

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» октября 2022 г. № 2591

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 вертикальные стальные цилиндрические	PBC-20000	Е	87101-22	PM-3, PM-4	Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций, г. Новокузнецк (зав. № PM-3 изготовлен в 1985 г., зав. № PM-4 изготовлен в 1987 г.)	Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций, г. Новокузнецк	ОС	МП 569-2022	5 лет	Южная теплоэлектроцентраль филиала "Невский" Публичного акционерного общества "Территориальная генерирующая компания № 1" (ТЭЦ-22 филиала ПАО "ТГК-1"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Пензенский ЦСМ", г. Пенза	24.05.2022
2.	Приборы оптические координатно-измерительные бескон-	SHININ G 3D Transcan C	С	87102-22	EinScanPE A-HXBA025L25	Shining 3D Tech Co., Ltd, Китай	Shining 3D Tech Co., Ltd, Китай	ОС	МП-510/06-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "МЕДСЕРВИС-ГРУПП" (ООО	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	11.07.2022

	тактные										"МЕДСЕР-ВИС-ГРУПП"), Московская обл., г. Серпухов		
3.	Корректоры объема газа	ТК-110	С	87103-22	исп. ТК-110-АТ - зав. № СА.А002004, исп. ТК-110-ТЕ - зав. № СА.Т002001	Общество с ограниченной ответственностью "Диджитэкс" (ООО "Диджитэкс"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Диджитэкс" (ООО "Диджитэкс"), г. Москва	ОС	МП-005-2022	исполнение ТК-110-АТ - 3 года, исполнение ТК-110-ТЕ - 5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Диджитэкс" (ООО "Диджитэкс"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ Метрология", Московская обл., г. Чехов	26.07.2022
4.	Дефектоскопы универсальные	Томографик	С	87104-22	мод. Томографик УД4-ТМ (2.69) зав.№ 002; мод. Томографик 5М зав.№ 5083, мод. Томографик УД4-ТМ зав.№ 19021	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-промышленная компания "Техновотум" (ООО НПК "Техновотум"), г. Москва, г. Зеленоград	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-промышленная компания "Техновотум" (ООО НПК "Техновотум"), г. Москва, г. Зеленоград	ОС	МП 001.Д4-22	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-промышленная компания "Техновотум" (ООО НПК "Техновотум"), г. Москва, г. Зеленоград	ФГУП "ВНИИОФИ", г. Москва	17.01.2022
5.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-10 (5/5)-А-Т-СО-У1	Е	87105-22	6951	Акционерное общество "Ремонтно-механический завод "Енисей" (АО "РМЗ "Енисей"), г. Красноярск	Акционерное общество "Ремонтно-механический завод "Енисей" (АО "РМЗ "Енисей"), г. Красноярск	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Альметьевское районное нефтепроводное управление филиал Акционерного общества "Транснефть - Прикамье"	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	08.08.2022

											(АРНУ филиал АО "Транс-нефть - Прикамье"), Республика Татарстан, г. Альметьевск		
6.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-20	Е	87106-22	1	Общество с ограниченной ответственностью "АЗС Авангард" (ООО "АЗС Авангард"), Московская обл., г. Серпухов	Общество с ограниченной ответственностью "АЗС Авангард" (ООО "АЗС Авангард"), Московская обл., г. Серпухов	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Войсковая часть 2148, г. Цхинвал	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	08.08.2022
7.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГД-30(10+10+10)	Е	87107-22	1262, 1263	Общество с ограниченной ответственностью "Стройинвестсервис" (ООО "Стройинвестсервис"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Стройинвестсервис" (ООО "Стройинвестсервис"), г. Москва	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Управление Федеральной службы Безопасности Российской Федерации по Курганской области (УФСБ России по Курганской области), г. Курган	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	08.08.2022
8.	Резервуары стальные горизонтальные	РГС-5	Е	87108-22	69/1, 69/2, 79/1, 79/2	Акционерное общество "Буденновский машиностроительный завод" (АО "БМЗ"), Ставропольский край, г. Буденновск	Акционерное общество "Буденновский машиностроительный завод" (АО "БМЗ"), Ставропольский край, г. Буденновск	ОС	МП 0052-2022	5 лет	Войсковая часть 2148, г. Цхинвал	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	08.08.2022
9.	Вискозиметры высокого	VISCOlab PVT	С	87109-22	P442098-A; P442098-B;	"Cambridge Viscosity",	"Cambridge Viscosity",	ОС	МП 82-251-2021	1 год	Общество с ограниченной	УНИИМ - филиал ФГУП	03.08.2022

	давления				P4461745	США	США				ответственно- стью "НЕОЛАБ" (ООО "НЕОЛАБ"), г. Москва	"ВНИИМ им. Д.И. Менделее- ва", г. Екате- ринбург	
10.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ" для энерго- снабжения ОАО "РЖД" в границах Новосибир- ской области	Обозна- чение отсут- ствует	Е	87110-22	235	Общество с ограниченной ответственно- стью "РУС- ЭНЕРГО- СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственно- стью "РУС- ЭНЕРГО- СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП- 312235- 198-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "РУС- ЭНЕРГО- СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "Энерго- комплекс", г. Магнитогорск	30.06.2022
11.	Резервуары стальные горизон- тальные ци- линдриче- ские	РГС-25	Е	87111-22	7, 8, 9, 10, 11, 12	Акционерное общество "Га- зпромнефть- Аэро" Филиал "Домна" (АО "Газпром- нефть-Аэро" Филиал "Дом- на"), г. Санкт- Петербург	Акционерное общество "Га- зпромнефть- Аэро" Филиал "Домна" (АО "Газпром- нефть-Аэро" Филиал "Дом- на"), г. Санкт- Петербург	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Га- зпромнефть- Аэро" Филиал "Домна" (АО "Газпром- нефть-Аэро" Филиал "Дом- на"), г. Санкт- Петербург	ООО "Метро- КонТ", г. Казань	29.08.2022
12.	Колонки раздаточные сжиженного газа	ВМР LPG	С	87112-22	модификация ВМР 511/LPG зав.№ 3561/21; модифи- кация ВМР 522/LPG зав.№	TATSUNO EUROPE a.s., Чешская Республика	TATSUNO EUROPE a.s., Чешская Республика	ОС	РТ-МП- 300-449- 2022	1 год	Коммерческая организация с иностранными инвестициями общество с	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва	29.04.2022

					3624/21						ограниченной ответственно- стью "ТАТСУНО РУС" (КОИИ ООО "ТАТСУНО РУС"), г. Рязань		
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Комсомольская ТЭЦ-2 АО "ДГК"	Обозначение отсутствует	Е	87113-22	1035.01	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "Дальневосточная генерирующая компания" (АО "ДГК"), г. Хабаровск	ОС	МП СМО-1807-2022	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	18.07.2022
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Николаевская ТЭЦ АО "ДГК"	Обозначение отсутствует	Е	87114-22	1035.03	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "Дальневосточная генерирующая компания" (АО "ДГК"), г. Хабаровск	ОС	МП СМО-2107-2022	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	21.07.2022
15.	Система автоматизиро-	Обозначение	Е	87115-22	1019.06	Акционерное общество	Акционерное общество	ОС	МП СМО-0108-2022	4 года	Акционерное общество "РЭС	АО "РЭС Групп",	02.08.2022

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП "Майская ГРЭС" АО "ДГК"	отсутствует				"РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	"Дальневосточная генерирующая компания" (АО "ДГК"), г. Хабаровск				Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	г. Владимир	
16.	Штангенциркули	Обозначение отсутствует	С	87116-22	A 00324, A 00434, B 00942/1423, BP 07652, BK 05681, BKK 08123, BKK 10541, B 14680, B 14681, B 02257/4801, B 00302/0935, D 00910	GUILIN MEASURING AND CUTTING TOOL CO., LTD, KHP	GUILIN MEASURING AND CUTTING TOOL CO., LTD, KHP	ОС	МП 203-35-2022	1 год	ООО Торговый дом "Контрольные технологии", г. Челябинск	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	09.09.2022
17.	Измерители-регистраторы	ТС-A1G-V8.1	С	87138-22	21D147519	Общество с ограниченной ответственностью "Ситипоинт" (ООО "Ситипоинт"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Ситипоинт" (ООО "Ситипоинт"), г. Москва	ОС	651-22-017 МП	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Ситипоинт" (ООО "Ситипоинт"), г. Москва	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	18.05.2022

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-20000

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-20000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

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

Резервуары представляют собой наземную стальную вертикальную конструкцию цилиндрической формы с наружной теплоизоляцией и стационарной крышей.

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

Заводской номер нанесен типографским способом в паспорт резервуаров и фотохимическим способом на шильдик резервуаров.

Резервуары с заводскими номерами РМ-3 и РМ-4 расположены по адресу: 192289, г. Санкт-Петербург, ул. Софийская, дом 96, Южная теплоэлектроцентраль филиала «Невский» Публичного акционерного общества «Территориальная генерирующая компания № 1» (ТЭЦ-22 филиала ПАО «ТГК-1»).

Общий вид резервуаров представлен на рисунках 1-2.



Рисунок 1 - Общий вида резервуара № РМ-3



Рисунок 2 - Общий вида резервуара № РМ-4

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

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуара	РВС-20000
Номинальная вместимость, м ³	20000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,10

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 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

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	РВС-20000	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Градуировочная таблица	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 3 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

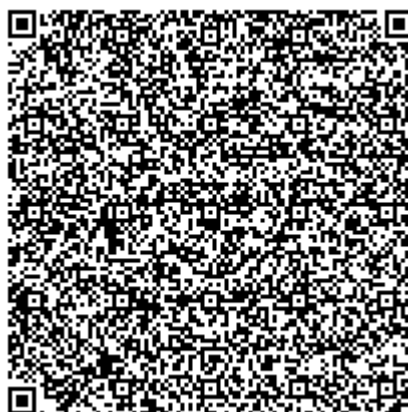
Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций
Адрес: г. Новокузнецк.

Изготовитель

Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций (зав. № РМ-3 изготовлен в 1985 г., зав. № РМ-4 изготовлен в 1987 г.)
Адрес: г. Новокузнецк.

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)
ИНН 5835000257
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20.
Телефон/факс: (8412) 49-82-65
E-mail: info@penzacsm.ru
Web-сайт: www.penzacsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311197.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» октября 2022 г. № 2591

Регистрационный № 87102-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы оптические координатно-измерительные бесконтактные Shining 3D Transcan C

Назначение средства применений

Приборы оптические координатно-измерительные бесконтактные Shining 3D Transcan C (далее – приборы) предназначены для измерений геометрических размеров объектов с поверхностью сложной формы.

Описание средства измерений

Принцип действия приборов основан на технологии структурированного света. Контрастное изображение световой сетки, проецируемое на измеряемый объект, деформируется на нём в зависимости от геометрии объекта. Сетка проецируется на объект с помощью проектора на основе светодиода. Две цифровые камеры, расположенные под углом к источнику света, осуществляют съёмку поверхности объекта вместе с деформированной сеткой. По полученным снимкам, методом триангуляции, вычисляется расстояние до каждой точки в поле зрения. Вычисления производятся для каждого пикселя кадра на основе пересечения лучей проектор – камера. Получение полной объемной модели объекта достигается путем объединения в одну модель облаков точек, полученных при съемке (сканировании) объекта в различных положениях. Для получения снимков объекта с разных сторон и под разным углом служит поворотный столик, входящий в комплект прибора и изменяющий положение сканируемого объекта в пространстве в автоматическом режиме. Совмещение облаков точек осуществляется выделением характерных элементов геометрии объекта или посредством дополнительных позиционных меток, наклеиваемых на измеряемые объекты. Между любыми из определённых точек можно провести линейные измерения.

Конструктивно приборы состоят из трёхмерного сканера, установленного на штативе, поворотного столика и компьютера с установленным программным обеспечением. Сканер состоит из проектора и двух цифровых камер.

Приборы выпускаются в одной модификации, которая имеет два режима области сканирования S и L, различающиеся между собой диапазонами измерений геометрических размеров объектов и погрешностью измерений. Режимы переключаются изменением положения камер, имеющих два фиксированных положения 150 и 300, соответствующих диапазонам измерений.

Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из и букв латинского алфавита и арабских цифр, наносится на маркировочную наклейку, расположенную на боковой поверхности корпуса.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Пломбирование приборов не производится. В процессе эксплуатации, приборы не предусматривают внешних механических и электронных регулировок.

