

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1223

Регистрационный № 85381-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки поверочные трубопоршневые ТПУ Новатор

Назначение средства измерений

Установки поверочные трубопоршневые ТПУ Новатор (далее – ТПУ) предназначены для измерений, воспроизведения, хранения и передачи единицы объема жидкости в потоке.

Описание средства измерений

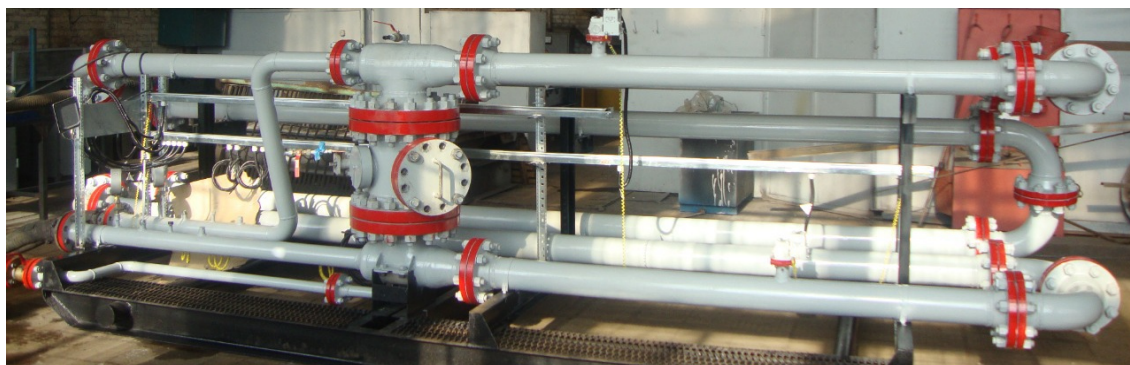
Принцип действия ТПУ заключается в повторяющемся вытеснении известного объема жидкости из цилиндрического калиброванного участка шаровым поршнем, совершающим движение под действием потока жидкости.

ТПУ состоят из цилиндрического калиброванного участка, шарового поршня, детекторов прохода, устройства переключения потока на базе шаровых кранов, камеры загрузки-выгрузки шарового поршня с быстросъемной крышкой, средств измерений температуры и давления жидкости утвержденного типа. В состав ТПУ входят преобразователи температуры жидкости с пределами допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры $\pm 0,2$ °С, преобразователи давления жидкости с пределами допускаемой приведенной погрешности при измерении давления жидкости $\pm 0,5$ %, термометры с пределами допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры жидкости $\pm 0,2$ °С, манометры класса точности 0,6.

ТПУ имеют две модификации Сапфир и Мера. ТПУ модификации Сапфир являются однонаправленными, ТПУ модификации Мера – двунаправленные. ТПУ могут быть изготовлены в стационарном и транспортируемом (передвижном) исполнении. ТПУ имеют различные исполнения, отличающиеся номинальным объемом жидкости в потоке при температуре 20 °С и давлении 0 МПа, пределами допускаемой относительной погрешности (доверительными границами суммарной погрешности) при измерении (воспроизведении единицы) объема жидкости в потоке при температуре 20 °С и давлении 0 МПа, номинальным диаметром калиброванного участка, диапазоном объемного расхода жидкости, характеристиками измеряемой среды, габаритными размерами и массой.

При работе ТПУ и средство измерений (поверяемые, калибруемые, испытываемые, контролируемые, исследуемые расходомеры (преобразователи расхода, счетчики, расходомеры-счетчики, счетчики-расходомеры или трубопоршневые поверочные установки) соединяют последовательно. Через технологическую схему ТПУ и средство измерений устанавливают необходимое значение расхода измеряемой среды. Поток жидкости, проходящий через ТПУ, увлекает шаровой поршень, который свободно перемещается по цилиндрическому калиброванному участку. При воздействии шарового поршня на детектор прохода происходит генерация электрических сигналов, определяющих начало и окончание измерения.

Общий вид ТПУ представлен на рисунке 1.



а) стационарное исполнение



б) передвижное исполнение

Рисунок 1 – Общий вид ТПУ

Пломбировка ТПУ осуществляется нанесением знака поверки давлением на свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в контрольных гайках, закрепленных на шпильках или через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных фланцах, по всей длине цилиндрического калиброванного участка и на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия завернутых винтов клеммной коробки детекторов.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа и обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунках 2 и 3.

