройство КИУ (только для исполнения SP2)	-	1
Кронштейн для крепления на опоре ЛЭП (только для исполнения SP2)	-	1
Руководство по эксплуатации (поставляется на партию)	КСНЖ.411152.004 РЭ	1
Формуляр	КСНЖ.411152.004 ФО	1
Методика поверки (поставляется по требованию потребителя)	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3.2 «Подготовка изделия к использованию» руководства по эксплуатации КСНЖ.411152.004 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счётчики электрической энергии»;

ГОСТ 31819.21-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счётчики активной энергии классов точности 1 и 2»;

ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;

ГОСТ IEC 61107-2011 «Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управления нагрузкой. Прямой локальный обмен данными»;

ГОСТ IEC 61038-2011 «Учет электроэнергии. Тарификация и управление нагрузкой. Особые требования к переключателям по времени»;

КСНЖ.411152.004 ТУ «Счётчики электрической энергии однофазные многофункциональные КАСКАД-15. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «КАСКАД» (АО «КАСКАД»)

ИНН 0901021006

Адрес: 369000, Карачаево-Черкесская Республика, г. Черкесск, Северная часть города

Телефон: 8 (8782) 25-00-75

Факс: 8 (8782) 25-00-64

E-mail: referent@oaokaskad.ru

Web-сайт: www.oaokaskad.ru

Изготовитель

Акционерное общество «КАСКАД» (АО «КАСКАД»)

ИНН 0901021006

Адрес: 369000, Карачаево-Черкесская Республика, г. Черкесск, Северная часть города

Телефон: 8 (8782) 25-00-75

Факс: 8 (8782) 25-00-64

E-mail: referent@oaokaskad.ru

Web-сайт: www.oaokaskad.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон (факс): 8 (495) 655-30-87

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13