Общий вид приборов приведён на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид приборов оптических координатно-измерительных бесконтактных Shining 3D Transcan C

Общий вид меток и пример их нанесения на объект сканирования представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 - Общий вид меток и пример их нанесения на объект сканирования

Место нанесения
маркировочной
наклейки с
заводским
номером
средства
измерений



Место
нанесения
знака
утверждения
типа
средства
измерений

Рисунок 3 - Место расположения маркировочной наклейки с указанием заводского (серийного) номера прибора и место нанесения знака утверждения типа.

Программное обеспечение

Приборы работают под управлением метрологически значимого программного обеспечения (далее – ПО), установленного на персональный компьютер, предназначенного для обеспечения взаимодействия узлов приборов, выполнения съёмки, сохранения и экспорта измеренных величин, а также обработки результатов измерений.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	EXScan C
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.4.1.0

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Режим области сканирования	S	L
Диапазон измерений геометрических размеров объектов, мм	от 0 до 150	от 0 до 300
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений геометрических размеров объектов, мм	$\pm 0,035$	$\pm 0,050$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Режим области сканирования	S	L
Расстояние до сканируемого объекта, мм	260	480
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - напряжение постоянного тока, В	от 100 до 240 12	
Габаритные размеры (Ш×Д×В), мм, не более	332×110×142	
Масса, кг, не более	2,7	
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %	от 0 до +40 не более 90	

Знак утверждения типа

наносится методом наклеивания на верхнюю часть корпуса прибора и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность приборов

Наименование	Обозначение	Количество
Прибор оптический координатно-измерительный бесконтактный Shining 3D Transcan C	-	1 шт.
Штатив	-	1 шт.
Поворотный стол	-	1 шт.
Адаптер питания от сети переменного тока	-	1 шт.
Комплект соединительных кабелей	-	1 шт.
Калибровочная пластина с держателем и опорой	-	1 шт.
USB-флеш карта с ПО	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации на русском языке	-	1 экз.
Кейс для транспортировки	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Сканирование» документа «Приборы оптические координатно-измерительные бесконтактные Shining 3D Transcan C. Руководство по эксплуатации.».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

Техническая документация Shining 3D Tech Co., Ltd, Китай.

Правообладатель

Shining 3D Tech Co., Ltd, Китай

Адрес: No. 1398, Xiangbin Road, Wenyan, Xiaoshan, Hangzhou, Zhejiang, China

Телефон +49-711-28444089

E-mail: sales@shining3d.com

Изготовитель

Shining 3D Tech Co., Ltd, Китай

Адрес: No. 1398, Xiangbin Road, Wenyan, Xiaoshan, Hangzhou, Zhejiang, China

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»

(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

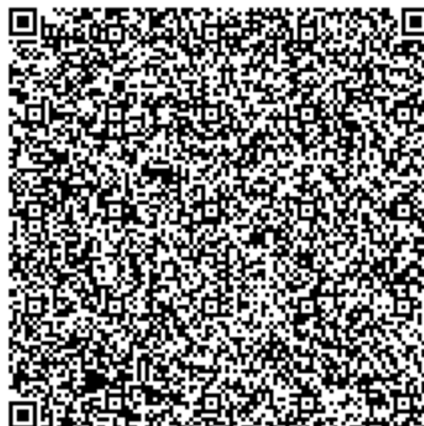
ИНН 5029124262

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

Телефон: + 7 (495) 481 33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» октября 2022 г. № 2591

Регистрационный № 87103-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Корректоры объема газа ТК-110

Назначение средства измерений

Корректоры объема газа ТК-110 (далее – корректоры) предназначены для измерений температуры природного газа по ГОСТ 5542–2014 или паров сжиженного газа по ГОСТ 20448–2018, а также других неагрессивных газов (далее – газ) и атмосферного давления, измерения количества импульсов от счетчиков объема газа и вычисления расхода и объема газа при стандартных условиях по ГОСТ Р 56333–2015.

Описание средства измерений

Принцип действия корректоров основан на преобразовании электрических сигналов, поступающих от измерительных преобразователей температуры, атмосферного давления и объемного расхода газа в рабочих условиях, в значения измеряемых величин с последующим вычислением объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям на основании известных зависимостей. Для значений избыточного давления газа и коэффициента сжимаемости используются подстановочные значения.

Корректоры предназначены для работы совместно со счетчиками объема газа, имеющими импульсный выходной сигнал, пропорциональный объёму газа в рабочих условиях, и обеспечивают автоматический учет потребления газа, а также контроль технологических параметров.

Конструктивно корректоры выполнены в пластмассовом корпусе, к которому подключен датчик температуры с номинальной статической характеристикой Pt500 по ГОСТ 6651–2009. На лицевой панели корректоров расположены клавиатура и дисплей. Внутри корпуса расположены датчик атмосферного давления (в зависимости от исполнения), микропроцессор и источник питания.

Для ввода в корректоры результатов измерений объема газа используется считывание сигналов с установленных на счетчике газа магнитоуправляемых датчиков импульса, подключенных к корректору (не входит в комплект поставки корректора). Данные датчики формируют на своем выходе электрические импульсы, количество которых прямо пропорционально объёму газа при рабочей температуре, прошедшему через счетчик объема газа. Для измерения температуры газа датчик температуры устанавливается в корпусе счетчика или в трубопроводе для непосредственного контакта с потоком газа.

Основные функции корректоров (в зависимости от исполнения):

- измерение и преобразование импульсных сигналов от счетчиков объема газа;
- измерение температуры газа и атмосферного давления;
- вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ Р 56333–2015, с использованием подстановочного значения коэффициента сжимаемости, значения атмосферного давления (измеренного или подстановочного значения) и подстановочного значения избыточного давления газа;

- хранение архивов измеренных и расчетных параметров, ведение журналов событий и нештатных ситуаций;
- уведомление при отказе измерительных преобразователей, при выходе измеряемых параметров за установленные пределы и в случае сбоев в работе корректора;
- передача измеренной и вычисленной информации по оптическому, проводному интерфейсам связи во внешнюю систему обработки результатов измерений;
- защита от преднамеренных и непреднамеренных изменений настроек и показаний корректора, а также защита от несанкционированного доступа.

В зависимости от выполняемых функций корректоры выпускаются в следующих исполнениях: ТК-110-АТ, ТК-110-ТЕ. Корректоры имеют следующую структуру условного обозначения в зависимости от исполнения:

ТК-110		– I
Тип корректора		АТ ТЕ
Исполнение (наличие датчика измерения атмосферного давления):		
Да		
Нет		

Общий вид корректоров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид корректоров

Заводской номер корректоров представляет собой буквенно-цифровой код, состоящий из префикса СА.А для исполнения ТК-110-АТ и СА.Т для исполнения ТК-110-ТЕ, за которым следует шесть арабских цифр нарастающим итогом. Заводской номер печатается в паспорте корректоров, а его цифровая часть записывается в энергонезависимую память корректоров при выпуске из производства. Также заводской номер наносится типографическим способом на наклейку, размещаемую на боковой части корпуса корректоров. Просмотр заводского номера на жидкокристаллическом дисплее корректоров осуществляется путем вызова соответствующего пункта меню при помощи кнопок управления (согласно эксплуатационным документам). Знак утверждения типа наносится на лицевую панель корректоров методом фотопечати. Места расположения заводского номера и знака утверждения типа указаны на рисунке 2.

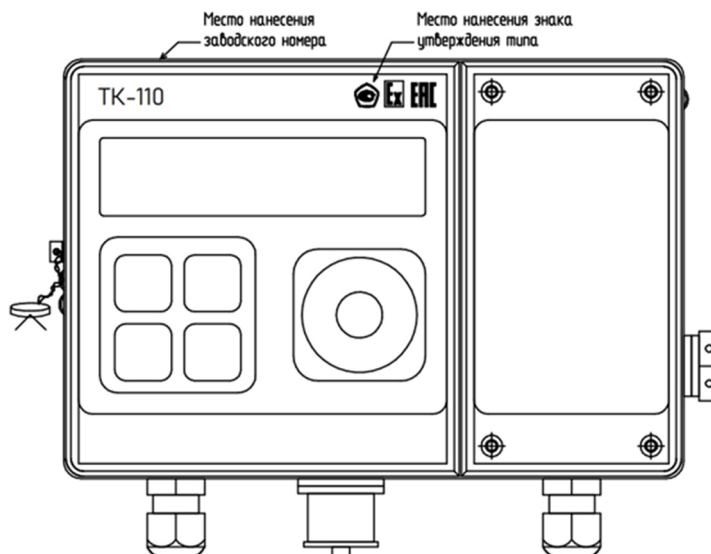


Рисунок 2 – Места расположения заводского номера и знака утверждения типа

Конструкция корректоров обеспечивает возможность пломбирования всех частей, доступ к которым может повлиять на точность измерений. Винт, закрывающий защитную кнопку, которая находится внутри корректоров и переводит корректоры в режим «Поверитель», пломбируется с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу. Для предотвращения несанкционированного вскрытия корпуса корректоров крепежные винты, расположенные на задней крышке, пломбируются изготовителем с использованием мастичных пломб. Винтовая клемма подключения датчика импульсов пломбируется с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы. Схема пломбирования корректоров от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунках 3 – 5.

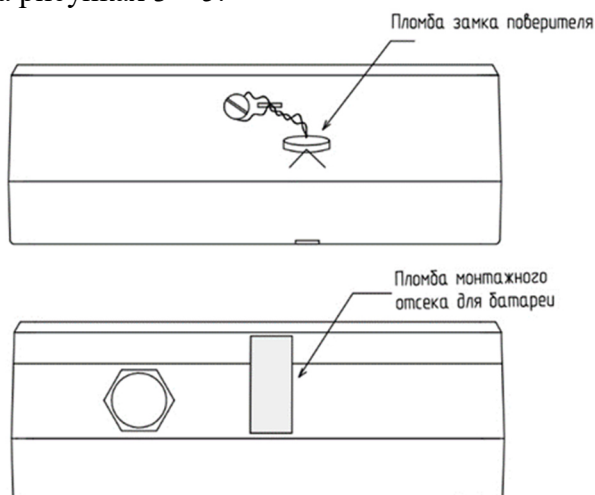


Рисунок 3 – Схема пломбирования корректоров от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки (вид слева и вид справа)

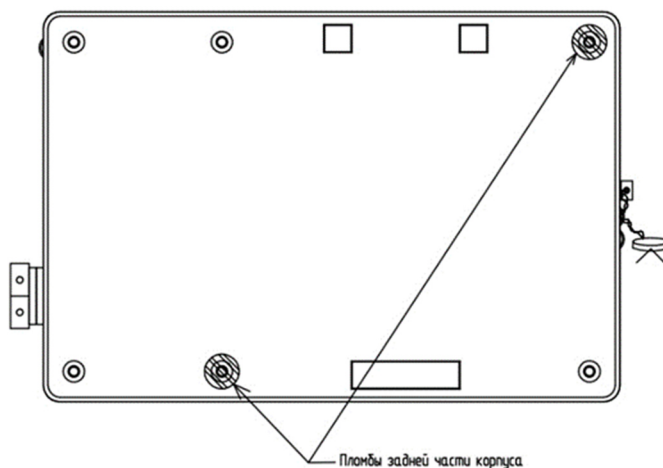


Рисунок 4 – Схема пломбирования корректоров от несанкционированного доступа (пломбы изготовителя) (вид сзади)

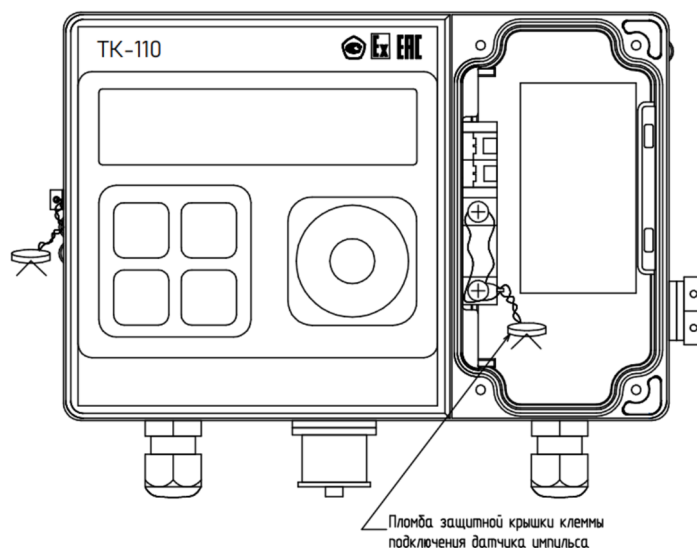


Рисунок 5 – Схема пломбирования крепежного винта защитной крышки разъема для подключения датчика импульсов

Программное обеспечение

Программное обеспечение корректоров является встроенным программным обеспечением. Программное обеспечение управляет всеми возможностями корректоров и располагается в энергонезависимой памяти, встроенной в микропроцессор корректоров, и сохраняется там в течение всего срока службы, даже в случае его обесточивания.