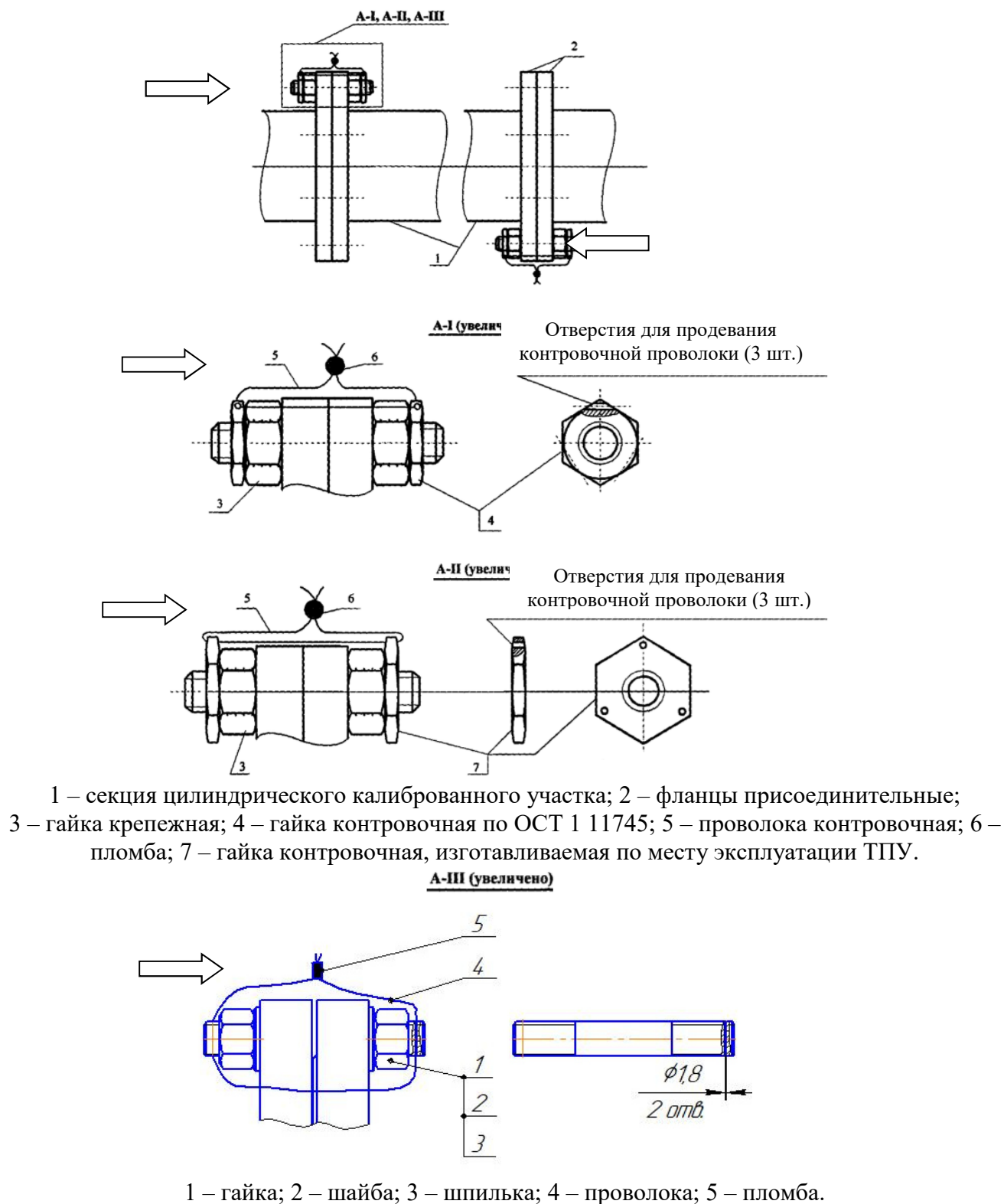


Рисунок 2 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знаков поверки на фланцевые соединения калиброванного участка ТПУ

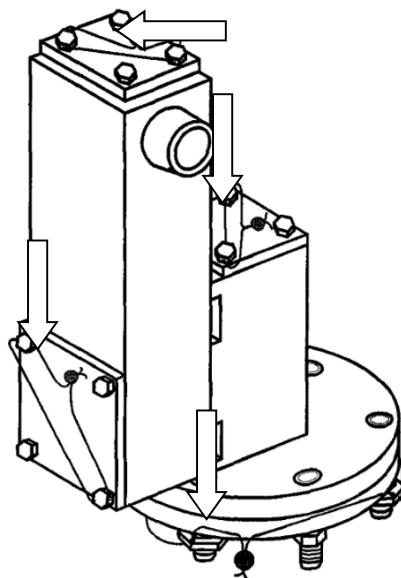


Рисунок 3 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знаков поверки на детекторы ТПУ

Заводской номер наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе ТПУ, методом лазерной гравировки. Места нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 4.

 ТПУ Новатор-			
ООО "НЕФТЕГАЗНОВАТОР"		ТУ 26.51.52.110-008-22669689-2021	
ЗАВОДСКОЙ №		ГОД ИЗГОТОВЛЕНИЯ	
НОМИНАЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ЖИДКОСТИ В ПОТОКЕ ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ 20 °С И ДАВЛЕНИИ 0 МПа, М³			
ПРЕДЕЛЫ ДОПУСКАЕМОЙ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ (ДОВЕРИТЕЛЬНЫЕ ГРАНИЦЫ СУММАРНОЙ ПОГРЕШНОСТИ) ПРИ ИЗМЕРЕНИИ (ВОСПРОИЗВЕДЕНИИ ЕДИНИЦЫ) ОБЪЕМА ЖИДКОСТИ В ПОТОКЕ ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ 20 °С И ДАВЛЕНИИ 0 МПа, %			
НОМИНАЛЬНЫЙ ДИАМЕТР КАЛИБРОВАННОГО УЧАСТКА			
ДИАПАЗОН ОБЪЕМНОГО РАСХОДА ЖИДКОСТИ, М³/Ч			
ТЕМПЕРАТУРА, °С			
ИЗБЫТОЧНОЕ ДАВЛЕНИЕ, МПа			
ПЛОТНОСТЬ, КГ/М³			
ВЯЗКОСТЬ КИНЕМАТИЧЕСКАЯ, сСт			
ГАБАРИТНЫЕ РАЗМЕРЫ, ММ			
МАССА, КГ			

Рисунок 4 – Обозначения мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Сапфир	Мера
Номинальный объем жидкости в потоке при температуре 20 °С и давлении 0 МПа, м ³ ¹⁾	от 0,18 до 5,5	от 0,3 до 10,5
Пределы допускаемой относительной погрешности (доверительные границы суммарной погрешности) при измерении (воспроизведении единицы) объема жидкости в потоке при температуре 20 °С и давлении 0 МПа, % ¹⁾	±0,05; ±0,1	
¹⁾ конкретное значение указано в паспорте ТПУ		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Сапфир	Мера
Номинальный диаметр калиброванного участка ¹⁾	от <i>DN</i> 100 до <i>DN</i> 400	от <i>DN</i> 200 до <i>DN</i> 600
Диапазон объемного расхода жидкости, м ³ /ч ¹⁾	от 3 до 1100	от 8 до 2000
Измеряемая среда	жидкость (нефть по ГОСТ Р 51858-2002, нефть сырая, нефтепродукты, газовый конденсат, жидкие углеводороды, вода)	
Температура, °С ¹⁾	от -10 до +90	
Избыточное давление, МПа ¹⁾	от 0 до 10	
Плотность, кг/м ³ ¹⁾	от 600 до 1200	
Вязкость кинематическая, сСт ¹⁾	от 0,55 до 200	
Наличие свободного воздуха	не допускается	
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38, 220±22 50±1	
Потребляемая мощность, В·А, не более	500	
Габаритные размеры, мм, не более ¹⁾ : – длина – ширина – высота	12000 2400 3100	23000 4900 4400
Масса, кг, не более ¹⁾	15500	21500
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от -45 до +50 от 30 до 90 от 84 до 107	
Средний срок службы, лет	10	
Средняя наработка на отказ, ч	3000	
¹⁾ конкретное значение указано в паспорте ТПУ		

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе ТПУ, методом лазерной гравировки, а также в верхнюю часть по центру титульного листа руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка поверочная трубопоршневая	ТПУ Новатор	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ТПУ 01.00.00.000 РЭ	1 экз.
Паспорт	ТПУ 01.00.00.000 ПС	1 экз.
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей	—	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.4 «Устройство и работа» документа «Установки поверочные трубопоршневые ТПУ Новатор. Руководство по эксплуатации. ТПУ 01.00.00.000 РЭ».

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»;

ТУ 26.51.52.110-008-22669689-2021 Установки поверочные трубопоршневые ТПУ Новатор. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 0269996050

Юридический адрес: 452775, Республика Башкортостан, Туймазинский р-н, с. Старые Туймазы, мкр-н ГПК, д. 5

Телефон (факс): + 7 (34782) 7-85-89

E-mail: neftegaz@novator.ws

Изготовитель

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

ИНН 0269996050

Адрес: 452775, Республика Башкортостан, Туймазинский р-н, с. Старые Туймазы, мкр-н ГПК, д. 5

Телефон (факс): + 7 (34782) 7-85-89

E-mail: neftegaz@novator.ws

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

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

Телефон: +7(843) 272-70-62, факс: +7(843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Web-сайт: www.vniir.org

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1223

Регистрационный № 92029-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Машины координатно-измерительные COORD3

Назначение средства измерений

Машины координатно-измерительные COORD3 (далее – КИМ) предназначены для автоматизированных трехмерных измерений геометрических параметров объектов сложной формы.

Описание средства измерений

Принцип действия КИМ основан на считывании с измерительных шкал, при помощи дифракционных оптических энкодеров, значений измеряемой длины, соответствующей интервалу перемещений датчиков по осям X, Y, Z, образующих декартову систему координат.

При проведении измерений определяются координаты отдельных или множества точек на измеряемой поверхности в пределах диапазона измерений КИМ. Между любыми из определённых точек, или построенных на их основании поверхностей, можно провести линейные измерения.

Конструктивно КИМ являются машинами портального типа с неподвижным измерительным столом и подвижным порталом.

КИМ состоят из станины с установленным отдельно блоком контроллеров, гранитного измерительного стола с направляющими для перемещения измерительных кареток, портала, гранитной пиноли, встроенных измерительных шкал, персонального компьютера. Перемещение КИМ по осям осуществляется на пневматических подшипниках с использованием пульта управления.

Станина КИМ имеет антивибрационные регулируемые опоры для установки по уровню.

К данному типу КИМ относятся машины координатно-измерительные COORD3 модификации ARES NT 7.7.5 зав. № 03036 и модификации HERA 12.9.7 зав. № 02211.

Модификации различаются диапазоном и нормируемой погрешностью измерений.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен на маркировочную табличку методом гравировки, расположенную на задней боковой поверхности стола.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид машин координатно-измерительных COORD3 представлен на рисунке 1.