Команды и данные, введенные через интерфейс пользователя (клавиатура) и/или через интерфейс связи, не оказывают влияния на метрологически значимую часть программного обеспечения. Программное обеспечение защищено от преднамеренных изменений пломбой со знаком поверки и пломбами предприятия-изготовителя, разграничением уровней доступа.

Идентификационные данные программного обеспечения корректоров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения корректоров

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	TK-110 FW
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 2.1.3
Цифровой идентификатор программного обеспечения	53910
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC16

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	ТК-110-АТ	ТК-110-ТЕ
Диапазон измерений температуры газа, °С	от -30 до +60	
Диапазон измерений атмосферного давления, кПа	от 80 до 110	–
Диапазон измерений частоты следования импульсов, Гц	от 0 до 10 Гц	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры газа, °С	±0,5	
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений атмосферного давления, %	±0,5	–
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений количества импульсов, импульс на 10000	±1	
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений объема газа, приведенного к стандартным условиям, %	±0,05	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	природный газ по ГОСТ 5542–2014, пары сжиженного газа по ГОСТ 20448–2018 и другие неагрессивные газы
Габаритные размеры, мм, не более:	
– длина	200
– ширина	145
– высота	50
Масса, кг, не более	0,7
Напряжение источника питания (литиевая батарея), В	от 2,9 до 3,7
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °С	от -30 до +60
– относительная влажность окружающей среды, %	до 95, без конденсации влаги
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Диапазон индикации объема газа, м ³	от 0 до 999999999
Цена деления младшего разряда, м ³	0,001
Интерфейсы связи	RS-485, оптический интерфейс по ГОСТ ИЕС 61107–2011

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Класс защиты корпуса от пыли и влаги	IP65
Маркировка взрывозащиты	1Ex ib IIB T4 Gb X
Средняя наработка на отказ, ч	100000
Средний срок службы, лет, не менее	12

Знак утверждения типа

наносится лицевую панель корректоров методом фотопечати и на титульный лист паспорта типографическим методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Корректоры объема газа	ТК-110	1 шт. (исполнение по заказу)
Паспорт	4213-001-57268260-2022 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации*	4213-001-57268260-2022 РЭ	1 экз.
Комплект монтажных частей*	—	1 экз.
* По отдельному заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены пункте 5.1 «Общее описание» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемой для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па»;

ГОСТ 8.558–2009 Государственная система обеспечения единства измерений.

Государственная поверочная схема для средств измерений температуры;

4213-001-57268260-2022 ТУ Корректоры объема газа ТК-110. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Диджитэкс» (ООО «Диджитэкс»)
ИНН 7716959048

Адрес: 129085, Российская Федерация, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Останкинский, ул. Годовикова, д. 9 стр. 12, помещение 2.18, комната 2.18.1

Телефон: +7(495) 197-88-68

Web-сайт: <https://www.digitex.one/>

E-mail: info@digitex.one

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Диджитэкс» (ООО «Диджитэкс»)
ИНН 7716959048

Адрес: 129085, Российская Федерация, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Останкинский, ул. Годовикова, д. 9 стр. 12, помещение 2.18, комната 2.18.1

Телефон: +7(495) 197-88-68

Web-сайт: <https://www.digitex.one/>

E-mail: info@digitex.one

Испытательный центр

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

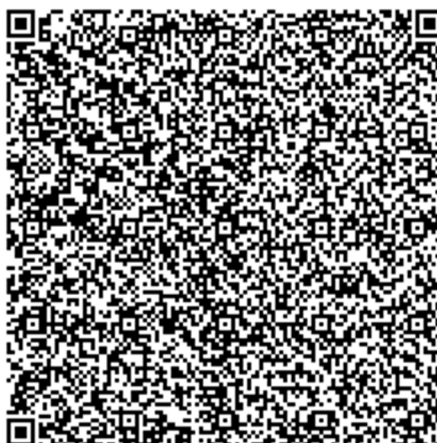
ИНН 5048057406

Адрес: 142300, Российская Федерация, Чеховский район, г. Чехов, Симферопольское шоссе, д. 2

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 «17» октября 2022 г. № 2591

Регистрационный № 87104-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дефектоскопы универсальные Томографик

Назначение средства измерений

Дефектоскопы универсальные Томографик (далее – дефектоскопы) предназначены для измерений амплитуд эхо-сигналов, отраженных от дефектов типа нарушения сплошности и однородности материалов в металлах и неметаллах, электропроводящих и неэлектропроводящих композитах, времени прохождения продольной ультразвуковой волны в материале, координат дефектов, толщины изделия, а также для выявления неоднородностей и несплошностей (рисок) в токопроводящих объектах контроля при вихретоковом контроле.

Описание средства измерений

Принцип действия дефектоскопов в ультразвуковом режиме основан на способности ультразвуковых колебаний распространяться в контролируемых изделиях и отражаться от границ разделов сред, возникающих при появлении различных неоднородностей и несплошностей в различных объектах контроля (ОК) - металлах и неметаллах, электропроводящих и неэлектропроводящих композитах.

Напряжение генератора импульсов возбуждения (ГИВ) подается на пьезоэлектрический преобразователь (ПЭП). Ультразвуковые колебания (УЗК), генерируемые ПЭП, распространяются в объекте контроля, отражаются от дефекта и принимаются дефектоскопом при различных положениях ПЭП относительно дефекта.

Принцип действия дефектоскопов в вихретоковом режиме основан на способности регистрации изменения амплитуд и фаз сигналов при наличии неоднородностей и несплошностей в токопроводящих ОК.

Дефектоскопы состоят из электронного блока, в соответствии с модификацией дефектоскопа и с заказом могут поставляться преобразователи и подключаемые сканирующие устройства (сканеры).

Сканеры могут поставлять следующих моделей: УСО-1ТМ, тандем, слайдер М1, слайдер М3, УСК-4Т, УСК-5ТМ, УСК-ТЛ, видеосканер, лыжа искательная 2.69.

ПЭП могут поставляться следующих моделей:

- П121: П121-2.5-18, П121-2.5-20, П121-2.5-40, П121-2.5-45, П121-2.5-50, П121-2.5-60, П121-2.5-65, П121-2.5-70, П121-2.5-75, П121-2.5-90, П121-5.0-40, П121-5.0-45, П121-5.0-50, П121-5.0-60, П121-5.0-65, П121-5.0-70, П121-5.0-75, П121-5.0-90, П121-0,6-50, П 121-1.25-90-002, П121-0.4-90, ЖД, П121-1.25-90-003 (УСК-4Т), ЖД, П121-2.5-40-003 (УСК-4Т, УСК-ТЛ), ЖД, П121-2.5-50-003 (УСК-4Т, УСК-ТЛ), ЖД;

- П111: П111-1.25-К20, П111-2.5-К12, П111-2.5-К20, П111-5.0-К6, П111-5.0-К12, П111-10.0-К6, П111-0.2, П111-0.3;

- П112: П112-2.5-12/2, П112-2.5-20/2, П112-5.0-12/2, П112-5.0-3х4, П112-5.0-К6;

- П131: П131-2.5-0/18 (ПКО), ЖД, П131-2.5-0/20 (ПКО), ЖД;

- П122: П122-2.5-90-К (зубья колеса), ЖД, П122-2.5-90-Ш (зубья шестеренок), ЖД;

- E411: E411-3,0-K18, ЭМА, E411-5,0-K12-001, E411-3,0-K18.

Вихретоковые преобразователи могут поставляться следующих моделей: ВТП-2-02, ВТП-2-02У, ВТП-3-02, ВТП-3-02У, ВТП-4-02.

В зависимости от назначения, дефектоскопы выпускаются в следующих модификациях: Томографик 5М, Томографик УД4-ТМ, Томографик УД4-ТМ (2.69), которые отличаются методами контроля, количеством каналов контроля, подключаемыми сканирующими устройствами, интерфейсом управления, версией программного обеспечения, габаритными размерами и условиями эксплуатации.

Дефектоскопы в режиме ультразвукового метода контроля поддерживают от 1 до 32 каналов, в режиме вихретокового метода контроля - от 1 до 16 каналов.

Томографик 5М – универсальный дефектоскоп общего назначения с использованием методов ультразвуковой, вихретоковой дефектоскопии с различными видами сканеров, которые поставляются по заказу. Может быть использован как толщиномер, структуроскоп, акустический тензометр и видеоскоп. В состав Томографик 5М могут входить ПЭП ультразвуковые типа П111; П112, П121, П131, П122, E411, вихретоковые преобразователи типа ВТП-2, ВТП-3, ВТП-4, сканеры типа УСО, УСК, слайдеры. Количество и тип преобразователей и сканеров поставляется в соответствии с заказом.

Томографик УД4-ТМ – дефектоскоп железнодорожного назначения для контроля деталей подвижного состава и их составных частей с использованием методов ультразвуковой и вихретоковой дефектоскопии. Применяется отдельно и совместно со специализированными сканерами, которые поставляются по заказу. В состав Томографик УД4-ТМ могут входить ПЭП ультразвуковые типа П111; П112, П121, П131, П122, E411, вихретоковые преобразователи типа ВТП-2, ВТП-3, ВТП-4, сканеры типа УСО, УСК, слайдеры. Количество и тип преобразователей и сканеров поставляется в соответствии с заказом.

Томографик УД4-ТМ (2.69) – рельсовый ультразвуковой дефектоскоп для обнаружения и регистрации сигналов от дефектов в подошве железнодорожных рельсов при сплошном контроле, с дополнительной возможностью проведения уточняющего контроля в любом сечении рельса ручными датчиками методом ультразвуковой дефектоскопии. Используется в составе съемных и мобильных средств рельсовой дефектоскопии, в исполнении для одониточного и двухниточного ультразвукового контроля. В состав Томографик УД4-ТМ (2.69) могут входить ПЭП ультразвуковые П111-2,5, П112-2,5, П121-2,5-45, П121-2,5-50, П121-2,5-65, П121-2,5-70, П121-0,6-50, количество и тип преобразователей поставляется в соответствии с заказом. Дефектоскоп поставляется со сканером (лыжа искательная 2.69) с предустановленным датчиком пути (энкодером).

Дефектоскопы используются совместно с преобразователями производства ООО НПК «Техновотум» в зависимости от комплектации.

Нанесение знака поверки и знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер имеет числовой формат, расположен на задней стенке электронного блока, выполнен способом нанесения наклейки, обеспечивающим возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации.

Общий вид дефектоскопов представлен на рисунке 1. Общий вид преобразователей представлен на рисунке 2. Общий вид сканеров на рисунке 3.



а)



б)



в)

Рисунок 1 – Общий вид дефектоскопов:
а) Томографик 5М; б) Томографик УД4-ТМ; в) Томографик УД4-ТМ (2.69)

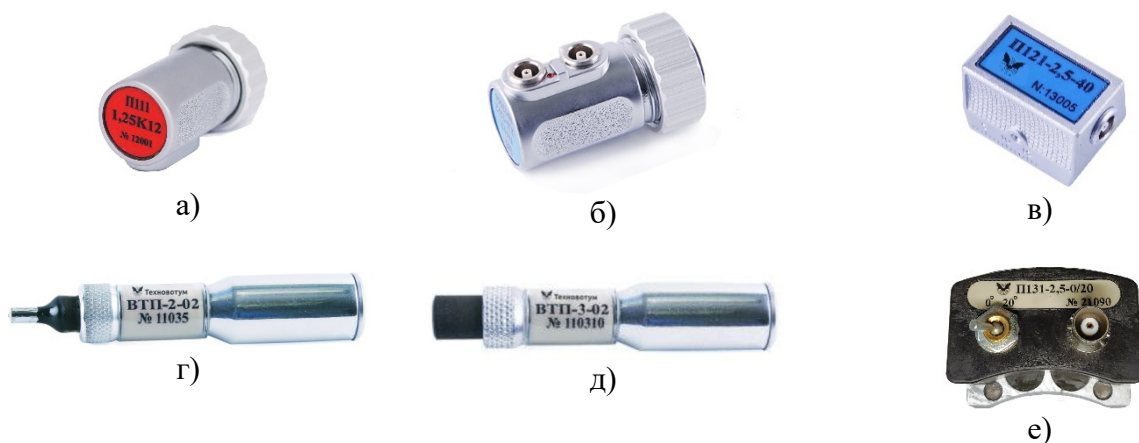


Рисунок 2 – Общий вид преобразователей:
а) П111; б) П112; в) П121; г) ВТП-2; д) ВТП-3; е) П131



Рисунок 3 – Общий вид сканеров:
а) УСО-1Т; б) УСК-5ТМ; в) тандем; г) слайдер М1; д) слайдер М3; е) УСК-5ТМ;
ж) УСК-ТЛ; з) видеосканер; и) ложка искательная 2.69

Схема пломбировки от несанкционированного доступа представлена на рисунке 4. Пломбируется ООО НПК «Техновотум» с заливкой головки болта на корпусе Томографик и с применением наклейки на задней стенке.