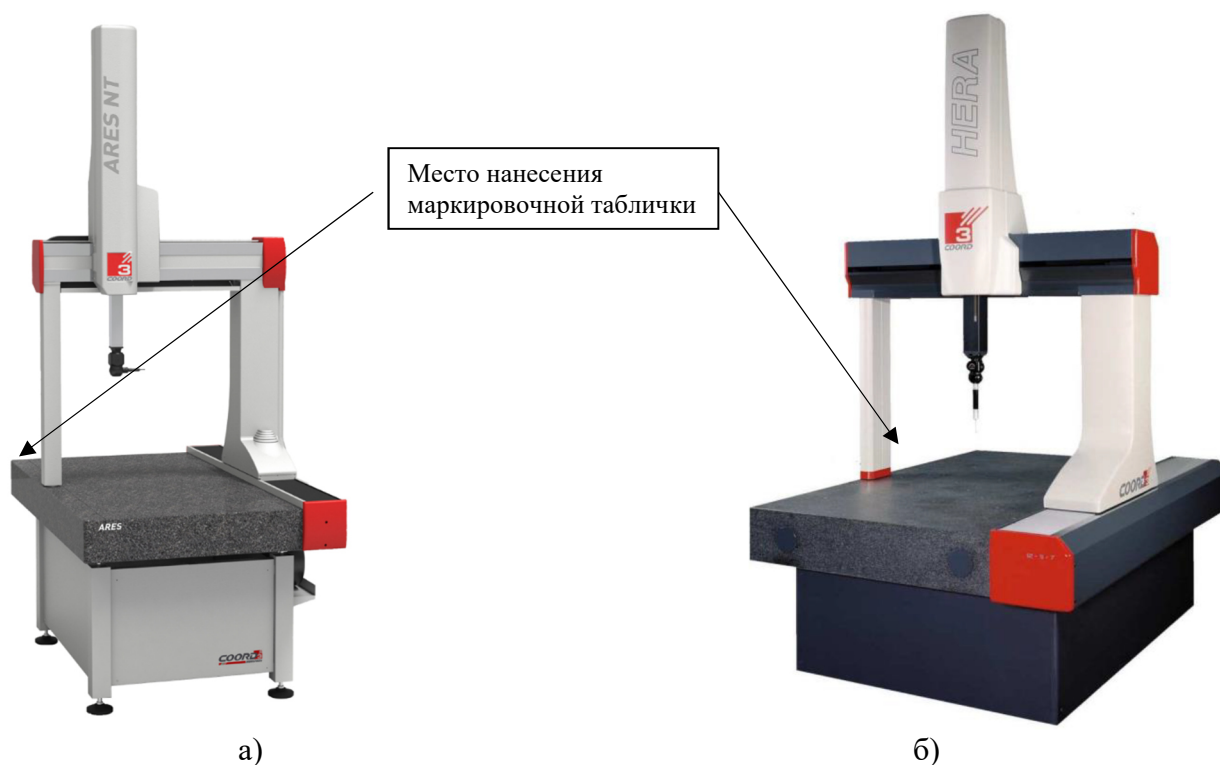


Рисунок 1 – Общий вид машин координатно-измерительных COORD3:
а) ARES NT 7.7.5; б) HERA 12.9.7

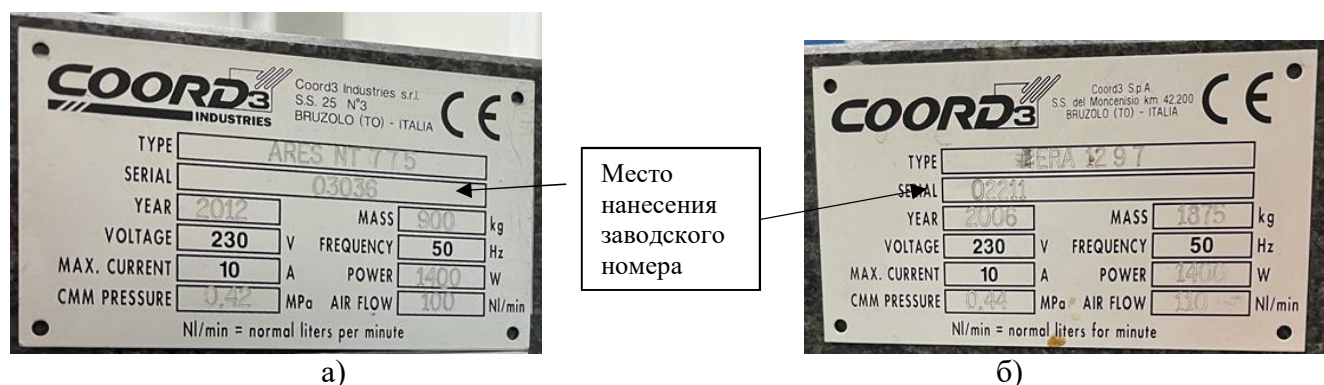


Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички машин
координатно-измерительных COORD3
а) модификация ARES NT 7.7.5, б) модификация HERA 12.9.7

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

Программное обеспечение

КИМ работают под управлением метрологически значимого программного обеспечения (далее – ПО) «WM|Quartis», «Metrolog X4», «PC DMIS», устанавливаемого на внешний персональный компьютер, и предназначенного для обеспечения взаимодействия узлов приборов, выполнения измерений, сохранения и экспорта измеренных величин, а также обработки полученных результатов.

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

Защита ПО 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	WM Quartis	Metrolog X4	PC DMIS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V. R2022-1	не ниже V.1	не ниже V.10
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики		Значение	
Модификация		ARES NT 7.7.5	HERA 12.9.7
Диапазон измерений линейных размеров по оси, мм	X	700	1200
	Y	700	850
	Z	500	700
Модель применяемого измерительного датчика и измерительной головки ¹⁾		Головка PH10M; датчик TP20 или SP25	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительной головки, мкм		±2,8	±2,2
Пределы допускаемой абсолютной объемной погрешности, мкм		$\pm(2,8 + \frac{L}{333})$	$\pm(2,2 + \frac{L}{300})$
¹⁾ – размер применяемого щупа, (диаметр × длина), мм, для измерительной головки: - TP20 - 4 × 10 - SP25 - 4 × <21 Примечание: L – измеряемая длина в мм			

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация	ARES NT 7.7.5	HERA 12.9.7
Габаритные размеры (Длина×Ширина×Высота) мм, не более	1380×1160×2525	2070×1500×3000
Масса, кг, не более	775	1750
Параметры электрического питания: - напряжение электропитания, В	230 ± 10 %	
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - допускаемое изменение температуры, °С, в течении: - 1 часа - 24 часов - допускаемое изменение температуры, °С, по высоте объема: - 1 метр - относительная влажность, %, без конденсата	от + 18 до + 22 1 2 1 от 40 до 80	

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Машина координатно-измерительная	COORD3	1 шт.
Контроллер	-	1 шт.
Пульт управления	-	1 шт.
Измерительная головка	PH10M	1 шт.
Измерительный датчик	TP20 SP25	1 шт.
Система термокомпенсации	-	1 шт.
Калибровочная сфера	-	1 шт.
Персональный компьютер с монитором	-	1 шт.
Программное обеспечение	WM Quartis	1 шт.
Программное обеспечение	Metrolog X4	1 шт.
Программное обеспечение	PC DMIS	1 шт.
Руководство по эксплуатации на русском языке	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 9 «Инструкция по использованию» документов «Машина координатно-измерительная COORD3 ARES NT 7.7.5. Руководство по эксплуатации» и «Машина координатно-измерительная COORD3 HERA 12.9.7. 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 Росстандарта от 6 апреля 2021 г. № 472;

Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденная приказом Росстандарта от 29 декабря 2018 г. № 2840.

Правообладатель

Coord3 Industries s.r.l, Италия
Адрес: Strada Statale 25, n°3 – 10050 Bruzolo (To), Italia
Телефон: +39 011 9635511
E-mail: italy@perceptron.com
Web-сайт <https://www.coord3.com>

Изготовители

Coord3 Industries s.r.l, Италия
Адрес: Strada Statale 25, n°3 – 10050 Bruzolo (To), Italia
Телефон: +39 011 9635511
E-mail: italy@perceptron.com

Производственные площадки
Coord3 Industries s.r.l, Италия
Адрес: Strada Statale 25, n°3 – 10050 Bruzolo (To), Italia
Телефон: +39 011 9635511
E-mail: italy@perceptron.com

Coord3 S.p.A., Италия
Адрес: Strada Statale del Moncenisio km 42.200 – Bruzolo (To), Italia
Телефон: +39 011 9635511
E-mail: italy@perceptron.com
Web-сайт <https://www.coord3.com>

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)
Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, помещ. I, ком. 28
Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н, г. Чехов, ш. Симферопольское, д. 2, лит. А, помещ. I
Телефон: +7 (495) 108-69-50
E-mail: info@prommashtest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1223

Регистрационный № 73319-18

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-10000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-10000 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные вертикальные цилиндрические, номинальной вместимостью 10000 м³.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью или нефтепродуктом до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочных таблицах резервуаров.

Резервуар РВС-10000 с заводским номером 101 представляет собой наземный вертикально расположенный стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки с наружной теплоизоляцией, днища и крыши.

Резервуар РВС-10000 с заводским номером 102 представляет собой наземный вертикально расположенный стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки, днища и крыши.

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

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены на таблички. Таблички крепятся к резервуарам.

Резервуары РВС-10000 с заводскими номерами 101, 102 расположены на площадке комплекса по хранению и перевалке нефти и нефтепродуктов АО «ПНТ», 198096, г. Санкт-Петербург, Элеваторная площадка (Угольная гавань), д. 32.