Рисунок 4 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа

Схема места нанесения заводского номера представлена на рисунке 5. Применяется наклейка с маркировкой зав. № ООО НПК «Техновотум» на корпусе Томографик.

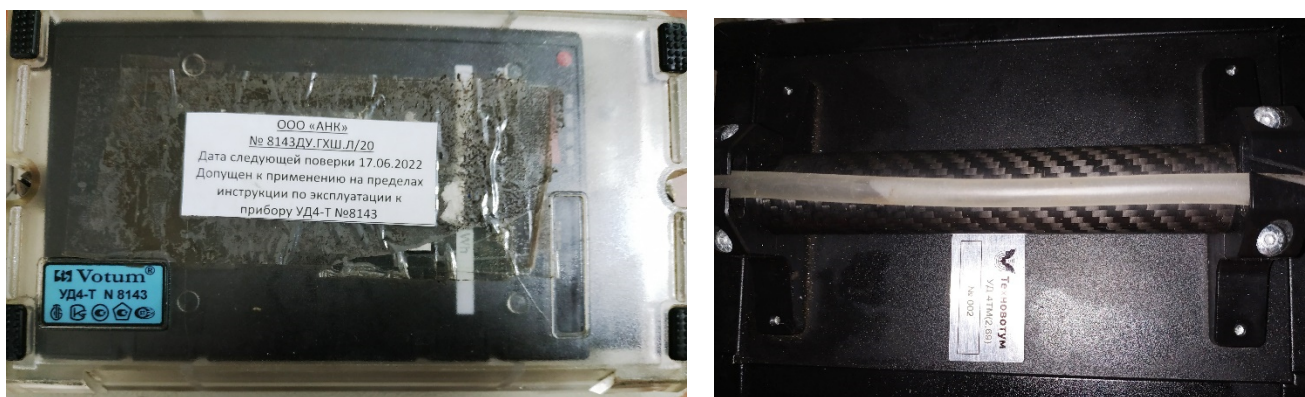


Рисунок 5 – Обозначение места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) выполняет (обеспечивает) функции управления дефектоскопом и изменения его настроек, регистрации и визуализации измерений, а также обработки их результатов, сохранения файлов настроек и файлов с результатами контроля.

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

Метрологически значимая часть не выделена, всё ПО является метрологически значимым.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Дефектоскоп общего назначения	Вихретоковый дефектоскоп
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.25 и выше	1.22 и выше
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений отношений амплитуд сигналов на входе приемника, дБ	от 60,4 до 108,9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отношений амплитуд сигналов на входе приемника, дБ	$\pm 2,0$
Диапазон измерений длительности временных интервалов, мкс - для Томографик УД4-ТМ (2.69) - для Томографик 5М и Томографик УД4-ТМ	от 0,50 до 995,00 от 0,31 до 1500,00
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений длительности временных интервалов, мкс	$\pm 0,06$
Диапазон измерений расстояния до дефекта энкодером (датчиком пути) для Томографик УД4-ТМ (2.69), мм	от 1 до 5000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений расстояния до дефекта энкодером (датчиком пути) для Томографик УД4-ТМ (2.69), мм	$\pm(0,5 + 0,002 \cdot L^*)$
Диапазон измерений глубины залегания дефектов (по стали), мм - П111-2,5 - П112-2,5 - П121-2,5-50 - П111-5	от 6 до 590 от 3 до 590 от 6 до 590 от 3 до 590
Диапазон измерений толщин изделия (по стали) для Томографик 5М и Томографик УД4-ТМ, мм	от 2 до 600
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений глубины залегания дефекта или толщины изделия (по стали) для ПЭП типа П111 и П112, мм	± 2
Диапазон измерений глубины залегания дефектов (по стали) для ПЭП типа П121, мм	от 6 до 320
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений глубины залегания дефектов (по стали) для ПЭП типа П121, мм	$\pm(2+0,03 \cdot H^{**})$

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений координаты от точки ввода до проекции дефекта на поверхность сканирования для ПЭП типа П121, мм	от 7 до 50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений координаты от точки ввода до проекции дефекта на поверхность сканирования для ПЭП типа П121, мм	$\pm(2+0,03 \cdot X^{***})$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности выявления дефектов в виде риски с глубиной в диапазоне от 0,5 до 3,0 мм и шириной 0,1 мм, мм	$\pm 0,2$
*L – расстояние, измеренное энкодером, мм **N – измеренное значение глубины залегания дефектов, мм ***X – измеренное значение координаты от точки ввода до проекции дефекта на поверхность сканирования, мм	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Минимальные размеры выявляемого поверхностного искусственного дефекта в виде риски на образце из алюминиевого сплава, мм: - глубина; - ширина.	0,30±0,05 0,10±0,05
Минимальные размеры выявляемого поверхностного искусственного дефекта в виде риски на образце из ферромагнитного материала, мм: - глубина; - ширина.	0,30±0,05 0,10±0,05
Диапазон рабочих частот, МГц	от 0,2 до 10
Диапазон установки длительности полуволн импульсов генератора импульсов возбуждения (ГИВ), нс	от 25 до 1250
Допускаемое отклонение установки длительности полуволн импульса ГИВ, %	±10
Дискретность установки длительности импульса ГИВ, нс	12,5
Пределы допускаемого абсолютного отклонения настройки порогового индикатора (зона нечувствительности), дБ	±0,3
Диапазон установки усиления, дБ	от 45 до 177
Время установления рабочего режима, минут, не более	5
Время полной перенастройки прибора при наличии в архиве параметров ПЭП и материала объекта контроля, минут, не более	1
Средний срок службы (исключая ПЭП и аккумулятор), лет, не менее	7
Масса электронного блока со встроенным аккумулятором, кг, не более	10
Габаритные размеры электронного модуля (Д×Ш×В), мм, не более	150×400×300
Параметры электрического питания: от сети переменного тока – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц от встроенного аккумулятора – номинальное напряжение, В – емкость, Ач, не менее	от 100 до 250 50±1 11 3

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C	от -40 до +50
Степень защиты дефектоскопа от проникновения внутрь пыли и воды по ГОСТ 14254	IP54
Вид климатического исполнения дефектоскопа по ГОСТ Р 52931-2008	С3

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность дефектоскопа

Наименование	Обозначение	Количество
Дефектоскоп универсальный	Томографик	1 шт.
Блок питания		1 шт.
Переходник подачи синхроимпульсов		1 шт.
Сканеры**	УСО-1ТМ, тандем, слайдер М1, слайдер М3, УСК-4Т, УСК-5ТМ, УСК-ТЛ, видеосканер	1 шт.*
Сканер***	лыжа искательная 2.69	1 шт.
Кабели соединительные		1 шт.*
Преобразователи ультразвуковые	П111; П112; П121, П131	1 шт.*
Преобразователи вихретоковые**	ВТП-2, ВТП-3, ВТП-4	1 шт.*
Испытательный образец		1 шт.
Стандартный образец СО-3Р ГОСТ 18576		1 шт.
Упаковка		1 шт.
Дефектоскоп универсальный «Томографик 5М» Руководство по эксплуатации Дефектоскоп универсальный Томографик УД4-ТМ Руководство по эксплуатации Дефектоскоп универсальный Томографик УД4-ТМ(2.69) Руководство по эксплуатации	РДГЕ 401.00.00.000 РЭ ВЛНГ 038 РЭ ВЛНГ 038(2.69) РЭ	1 экз.
*количество и тип преобразователей, кабелей для их подключения, сканеров поставляется в соответствии с заказом		
**для модификаций Томографик 5М и Томографик УД4-ТМ		
***для модификации Томографик УД4-ТМ (2.69)		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «Порядок работы» руководства по эксплуатации РДГЕ 401.00.00.000 РЭ «Дефектоскоп универсальный «Томографик 5М», в разделе 6 «Порядок работы» руководства по эксплуатации ВЛНГ 038 РЭ «Дефектоскоп универсальный Томографик УД4-ТМ», в разделе 9 «Проведение контроля» руководства по эксплуатации ВЛНГ 038(2.69) РЭ «Дефектоскоп универсальный «Томографик УД4-ТМ(2.69)».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3383 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений ослабления напряжения постоянного тока и электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 20 Гц до 178,4 ГГц»;

ТУ 26.51.66-004-83231613-2021 «Дефектоскопы универсальные Томографик. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-промышленная компания «Техновотум» (ООО НПК «Техновотум»)

ИНН 7735535277

Адрес: 124489, г. Москва, г. Зеленоград, Сосновая аллея, д.6А, стр.1

Телефон: +7 (495) 662-59-38

Web-сайт: www.votum.ru

e-mail: technovotum@gmail.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-промышленная компания «Техновотум» (ООО НПК «Техновотум»)

ИНН 7735535277

Адрес: 124489, г. Москва, г. Зеленоград, Сосновая аллея, д.6А, стр.1

Телефон: +7 (495) 662-59-38

Web-сайт: www.votum.ru

e-mail: technovotum@gmail.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт оптико-физических измерений» (ФГУП «ВНИИОФИ»)
ИНН 7702038456

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

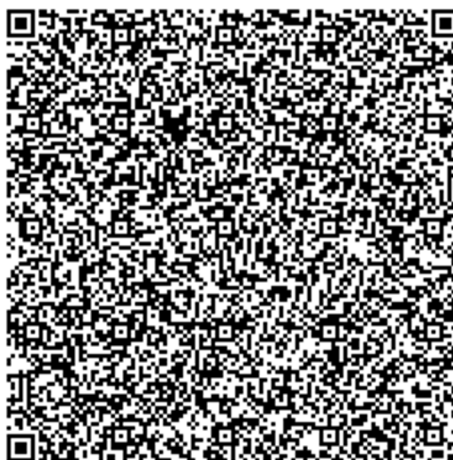
Телефон: (495) 437-56-33

Факс: (495) 437-31-47

Web-сайт: www.vniiofi.ru

e-mail: vniiofi@vniiofi.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30003-14.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» октября 2022 г. № 2591

Регистрационный № 87105-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-10 (5/5)-А-Т-СО-У1

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-10 (5/5)-А-Т-СО-У1 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

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, состоящий из двух секций. Секции разделены между собой перегородкой. По наружной поверхности резервуар теплоизолирован слоем минеральной ваты и покрыт стальным оцинкованным листом.

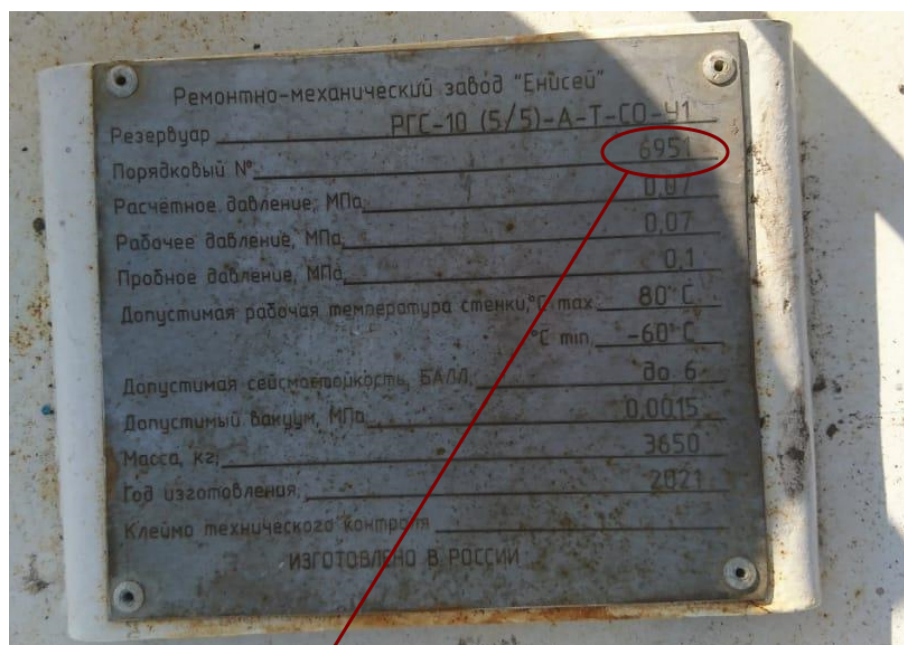
Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр, нанесен методом гравировки на маркировочную табличку резервуара (рисунок 1).

Резервуар РГС-10 (5/5)-А-Т-СО-У1 с заводским номером 6951, расположен по адресу: 423970, Республика Татарстан, муниципальный район Муслюмовский, сельское поселение Тойгильдинское, НПС «Муслюмово», АРНУ филиал АО «Транснефть-Прикамье».

Общий вид резервуара РГС-10 (5/5)-А-Т-СО-У1 представлен на рисунке 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 1 – Место нанесения заводского номера

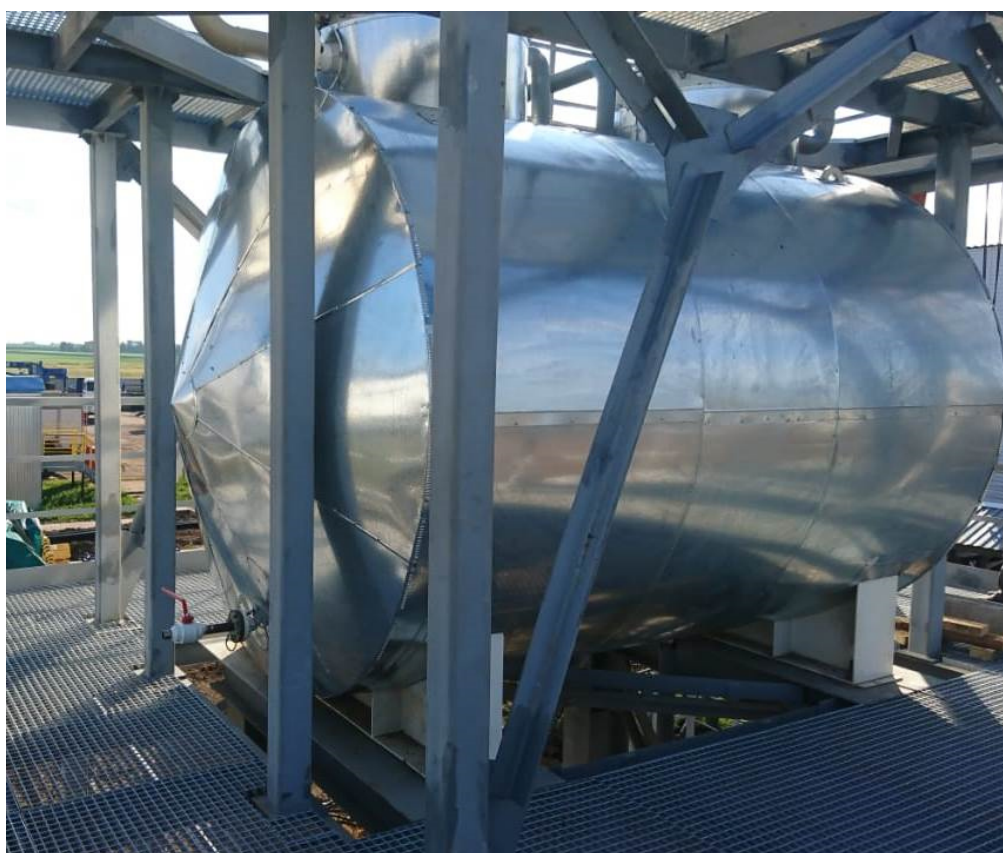


Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГС-10 (5/5)-А-Т-СО-У1

Пломбирование резервуара РГС-10 (5/5)-А-Т-СО-У1 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	10
Номинальная вместимость секции №1, м ³	5
Номинальная вместимость секции №2, м ³	5
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	РГС-10 (5/5)-А-Т-СО-У1	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	2 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Акционерное общество «Ремонтно-механический завод «Енисей» (АО «РМЗ «Енисей»)
ИНН 2462034551
Адрес: 660004, г. Красноярск, ул. 26 Бакинских Комиссаров, д. 1
Телефон: +7 (391) 259-38-33

Изготовитель

Акционерное общество «Ремонтно-механический завод «Енисей» (АО «РМЗ «Енисей»)
ИНН 2462034551
Адрес: 660004, Красноярский край, г. Красноярск, ул. 26 Бакинских Комиссаров, д. 1
Телефон: +7 (391) 259-38-33

Испытательный центр

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

ИНН 1657090203

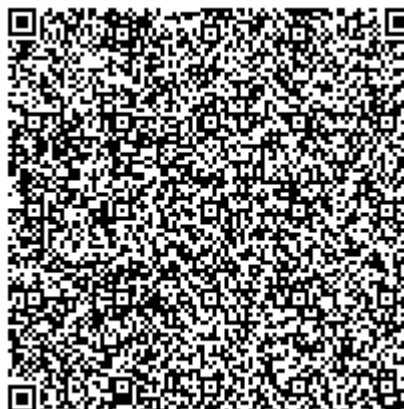
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-20

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-20 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

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

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами, состоящий из двух секций. Секции разделены между собой перегородкой.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабской цифры, нанесен в виде наклейки на крышку люка резервуара.

Резервуар РГС-20 с заводским номером 1, расположен по адресу: Республика Южная Осетия, нп Вахтана.

Общий вид резервуара РГС-20 представлен на рисунках 1, 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Места нанесения
заводского номера

Рисунок 1 – Общий вид резервуара РГС-20 с указанием мест нанесения заводского номера и номеров секций



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГС-20

Пломбирование резервуара РГС-20 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	20
Номинальная вместимость секции №1, м ³	10
Номинальная вместимость секции №2, м ³	10
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	20

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	РГС-20	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	2 экз.

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

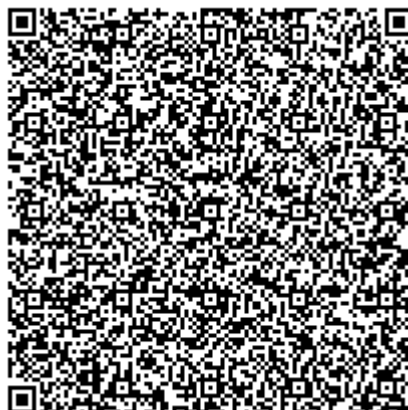
Общество с ограниченной ответственностью «АЗС Авангард» (ООО «АЗС Авангард»)
ИНН 5043063639
Адрес: 142214, Московская обл., г. Серпухов, ул. Советская, д. 89, кв. 25

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АЗС Авангард» (ООО «АЗС Авангард»)
ИНН 5043063639
Адрес: 142214, Московская обл., г. Серпухов, ул. Советская, д. 89, кв. 25

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)
ИНН 1657090203
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 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.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГД-30(10+10+10)

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГД-30(10+10+10) (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами, состоящий из трех секций.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводские номера резервуаров и номера секций в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены в виде наклейки на крышку люка резервуара.

Резервуары РГД-30(10+10+10) с заводскими номерами 1262, 1263, расположены по адресу: Курганская область, г. Курган, ул. Омская, 103.

Общий вид резервуаров РГД-30(10+10+10) представлен на рисунках 1, 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

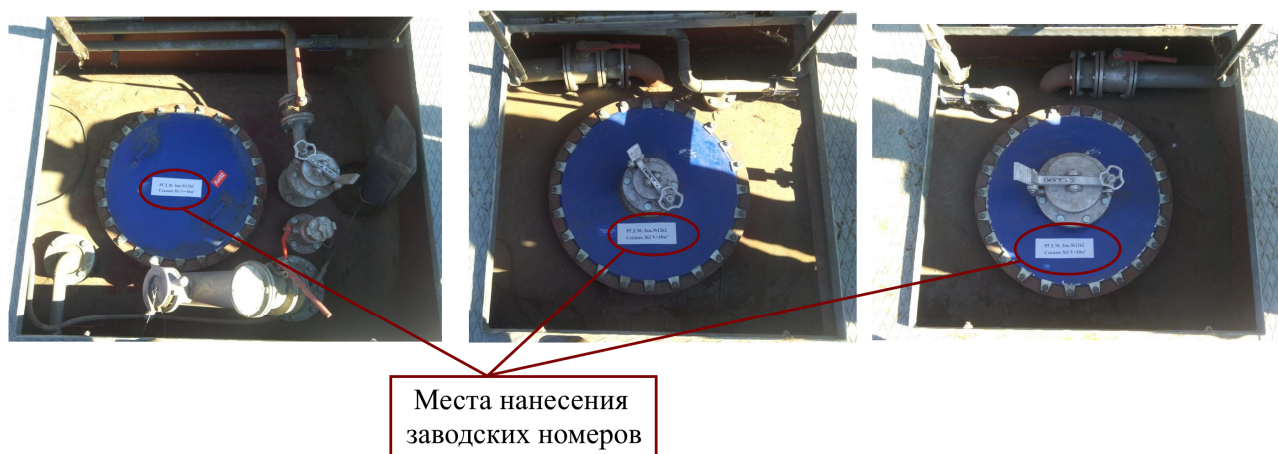


Рисунок 1 – Общий вид резервуара РГД-30(10+10+10) №1262 с указанием мест нанесения заводских номеров



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГД-30(10+10+10) №1263 с указанием мест нанесения заводских номеров

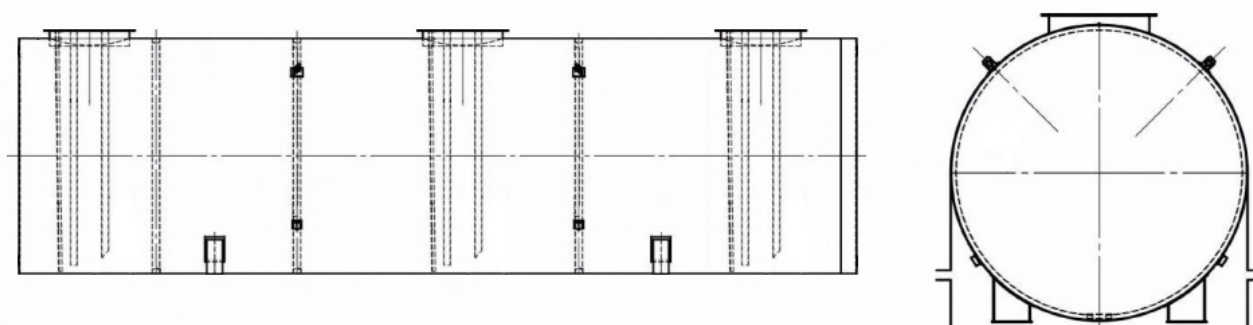


Рисунок 3 – Общий вид резервуаров РГД-30(10+10+10)

Пломбирование резервуаров РГД-30(10+10+10) не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	30
Номинальная вместимость секции №1, м ³	10
Номинальная вместимость секции №2, м ³	10
Номинальная вместимость секции №3, м ³	10
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

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	РГД-30(10+10+10)	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	3 экз.

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

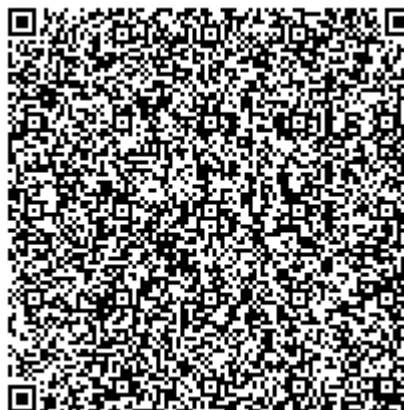
Общество с ограниченной ответственностью «Стройинвестсервис»
(ООО «Стройинвестсервис»)
ИНН 7716586558
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 16

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Стройинвестсервис»
(ООО «Стройинвестсервис»)
ИНН 7716586558
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 16

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)
ИНН 1657090203
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 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.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные РГС-5

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные РГС-5 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные горизонтальные, номинальной вместимостью 5 м³.

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный прямоугольный стальной сосуд с днищами.

Резервуары стальные горизонтальные РГС-5 расположены внутри металлического контейнера наземного расположения (рисунок 1, 2).

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены в виде наклейки на крышку люка резервуара.

Резервуары РГС-5 с заводскими номерами 69/1, 69/2, 79/1, 79/2, расположены по адресу: Республика Южная Осетия, нп Мугут.