Общий вид резервуаров РВС-10000 приведен на рисунках 1, 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-10000 зав.№ 101



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВС-10000 зав.№ 102

Пломбирование резервуаров РВС-10000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	10000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,10

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7

Т а б л и ц а 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-10000	1 шт.
Паспорт	-	1 шт.
Градуировочная таблица	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 «Порядок работы» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Изготовитель

Акционерное общество «Трест Коксохиммонтаж» (АО «ТРЕСТ КХМ»)
ИНН 7705098679
Адрес: 115035, г. Москва, Кадашевская наб., д. 36, стр. 5
Телефон/факс: +7 (495) 953-22-68/(495) 953-59-75
E-mail: kxm@kxm.ru
Web-сайт: www.kxm.ru

Испытательный центр

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1223

Регистрационный № 79833-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти №733
ПСП «Козьмино»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №733 ПСП «Козьмино» предназначена для автоматизированного определения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением измерительных компонентов: преобразователя объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя объемного расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного контроллера FloBoss S600+, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Часть измерительных компонентов СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются комплектным способом.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), узла регулирования давления, системы сбора, обработки информации и управления (далее – СОИ) и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

БИЛ состоит из 9 рабочих измерительных линий (ИЛ), 3 резервных ИЛ и одной контрольной ИЛ.

БИК выполняет функции контроля показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1.

Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Преобразователи расхода жидкости турбинные геликоидные серии НТМ (далее – ПР), (входит в состав линий №№ 1-10)	38725-08
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM Dy от 2” до 16” (далее – ПР), (входит в состав линий №№ 11-12)	16128-10
Счетчик (преобразователь) объема жидкости эталонный лопастной Smith Meter модели M16-S3* (далее – ЭПР), (входит в состав линии № 13)	53302-13
Датчики температуры 644, 3144Р	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04, 14061-10
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ, МВПТИ	26803-06
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ	1844-63
Термометры ртутные стеклянные лабораторные типа ТЛ-4	303-91
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модель 7835	15644-06
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модель (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829) модель 7829	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным входным сигналом ТСПУ, модели 65-644	27129-04
Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+	81438-21
Контроллер программируемый Siemens S7-400	15773-06
* Применяется при кинематической вязкости нефти от 4,5 до 60,0 мм ² /с.	

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом по результатам измерений объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти и приведение измеренных значений к стандартным условиям;
- автоматическое измерение объема, давления, температуры и плотности нефти;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;

- формирование и печать отчетных документов;
 - дистанционное и местное управление запорной и регулирующей арматурой, циркуляционными насосами и другим оборудованием;
 - автоматический контроль, индикацию, сигнализацию предельных значений технологических параметров;
 - КМХ рабочего ПР с помощью ЭПР, применяемого в качестве контрольного;
 - КМХ и поверка ПР рабочего и ЭПР с применением ПУ.
- Заводской номер СИКН наносится на табличку, установленную на СИКН.
Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее - ПО), реализованное в контроллерах измерительных FloBoss S600+ и в ПО ПК «Cropos».

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

Идентификационные данные ПО контроллеров и АРМ оператора приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+	ПК «Cropos»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	ПК «Cropos»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25/25	1.48
Цифровой идентификатор ПО	1990	CC39FD86
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4, 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 385 до 14000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1-82	ИК силы тока	82 (СОИ)	-	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 4 до 20 мА	±0,04 % (относительная)
83-90	ИК частоты	8 (СОИ)	-	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 10000 Гц	±0,001 % (относительная)
91-116	ИК количества импульсов	26 (СОИ)	-	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	(диапазон частот от 1 до 10000 Гц)	±1 (абсолютная)

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	400±40/230±23 50±1
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Режим работы СИКН	периодический, автоматизированный
Измеряемая среда со следующими параметрами: Характеристики измеряемой среды: – плотность, кг/м ³ – давление, МПа – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» от 830 до 890 от 0,3 до 1,6 от -8* до +50 1,0 900 0,05 от 2,0 до 60,0
П р и м е ч а н и е * – влагомер применяется только при значении температуры нефти в БИК не менее +5°С. Перед БИК установлен подогреватель нефти для поддержания рабочей температуры нефти в БИК от +5°С до +50°С.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти №733 ПСП «Козьмино», зав. № 01	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений резервной схемой учета системы измерений количества и показателей качества нефти № 733 ООО «Транснефть – Порт Козьмино», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 517-RA.RU.312546-2025 от 24.02.2025.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, 50-летия Октября ул., д. 24

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

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

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

в части вносимых изменений

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

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

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1223

Регистрационный № 82202-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Стройматериалы» (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) АО «Стройматериалы», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

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

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 TCP/IP.

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

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

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

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

Заводской номер АИИС КУЭ: 06-2021.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.10.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС «Донец» 110/6 кВ, РУ 6 кВ, 3 СШ, яч. 16	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 69606-17	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-2 Рег. № 41681-09	активная	±1,2	±3,4
2	ПС «Донец» 110/6 кВ, РУ 6 кВ, 1 СШ, яч. 5	ТОЛ-СЭЦ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		реактивная	±2,8	±5,7
3	ЩС 0,4 кВ ГСК №70	–	–	ПСЧ-3ТМ.05 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 30784-05		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,2	±4,8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС «Белгород» 110/6 кВ, РУ 6 кВ, 1 СШ, яч. 122	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 7069-02	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-2 Рег. № 41681-09	активная	±1,2	±3,3
5	ПС «Белгород» 110/6 кВ, РУ 6 кВ, 3 СШ, яч. 313	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 15128-07	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 38394-08	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		реактивная	±2,8	±5,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

¹ Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 – 5 от 0 °С до плюс 40 °С.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденные типов.