Общий вид резервуаров РГС-5 представлен на рисунках 3, 4, 5, 6, 7.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Место расположения резервуаров РГС-5 с заводскими номерами 69/1, 69/2



Рисунок 2 – Место расположения резервуаров РГС-5 с заводскими номерами 79/1, 79/2



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 3 – Общий вид резервуара РГС-5 зав.№ 69/1 с указанием места нанесения заводского номера



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 4 – Общий вид резервуара РГС-5 зав.№ 69/2 с указанием места нанесения заводского номера



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 5 – Общий вид резервуара РГС-5 зав.№ 79/1 с указанием места нанесения заводского номера

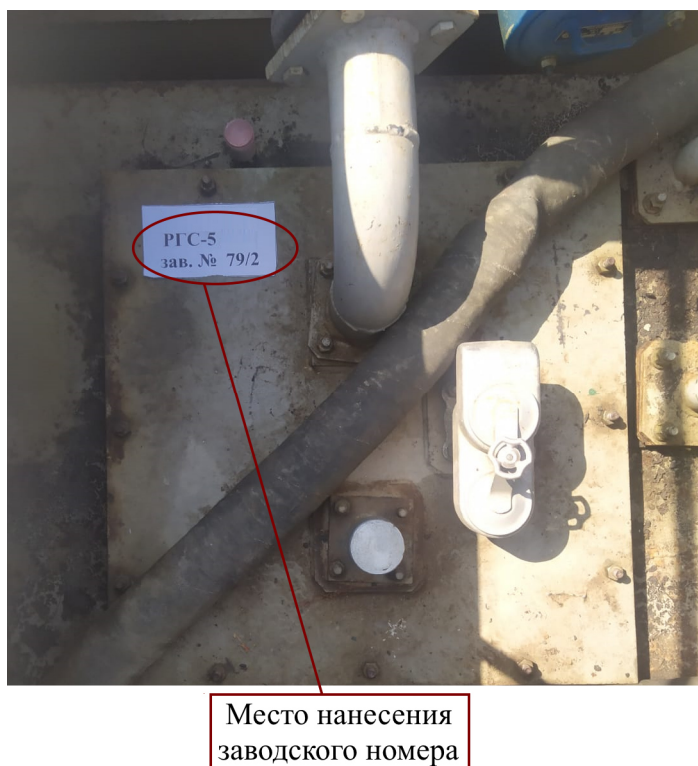


Рисунок 6 – Общий вид резервуара РГС-5 зав.№ 79/2 с указанием места нанесения заводского номера

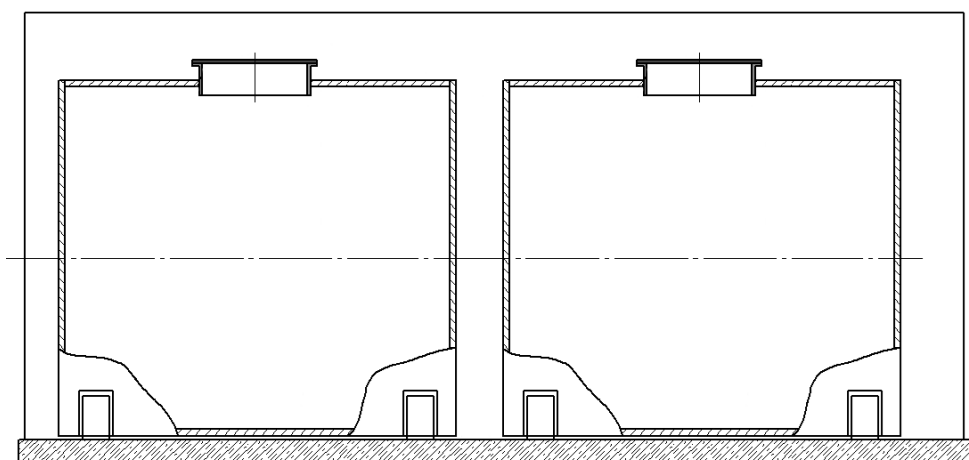


Рисунок 7 – Общий вид резервуаров РГС-5

Пломбирование резервуаров РГС-5 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±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	20

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	РГС-5	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 Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Буденновский машиностроительный завод» (АО «БМЗ»)

ИНН 2624000189

Адрес: 356801, Ставропольский край, г. Буденновск, ул. Промышленная, д. 4.

Телефон/факс: +7(86559) 2-27-24/ (86559) 2-27-49

Web-сайт: budmash.ru

E-mail: budmash@mail.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Буденновский машиностроительный завод» (АО «БМЗ»)

ИНН 2624000189

Адрес: 356801, Ставропольский край, г. Буденновск, ул. Промышленная, д. 4.

Телефон/факс: +7(86559) 2-27-24/ (86559) 2-27-49

Web-сайт: budmash.ru

E-mail: budmash@mail.ru

Испытательный центр

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

ИНН 1657090203

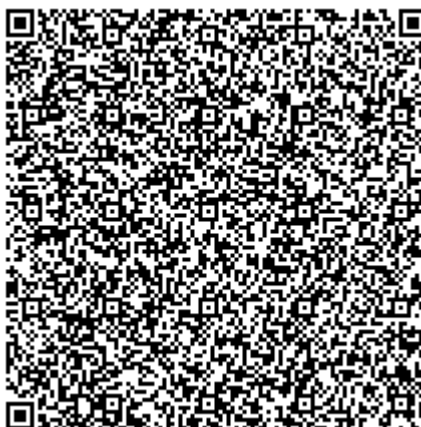
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

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 «17» октября 2022 г. № 2591

Регистрационный № 87109-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Вискозиметры высокого давления VISCOlab PVT

Назначение средства измерений

Вискозиметры высокого давления VISCOlab PVT (далее – вискозиметры) предназначены для измерения вязкости при высоких температурах и высоких давлениях.

Описание средства измерений

Принцип действия вискозиметров основан на измерении времени перемещения поршня, находящегося между двумя электромагнитными катушками. Вязкость анализируемой пробы определяют по калибровочной зависимости времени перемещения поршня от вязкости, построенной с помощью стандартных образцов с аттестованными значениями вязкости.

Конструктивно вискозиметры выполнены в виде нескольких блоков: стенд, на котором расположена измерительная камера с термостатирующим кожухом, трубной обвязкой и ручными вентилями высокого давления, датчиком давления и встроенным датчиком температуры; термостат с возможностью нагрева и охлаждения анализируемой пробы; блок индикации давления и блок обработки измерительной информации ViscoPro. В комплекте поставки к каждому вискозиметру идет набор поршней. Поршни отличаются диаметром и рабочими диапазонами измерения динамической вязкости: от 0,2 до 2,0 мПа·с; от 0,25 до 5,0 мПа·с; от 0,5 до 10,0 мПа·с; от 1,0 до 20,0 мПа·с; от 2,5 до 50,0 мПа·с; от 5,0 до 100,0 мПа·с; от 10,0 до 200,0 мПа·с; от 25 до 500 мПа·с; от 50 до 1000 мПа·с; от 100 до 2000 мПа·с; от 250 до 5000 мПа·с; от 500 до 10000 мПа·с.

Корпус вискозиметров изготавливают из нержавеющей стали, окрашиваемый в цвета в соответствии с технической документацией производителя.

Каждый экземпляр вискозиметра однозначно идентифицируется по наименованию и серийному номеру. Серийный номер наносится на плиту основания стенда, на котором находится измерительная камера, типографским или иным пригодным способом и имеет буквенно-цифровое обозначение. Нанесение знака поверки и знака утверждения типа на вискозиметры не предусмотрено.

Общий вид вискозиметров представлен на рисунке 1. Место нанесения серийного номера на вискозиметры представлено на рисунке 2.



Рисунок 1 - Общий вид вискозиметров высокого давления VISCOLab PVT



Рисунок 2 – Место нанесения серийного номера на вискозиметры высокого давления VISCOLab PVT

Пломбирование вискозиметров не предусмотрено. Конструкция вискозиметров обеспечивает ограничение доступа к частям вискозиметров, несущим первичную измерительную информацию, и местам настройки (регулировки).

Программное обеспечение

Вискозиметры оснащены внешним программным обеспечением (далее – ПО). ПО является метрологически значимым и выполняет следующие функции:

- управление вискозиметром;
- вычисление, хранение, передача результатов измерений;
- редактирование параметров вискозиметров.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014. Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при их нормировании.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VISCOpvt Software
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V1.5
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений динамической вязкости, мПа·с - поршень 0,2-2; - поршень 0,25-5; - поршень 0,5-10; - поршень 1-20; - поршень 2,5-50; - поршень 5-100; - поршень 10-200; - поршень 25-500; - поршень 50-1000; - поршень 100-2000; - поршень 250-5000; - поршень 500-10000	от 0,4 до 2,0 от 0,4 до 5,0 от 0,5 до 10,0 от 1,0 до 20,0 от 2,5 до 50,0 от 5,0 до 100 от 10,0 до 200 от 25,0 до 500 от 50 до 1000 от 100 до 2000 от 250 до 5000 от 500 до 10000
Пределы допускаемой приведенной к нормирующему значению погрешности измерений динамической вязкости ¹⁾ , %: - поршень 0,2-2; - поршень 0,25-5; - поршень 0,5-10; - поршень 1-20; - поршень 2,5-50; - поршень 5-100; - поршень 10-200; - поршень 25-500; - поршень 50-1000; - поршень 100-2000; - поршень 250-5000; - поршень 500-10000	±1,5 ±1,5 ±1,5 ±1,5 ±1,0 ±1,0 ±1,0 ±1,0 ±1,0 ±1,0 ±1,0 ±1,0 ±1,0
¹⁾ - нормирующее значение (D_k , мПа·с) равно верхнему пределу измерений динамической вязкости поршня	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний динамической вязкости, мПа·с	от 0,02 до 10000
Диапазон показаний температуры, °С	от -50 до +200
Диапазон размеров частиц, содержащихся в анализируемой пробе, мкм	от 25 до 360
Максимальная температура анализируемой пробы, °С	185
Максимальное давление в камере, МПа	138
Габаритные размеры стенда, мм, не более:	
- длина	580
- ширина	310
- высота	690
Масса стенда, кг, не более	23
Габаритные размеры электронного блока ViscoPro, мм, не более:	
- длина	120
- ширина	220
- высота	190
Масса электронного блока ViscoPro, кг, не более	2
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	от 100 до 230
- частота переменного тока, Гц	50/60
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от +15 до +30
- относительная влажность, %, не более	95

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Вискозиметр высокого давления	VISCOlab PVT	1 шт.
Поршни для измерительной камеры	0,2-2 0,25-5 0,5-10 1-20 2,5-50 5-100 10-200 25-500 50-1000 100-2000 250-5000 500-10000	1 шт. ¹⁾
Программное обеспечение	ПО	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РЭ	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз. ²⁾

¹⁾ количество и наименование поршней определяется заказчиком

²⁾ по заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Настройка и работа вискозиметра» руководства по эксплуатации

Применение вискозиметров в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений осуществляется в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 5 ноября 2019 г. № 2622 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений вязкости жидкостей».

Правообладатель

«Cambridge Viscosity», США

Адрес: 50 Redfield St, Suite 204 Boston, MA 02122 USA

Изготовитель

«Cambridge Viscosity», США

Адрес: 50 Redfield St, Suite 204 Boston, MA 02122 USA

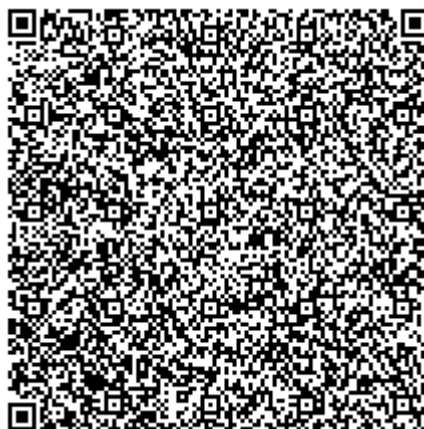
Испытательный центр

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

ИНН 7809022120

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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» октября 2022 г. № 2591

Регистрационный № 87110-22

Лист № 1
Всего листов 72

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Новосибирской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Новосибирской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctional, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) (основные и/или резервные);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает серверы ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2». ИВК в части сервера ОАО «РЖД» единомоментно работает либо на основном сервере, либо на резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал при помощи технических средств приёма-передачи данных с выходов счетчиков поступает на входы УСПД (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327). Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. ИВКЭ единомоментно работает либо на основном УСПД, либо на резервном.

Далее по основному каналу связи данные с УСПД передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более указанной в таблице 5.

СОЕВ включает сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы серверов ОАО «РЖД» и ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков.

УССВ типа ССВ-1Г, Метроном-50М и УСВ-3 осуществляют приём и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащён сервером синхронизации времени ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов основного сервера с часами УССВ осуществляется посредством NTP-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным источником сигналов точного времени является УССВ типа УСВ-3. Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов сервера и УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД синхронизируются от сервера ССВ-1Г посредством NTP-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени УСПД происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД синхронизируются от резервного сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени УСПД происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счётчики синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных). Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка времени счётчиков осуществляется при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 – 3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4 – 6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ						
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ	
1	2	3		4		5	6	
1	ПС 110 кВ Барабинская тяг., ЗРУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-			
				С	ТПОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2			
				В				
				С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3				
2	ПС 110 кВ Барабинская тяг., ЗРУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10			
				В	-			
				С	ТПОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2			
				В				
				С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3				

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Барабушка, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
4	ПС 110 кВ Барабушка, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №30709-05	А	ТЛП-10		
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
5	ПС 110 кВ Болотная, РУ 6 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Болотная, РУ 6 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №9143-01	А	ТЛК10-6	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛК10-6		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
7	ПС 110 кВ Болотная, РУ 6 кВ, Ф.ПВ3	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 №47958-16	А	ТПОЛ		
				В	ТПОЛ		
				С	ТПОЛ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
8	ПС 110 кВ Буготак, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Буготак, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
10	ПС 110 кВ Восточная тг., РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
11	ПС 110 кВ Восточная тг., РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6	
12	ПС 110 кВ Вокзальная, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ ПМ-1 Правобережная - Мясокомбинатская с отпайкой на ПС 110 кВ	Вокзальная	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 П*	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
					B	ТГФМ-110 П*		
					C	ТГФМ-110 П*		
			ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
					B	НАМИ-110 УХЛ1		
					C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4						
13	ПС 110 кВ Вокзальная, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ ПМ-2 Правобережная - Мясокомбинатская с отпайкой на ПС 110 кВ	Вокзальная	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 П*		
					B	ТГФМ-110 П*		
					C	ТГФМ-110 П*		
			ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
					B	НАМИ-110 УХЛ1		
					C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4						
14	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 10 кВ, Яч.11, Ф.1003		ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №44701-10	A	ТПЛ-СВЭЛ-10		
					B	-		
					C	ТПЛ-СВЭЛ-10		
			ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66У3		
					B			
					C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RL-P1B-3						

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 10 кВ, Яч.12, Ф.1004	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №44701-10	A	ТПЛ-СВЭЛ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-СВЭЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66У3		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
16	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 10 кВ, Ф.1008	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66У3		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
17	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 10 кВ, Ф.1013	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66У3		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 10 кВ, Яч.26, Ф.1016	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №22192-03,22192-07	А	ТПЛ-10-М	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-4					
19	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 10 кВ, Яч.27, Ф.1017	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №22192-07	А	ТПЛ-10-М		
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-Р1В-3					
20	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 10 кВ, Ф.1019	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-Р1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 10 кВ, Яч.31, Ф.1021	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №9143-83	A	ТЛК10	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66У3		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
22	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 10 кВ, Яч.32, Ф.1022	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66У3		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4			
23	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 10 кВ, Яч.33, Ф.1023	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66У3		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 10 кВ, Яч.35, Ф.1025	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4					
25	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 10 кВ, Яч.37, Ф.1027	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №29390-05,47958-11	А	ТПЛ-10с		
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4					
26	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 10 кВ, Яч.38, Ф.1028	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 10 кВ, Яч.41, Ф.1031	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №22192-03	А	ТПЛ-10-М	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4			
28	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 6 кВ, Ф.5770	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3			
29	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 6 кВ, Ф.6061	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 6 кВ, Ф.6064	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2367-68	А	ТПЛ-10к	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10к		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					
31	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 6 кВ, Ф.6065	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №814-53	А	ТПФМ-6		
				В	-		
				С	ТПФМ-6		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					
32	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 6 кВ, Ф.6067	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 6 кВ, Ф.6071	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3			
34	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 6 кВ, Ф.6074	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59, 25433-06	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3			
35	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 6 кВ, Ф.6077	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 6 кВ, Ф.6079	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4					
37	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 6 кВ, Ф.6391	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4					
38	ПС 110 кВ Вокзальная, РУ 6 кВ, Ф.6590	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №7069-79	А	ТОЛ 10		
				В	-		
				С	ТОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Груздѣвка, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
40	ПС 110 кВ Груздѣвка, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
41	ПС 110 кВ Гусиный брод, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Гусиный брод, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 №47958-16	A	ТПОЛ	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				B	ТПОЛ		
				C	ТПОЛ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
43	ПС 110 кВ Гусиный брод, РУ 10 кВ, Ф.ПВ3	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 №47958-16	A	ТПОЛ		
				B	ТПОЛ		
				C	ТПОЛ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
44	ПС 110 кВ Дорогино, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10		
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Дорогино, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №517-50	А	ТПФ	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
46	ПС 110 кВ Дорогино, РУ 10 кВ, Ф.2 ВИПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3					
47	ПС 110 кВ Душленская, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Дуленская, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №518-50	А	ТПОФ	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
49	ПС 110 кВ Евсино, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
50	ПС 110 кВ Евсино, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
51	ПС 110 кВ Евсино, РУ 10 кВ, Ф.2 ВИПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3			
52	ПС 110 кВ Забулга, Ввод 110 кВ Т	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	А1802RALQ-P4GB-DW-4			
53	ПС 110 кВ Забулга, Ввод 0,22 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №22656-02	А	Т-0,66		
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Зверобойка, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
55	ПС 110 кВ Зверобойка, Ввод 0,22 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №22656-02	А	Т-0,66		
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	КТ=- КТН= №-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
56	ПС 220 кВ Зубково, ВЛ 220 кВ Урываево – Зубково (218)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №36671-08	А	ТГФМ-220 II*		
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
57	ПС 220 кВ Зубково, ВЛ 220 кВ Зубково – Урожай (220)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №36671-08	А	ТГФМ-220 II*	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
58	ПС 220 кВ Зубково, ОРУ 27,5 кВ, Ф.1 ДПР	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №47959-16	А	ТОЛ		
				В	ТОЛ		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3			
59	ПС 220 кВ Зубково, ОРУ 27,5 кВ, Ф.2 ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	А	ТФН-35М		
				В	ТФН-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Изылинка, ЗРУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			
61	ПС 110 кВ Изылинка, ЗРУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			
62	ПС 110 кВ Инская тг., ЗРУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51199-18	А	НТМИ-10 У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
63	ПС 110 кВ Инская тг., ЗРУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
64	ПС 110 кВ Иня-Восточная, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
65	ПС 110 кВ Иня-Восточная, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
66	ПС 110 кВ Искитимская тяг., РУ 10 кВ, Ф.ПВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2473-05	А	ТЛМ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
67	ПС 110 кВ Иткуль, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
68	ПС 110 кВ Иткуль, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
69	ПС 110 кВ Кабаклы, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
70	ПС 110 кВ Кабаклы, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
71	ПС 110 кВ Кабинетное, ЗРУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
72	ПС 110 кВ Кабинетное, ЗРУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №518-50	А	ТПОФ	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					
73	ТПС 220 кВ Карасук 3, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Урожай - Карасук 3 (291)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36671-12	А	ТГФМ-220 II*		
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	КТ=0,5 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
74	ТПС 220 кВ Карасук 3, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Урожай - Карасук 3 (292)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36671-12	А	ТГФМ-220 II*		
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	КТ=0,5 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
75	ТПС 220 кВ Карасук 3, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №47959-16	A	ТОЛ	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				B	ТОЛ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			
76	ТПС 220 кВ Карасук 3, РУ 10 кВ, Ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			
77	ТПС 220 кВ Карасук 3, РУ 10 кВ, Ф.3 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
78	ТПС 220 кВ Карасук 3, РУ 10 кВ, Ф.12 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
79	ТПС 220 кВ Карасук 3, РУ 10 кВ, Ф.13 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
80	ПС 110 кВ Каратканск, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10		
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
81	ПС 110 кВ Каратканск, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
82	ПС 110 кВ Каргаг, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
83	ПС 110 кВ Каргаг, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
84	ПС 110 кВ Кирзинская, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
85	ПС 110 кВ Кирзинская, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
86	ПС 110 кВ Клубничная, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
87	ПС 110 кВ Клубничная, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
88	ПС 110 кВ Кожурла, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3			
89	ПС 110 кВ Кожурла, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	ТПОЛ-10		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
90	ПС 110 кВ Кокошино, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
91	ПС 110 кВ Кокошино, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
92	ПС 110 кВ Коченёво, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
93	ПС 110 кВ Коченёво, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №518-50	А	ТПОФ	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
94	ПС 110 кВ Кошево, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
95	ПС 110 кВ Кошево, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
96	ПС 110 кВ Кошкуль, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-Р1В-3			
97	ПС 110 кВ Кошкуль, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			
98	ПС 220 кВ Краснозерское, ВЛ 220 кВ Световская – Краснозерская (217)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=500/1 №36671-12	А	ТГФМ-220П*		
				В	ТГФМ-220П*		
				С	ТГФМ-220П*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	А1802РАLQ-Р4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
99	ПС 220 кВ Краснозёрское, ВЛ 220 кВ Краснозёрская – Урожай (219)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=500/1 №36671-12	А	ТГФМ-220П*	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-220П*		
				С	ТГФМ-220П*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
100	ПС 220 кВ Краснозёрское, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ 35220	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3690-73	А	ТФН-35М		
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
101	ПС 220 кВ Краснозёрское, ОРУ 27,5 кВ, Ф.1 ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	А	ТФН-35М		
				В	ТФН-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
102	ПС 220 кВ Краснозёрское, ОРУ 27,5 кВ, Ф.2 ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17		
				В	ТФН-35М				
				С	-				
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65				
				В	ЗНОМ-35-65				
				С	-				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							
103	ПС 220 кВ Краснозёрское, КРУН 10 кВ, Ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10			RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							
104	ПС 110 кВ Лагунак, Ввод 110 кВ ТП	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17		
				В	ТГФМ-110 II*				
				С	ТГФМ-110 II*				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
105	ПС 110 кВ Лагунак, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №22656-02	А	Т-0,66	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	КТ=- КТН= №-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-4			
106	ПС 110 кВ Лесная Поляна, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			
107	ПС 110 кВ Лесная Поляна, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
108	ПС 110 кВ Мошкарь, Ввод 110 кВ ТП	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
109	ПС 110 кВ Мошкарь, Ввод 0,22 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №22656-02	А	Т-0,66		
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	КТ=- КТН= №-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
110	ПС 110 кВ Мошково, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №9143-01	А	ТЛК10-6		
				В	-		
				С	ТЛК10-6		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
111	ПС 110 кВ Мошково, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №9143-01	А	ТЛК10-6	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛК10-6		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
112	ПС 110 кВ Мурлыкино, ЗРУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10, мод. НАМИТ-10-2 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
113	ПС 110 кВ Мурлыкино, ЗРУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10, мод. НАМИТ-10-2 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
114	ПС 110 кВ Новоутово, Ввод 110 кВ ТП	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ, мод. НАМИ-110		
				В	НАМИ, мод. НАМИ-110		
				С	НАМИ, мод. НАМИ-110		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
115	ПС 110 кВ Новоутово, Ввод 0,22 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №22656-02	А	Т-0,66		
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	КТ=- КТН= №-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			
116	ПС 6 кВ Новосибирск- Главный, РУ 6 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
117	ПС 6 кВ Новосибирск- Главный, РУ 6 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
118	ПС 110 кВ Обь, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
119	ПС 110 кВ Обь, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
120	ПС 110 кВ Карачи, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №51623-12	А	ТОЛ-СЭЩ	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	ТОЛ-СЭЩ		
				С	ТОЛ-СЭЩ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RLQ-P4GB-DW-4			
121	ПС 110 кВ Карачи, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №51623-12	А	ТОЛ-СЭЩ		
				В	ТОЛ-СЭЩ		
				С	ТОЛ-СЭЩ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RLQ-P4GB-DW-4			
122	ПС 110 кВ Ояш, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
123	ПС 110 кВ Ояш, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
124	ПС 110 кВ Ояш, РУ 10 кВ, Ф.ПВ3	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №51679-12	А	ТОЛ-НТЗ-10		
				В	ТОЛ-НТЗ-10		
				С	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	А1805RAL-P4G-DW-4			
125	ПС 110 кВ Порос, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
126	ПС 110 кВ Порос, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №2473-69,1261-59	А	ТЛМ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
127	ПС 220 кВ Районная, ВЛ 220 кВ Урожай – Районная (221)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/1 №36671-08	А	ТГФМ-220 II*		
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
128	ПС 220 кВ Районная, ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово (223)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/1 №36671-08	А	ТГФМ-220 II*		
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
129	ПС 220 кВ Районная, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ 35217 (Ф.1)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №3690-73	A	ТФН-35М	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	CCB-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			
130	ПС 220 кВ Районная, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ 35218 (Ф.2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №47959-16	A	ТОЛ		
				B	-		
				C	ТОЛ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P1B-3			
131	ПС 220 кВ Районная, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ 35211 (Ф.3)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				B	-		
				C	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
132	ПС 220 кВ Районная, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ 35214 (Ф.6)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-07	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3			
133	ПС 220 кВ Районная, РУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №30709-05	А	ТЛП-10		
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3			
134	ПС 220 кВ Районная, РУ 10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
135	ПУ 10 кВ Районная, РУ 10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=30/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-Р1В-3			
136	ПУ 10 кВ Сады, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			
137	ПУ 10 кВ Сады, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
138	ПС 110 кВ Секты, Ввод 110 кВ ТП	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
139	ПС 110 кВ Секты, Ввод 0,22 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №15174-06	А	ТОП-0,66		
				В	ТОП-0,66		
				С	ТОП-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4			
140	ПС 110 кВ Сельская, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
141	ПС 110 кВ Сельская, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			
142	ПС 110 кВ Сеятель, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			
143	ПС 110 кВ Сеятель, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
144	ПС 10 кВ Совхозная, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
145	ПС 10 кВ Совхозная, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
146	ПС 110 кВ Сокур, РУ 6 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
147	ПС 110 кВ Сокур, РУ 6 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №2306-68	А	ТПЛК 10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛК 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			
148	ПС 220 кВ Сузун, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Сузун - Светлая (ВЛ СС-211)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №20645-07	А	ТГФ220-II*		
				В	ТГФ220-II*		
				С	ТГФ220-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-Р3В-4			
149	ПС 220 кВ Сузун, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Ларичиха - Сузун	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №20645-07	А	ТГФ220-II*		
				В	ТГФ220-II*		
				С	ТГФ220-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-Р3В-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
150	ПС 220 кВ Сузун, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ю-25	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4			
151	ПС 220 кВ Сузун, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ю-26	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*		
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4			
152	ПС 220 кВ Сузун, ОРУ 110 кВ, ВО 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*		
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
153	ПС 220 кВ Сузун, ОРУ 27,5 кВ, Ф.1 ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	ТФН-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
154	ПС 220 кВ Сузун, ОРУ 27,5 кВ, Ф.2 ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	ТФН-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
155	ПС 110 кВ Тарышта, Ввод 110 кВ ТП	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
156	ПС 110 кВ Тарышта, Ввод 0,22 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №22656-02	А	Т-0,66	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-4			
157	ПС 10 кВ Татарская, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			
158	ПС 10 кВ Татарская, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
159	ПС 110 кВ Тебисская, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
160	ПС 110 кВ Тебисская, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
161	ПС 110 кВ Тихомирово, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
162	ПС 110 кВ Тихомирово, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
163	ПС 110 кВ Тогуцин, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3					
164	ПС 110 кВ Тогуцин, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
165	ПС 110 кВ Труновская, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
166	ПС 110 кВ Труновская, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3			
167	ПС 110 кВ Убинская, ЗРУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
168	ПС 110 кВ Убинская, ЗРУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
169	ПС 110 кВ Чаны, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
170	ПС 110 кВ Чаны, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
171	ПС 110 кВ Чахлово, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
172	ПС 110 кВ Чахлово, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
173	ПС 110 кВ Чебула, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
174	ПС 110 кВ Чебула, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
175	ПС 110 кВ Чемская, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
176	ПС 110 кВ Чемская, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10, мод. НАМИТ-10-2 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
177	ПС 110 кВ Черепаново тяг., РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
178	ПС 110 кВ Черепаново тяг., РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
179	ПС 110 кВ Чертокулич, Ввод 110 кВ ТП	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
180	ПС 110 кВ Чертокулич, Ввод 0,22 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №22656-02	А	Т-0,66	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-4			
181	ПС 110 кВ Чик, РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			
182	ПС 110 кВ Чик, РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
183	ПС 110 кВ Чулымская тяг., РУ 10 кВ, Ф.ПВ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327, Пер. № 41907-09, ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			
184	ПС 110 кВ Чулымская тяг., РУ 10 кВ, Ф.ПВ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-3,5,6,9-11,16-18, 21-27,36, 37,39-41,44,45, 47-50,59-68, 71,76-87, 89,92-95,97,100- 102, 106,107,110-113,116- 119,122,123,125,126,129,136 ,137,140-147, 153,154,157, 158,161,162,164, 167-176, 178, 181-184	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
4,75,177	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
7,14	Активная	1,1	4,9
	Реактивная	2,3	3,9
8,69,70,90,91,103,159,160, 165	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
12,13,52,54,56,57,98, 99,104,108,114,127, 128,138,148-152,155, 179	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
15,42,43,58,120,121, 124	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
19,20,28-35,38,46, 51,72,88,96,131,132, 163	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
53,55,105,109,115,156,180	Активная	1,0	4,9
	Реактивная	2,1	3,7
73,74,130,133-135	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
139	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	3,4
166	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,5_{\text{инд}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +23
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для RTU-327 - для ЭКОМ - для УСВ-3 - для ССВ-1Г - для Метроном-50М - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАльфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327 - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000 - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк . от -40 до +35 от -40 до +65 от 1 до +50 от 0 до +40 от -25 до +60 от +5 до +40 от +15 до +30 0,5 120000 72 50000 72 35000 24 100000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 6