6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -60 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика ПСЧ-4ТМ.05М для счетчика ПСЧ-3ТМ.05 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 90000 2 50000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоя 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 титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	НОМ-6	3
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-6	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-3ТМ.05	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	ПСК.2021.06.АСКУЭ.31-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Стройматериалы», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва, аттестат об аккредитации № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Первая сбытовая компания»
(АО «Первая сбытовая компания»)

ИНН 3123200083

Адрес: 308000, г. Белгород, ул. Князя Трубецкого, д. 37

Телефон: +7 (4722) 33-47-18

Факс: +7 (4722) 33-47-28

Изготовитель

Акционерное общество «Первая сбытовая компания»
(АО «Первая сбытовая компания»)

ИНН 3123200083

Адрес: 308000, г. Белгород, ул. Князя Трубецкого, д. 37

Телефон: +7 (4722)33-47-18

Факс: +7 (4722)33-47-28

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 «19» июня 2025 г. № 1223

Регистрационный № 83031-21

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭК» (11 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭК» (11 очередь) (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 двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), 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 (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), 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 сервер, где осуществляется обработка измерительной

информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, передача информации на АРМ. При этом, если вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется в счетчиках, на сервере данное вычисление осуществляется умножением на коэффициент равный единице.

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 (ОРЭ).

Передача информации от сервера или АРМ коммерческому оператору с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, системному оператору и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 2 с.

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. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «НЭК» (11 очередь) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 011 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. 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	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
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 измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электроэнергии и	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускаемой основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительно погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	РТП ООО АРК 6 кВ, РУ-6 кВ, Яч. 5, КЛ 6 кВ КЛ-6-30	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 69606-17	НОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 69605-17	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ООО «НЭК»	Активная	1,3	3,4
							Реактивная	2,5	5,7
8	ТП-1062 6 кВ, РУ-0,4кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод1 0,4кВ	ТТН-60 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 75345-19	-	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ООО «НЭК»	Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,5
9	ТП-1062 6 кВ, РУ-0,4кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод2 0,4кВ	ТТН-60 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 75345-19	-	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ООО «НЭК»	Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,5

10	ТП-645 6 кВ, РУ-0,4кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод1 0,4кВ	ТТН-60 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 75345-19	-	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активн ая Реакти вная	1,0 2,1	3,2 5,5
----	--	--	---	--	--	--	------------------------------------	----------------	----------------

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	ТП-645 6 кВ, РУ-0,4кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4кВ	ТТН-60 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 58465-14	-	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ООО «НЭК»	Активн ая Реакти вная	1,0 2,1	3,2 5,5
12	ТП-7 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20			Активн ая Реакти вная	1,0 2,1	3,3 5,6
13	ТП-6.2 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20			Активн ая Реакти вная	1,0 2,1	3,3 5,6
14	ТП-5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ-100 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20			Активн ая Реакти вная	1,0 2,1	3,3 5,6
15	ТП-6.1 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4кВ, Ввод 0,4кВ	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Активн ая Реакти вная	1,0 2,1	3,2 5,5
16	РП-1 ОАО ЭСП 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Яч. 9, КЛ 10 кВ Яч. 9	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 29390-10	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Активн ая Реакти вная	1,3 2,5	3,3 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	РП-1 ОАО ЭСП 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Яч. 28, КЛ 10 кВ Яч. 28	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 25433-11	НТМИ-10-66УЗ Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ООО «НЭК»	Активн ая	1,3	3,4
18	ТП-34 ОАО ЭСП 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Яч. 6, КЛ 1 0,4 кВ ООО Восток	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 3АРТ.07.132.4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36698-08			Активн ая	1,0	3,2
19	ТП-34 ОАО ЭСП 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Яч. 10, КЛ2 0,4 кВ ООО Восток	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 3АРТ.07.132.4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36698-08			Активн ая	1,0	3,2
22	ВЛ 6 кВ №31 Амур, ВЛ 6 кВ ТП №967, Оп. №20/1, ПКУ 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 40015-08	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активн ая	1,3	3,4
23	ТП №934 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТН-60 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 75345-19	-	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активн ая	1,0	3,2
26	ТП №6021 10 кВ, РУ-10 кВ, СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активн ая	1,3	3,4
							Реакти вная	2,5	5,7
							Активн ая	1,0	3,2
							Реакти вная	2,1	5,5
							Активн ая	1,0	3,2
							Реакти вная	2,1	5,5
							Активн ая	1,3	3,4
							Реакти вная	2,5	5,7
							Активн ая	1,0	3,2
							Реакти вная	2,1	5,5
							Активн ая	1,3	3,4
							Реакти вная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
27	ТП-1072 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ввод1 10 кВ	ТЛП-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ООО «НЭК»	Активн ая Реакти вная	1,3 2,5	3,4 5,7
28	ТП-1072 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ввод2 10 кВ	ТЛП-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активн ая Реакти вная	1,3 2,5	3,4 5,7
30	ТП-35 ОАО ЭСП 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Яч. 5, КЛ1 0,4 кВ ООО «Караван»	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активн ая Реакти вная	1,0 2,1	3,2 5,5
31	ТП-35 ОАО ЭСП 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Яч. 10, КЛ2 0,4 кВ ООО «Караван»	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активн ая Реакти вная	1,0 2,1	3,2 5,5
32	ТП №4944 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТН-Ш Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 75345-19	-	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активн ая Реакти вная	1,0 2,1	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
33	ВЛ 10 кВ №1 Кривозеровская, ВЛ 10 кВ в сторону ТП №4944, ВЛ 10 кВ ТП №5025, Оп. №6/н, ПКУ 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 75/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 71707-18	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ООО «НЭК»	Активн ая	1,3	3,4
34	ВЛ 10 кВ № 3 Хуторская, ВЛ 10 кВ ТП № 5137, Оп. № 6/н, ПКУ 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 71707-18	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активн ая	1,3	3,4
35	ТП-Л15 10 кВ, ВРУ 0,4 кВ ООО Акваларк Морская Звезда, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ-4ТМ.06Т.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21			Активн ая	1,0	3,2
36	ТП-Л15 10 кВ, ВРУ 0,4 кВ ООО Еврохолдинг, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Активн ая	1,0	3,2
37	ТП-1054 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТТН-60 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 58465-14	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Активн ая	1,0	3,2
38	ТП-1054 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТТН-60 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 58465-14	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Активн ая	1,0	3,2
							Реакти вная	2,5	5,7
							Реакти вная	2,5	5,7
							Активн ая	1,3	3,4
							Реакти вная	2,5	5,7
							Активн ая	1,0	3,2
							Реакти вная	2,1	5,5
							Активн ая	1,0	3,2
							Реакти вная	2,1	5,5
							Активн ая	1,0	3,2
							Реакти вная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	ВЛ 10 кВ №3 ПС Рассвет, Оп. №30, КЛ 10 кВ ТП №3210, ПКУ-10кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ООО «НЭК»	Активн ая	1,3	3,4
							Реакти вная	2,5	5,7
40	ПС 110 кВ Небуг, РУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, ф. Н6-19	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активн ая	1,1	3,0
							Реакти вная	2,3	4,7
41	ПС 110 кВ Небуг, РУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, ф. Н6-22	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 35956-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Активн ая	1,3	3,3
							Реакти вная	2,5	5,6
42	ТП-А629 10 кВ, РУ- 10 кВ, Ввод 10 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 20/5 Рег. № 32139-11	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2 10000/√3/100/√3 Рег. № 35956-12	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активн ая	1,1	3,3
							Реакти вная	2,2	5,6
43	ТП-800 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод1 0,4 кВ	ТТН-60 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 58465-14	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Активн ая	1,0	3,2
							Реакти вная	2,1	5,5
44	ТП-800 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод2 0,4 кВ	ТТН-60 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 58465-14	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Активн ая	1,0	3,2
							Реакти вная	2,1	5,5

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 №№ 8-11, 15, 16, 18, 19, 23, 30-32, 35-38, 40, 41, 43-48 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 УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический 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	37
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 8-11, 15, 16, 18, 19, 23, 30-32, 35-38, 40, 41, 43-48 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 +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 8-11, 15, 16, 18, 19, 23, 30-32, 35-38, 40, 41, 43-48 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, °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 +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов Меркурий 234: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-3АРТ.07: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 2 140000 2 88000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа Меркурий 230 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 80590-20): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	210000 2
для счетчиков типа Меркурий 230 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 23345-07): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	150000 2
для счетчиков типов Меркурий 236, ПСЧ-4ТМ.06Т: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2
для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2
для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	45000 2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типов Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	90 5
для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-4ТМ.06Т.: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 40
для счетчиков типа Меркурий 230: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	85 10
для счетчиков типа ПСЧ-3АРТ.07: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	60 10
для счетчиков типов Меркурий 236: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	170 10
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
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;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчика электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	14
Трансформаторы тока	ТТН-60	27
Трансформаторы тока	ТТН-Ш	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	21
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-100	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	12
Трансформаторы тока	ТЛП-10	6
Трансформаторы тока	ТШП-М-0,66	6
Трансформаторы напряжения	НОЛП-НТЗ-6	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66УЗ	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	8
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-10	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	15
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	17
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	8
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	ПСЧ-3АРТ.07	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.06Т	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ООО «НЭК»	—	1
Методика поверки	—	1
Паспорт-формуляр	33178186.411711.011.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «НЭК» (11 очередь)», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.34.2021.41463.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Новая энергетическая компания»
(ООО «НЭК»)
ИНН 2308259377
Юридический адрес: 350051, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Рашпилевская, д. 256, оф. 7
Телефон: (800) 700-69-83
E-mail: info@art-nek.ru
Web-сайт: www.art-nek.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Новая энергетическая компания»
(ООО «НЭК»)
ИНН 2308259377
Адрес: 350051, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Рашпилевская, д. 256
Юридический адрес: 350051, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Рашпилевская, д. 256, оф. 7
Телефон: (800) 700-69-83
E-mail: info@art-nek.ru
Web-сайт: www.art-nek.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.