1	2
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, 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 счётчика:
 - 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:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств 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 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество (шт./экз.)
1	2	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	21
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	10
Трансформаторы тока	ТГФ110-II*	9
Трансформаторы тока	ТГФ220-II*	6
Трансформаторы тока	ТГФМ-110	9
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 II*	18
Трансформаторы тока	ТГФМ-220 II*	24
Трансформаторы тока	ТЛК-10	2
Трансформаторы тока	ТЛК10-6	6
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	13
Трансформаторы тока	ТЛО-10	9
Трансформаторы тока	ТЛП-10	4
Трансформаторы тока	ТОГФМ-110	3
Трансформаторы тока	ТОЛ	6
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	21
Трансформаторы тока	ТПЛ-10к	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	7
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	1
Трансформаторы тока	ТПЛК 10	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ	9
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	146
Трансформаторы тока	ТПОФ	30
Трансформаторы тока	ТПФ	2
Трансформаторы тока	ТПФМ	4
Трансформаторы тока	ТФН-35М	18
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	18
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	23

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ, мод. НАМИ-110	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	10
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	47
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	33
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	30
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10, мод. НАМИТ-10-2 УХЛ2	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10 У3	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66У3	26
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	10
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	5
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1800	23
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАльфа	161
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	3
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер точного времени	Метроном-50М	2
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Формуляр	13526821.4611.235.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Новосибирской области», аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 01.06.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Новосибирской области

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

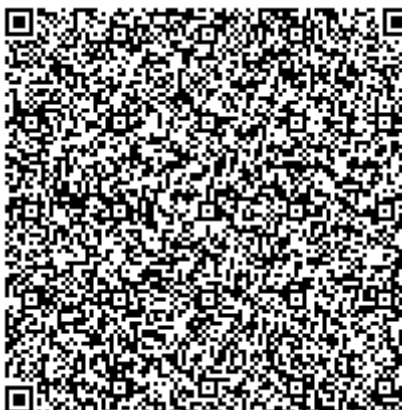
Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН:7444052356
Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23
Телефон: +7 (351) 958-02-68
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» октября 2022 г. № 2591

Регистрационный № 87111-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-25

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-25 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные горизонтальные цилиндрические, номинальной вместимостью 25 м³.

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с коническими днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены аэрографическим способом на днище резервуаров.

Резервуары РГС-25 с заводскими номерами 7, 8, 9, 10, 11, 12, расположены по адресу: 672040, Забайкальский край, г. Чита, ул. Летная 24 Филиал «Домна» ПУ «Черемушки» АО «Газпромнефть-Аэро».

Общий вид резервуаров РГС-25 представлен на рисунках 1, 2, 3, 4, 5, 6.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 1 – Общий вид резервуара РГС-25 №7 с указанием места нанесения заводского номера



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГС-25 №8 с указанием места нанесения заводского номера



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 3 – Общий вид резервуара РГС-25 №9 с указанием места нанесения заводского номера



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 4 – Общий вид резервуара РГС-25 №10 с указанием места нанесения заводского номера



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 5 – Общий вид резервуара РГС-25 №11 с указанием места нанесения заводского номера



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 6 – Общий вид резервуара РГС-25 №12 с указанием места нанесения заводского номера

Пломбирование резервуаров РГС-25 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	25
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический 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	20

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	РГС-25	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 Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Газпромнефть-Аэро» Филиал «Домна»
(АО «Газпромнефть-Аэро» Филиал «Домна»)
ИНН 7714117720
Адрес: 672521, Забайкальский край, Читинский район, в районе с. Домна
Юридический адрес: 197198, г. Санкт-Петербург, Зоологический пер., д. 2-4, лит. Б
Телефон /факс: +7 (3022) 21-35-25/ (3022) 21-30-02
Web-сайт: www.gazprom-neft.aero
E-mail: aero-domna@gazprom-neft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Газпромнефть-Аэро» Филиал «Домна»
(АО «Газпромнефть-Аэро» Филиал «Домна»)
ИНН 7714117720
Адрес: 672521, Забайкальский край, Читинский район, в районе с. Домна
Юридический адрес: 197198, г. Санкт-Петербург, Зоологический пер., д. 2-4, лит. Б
Телефон /факс: +7 (3022) 21-35-25/ (3022) 21-30-02
Web-сайт: www.gazprom-neft.aero
E-mail: aero-domna@gazprom-neft.ru

Испытательный центр

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

ИНН 1657090203

Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 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 «17» октября 2022 г. № 2591

Регистрационный № 87112-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Колонки раздаточные сжиженного газа BMP LPG

Назначение средства измерений

Колонки раздаточные сжиженного газа BMP LPG предназначены для измерений объема сжиженного углеводородного газа по ГОСТ 27578-2018 и ГОСТ Р 52087-2018.

Описание средства измерений

Колонки раздаточные сжиженного газа BMP LPG состоят из корпуса, измерительного блока, блока электроники, раздаточных рукавов, а также могут комплектоваться электромеханическим счетчиком суммарного учета, дисплеем и терминалом оплаты.

Принцип действия колонок раздаточных сжиженного газа BMP LPG основан на измерениях объема сжиженного углеводородного газа, который с помощью насоса под давлением подается из резервуара, через сепаратор с газоотделителем и фильтром в измеритель объема поршневого типа FM-1029 производства «TATSUNO EUROPE a.s.», Чешская Республика, или расходомер массовый LPGmass производства фирмы Endress+Hauser Flowtec AG, Швейцария. Затем через дифференциальный клапан, электромагнитный клапан, защитную муфту и раздаточный рукав сжиженный газ поступает в баллоны заправляемого транспортного средства. Газовая фаза из газоотделителя поступает обратно в резервуар. Контроль давления жидкой фазы газа на выходе обеспечивается манометром, установленным перед раздаточным рукавом.

Информация об объеме газа поступает в электронный блок. Электронно-вычислительное устройство PDEX5 модификаций PDEX5L или PDEX5S производства TATSUNO EUROPE a.s. (Чешская республика) обрабатывает информацию от измерительного блока и передает на дисплей, где отображается объем выданного газа, цена и стоимость.

К данному типу колонок относятся колонки раздаточные сжиженного газа BMP LPG двух модификаций, которые отличаются конструктивными особенностями:

BMP 511/LPG - оснащена одним раздаточным рукавом с краном газораздаточным и одним дисплеем;

BMP 522/LPG - оснащена двумя независимыми гидравлическими системами и двумя раздаточными рукавами с кранами газораздаточными для возможности одновременной заправки двух транспортных средств.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, указывается на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения печатным способом.

Знак поверки в виде оттиска клейма наносится на пломбы, установленные на измеритель объема поршневого типа FM-1029, и (или) расходомер массовый LPGmass, и на электронно-вычислительное устройство.

Общий вид средства измерений с указанием мест нанесения знака утверждения типа, знака поверки, заводского номера приведены на рисунках 1 – 5.

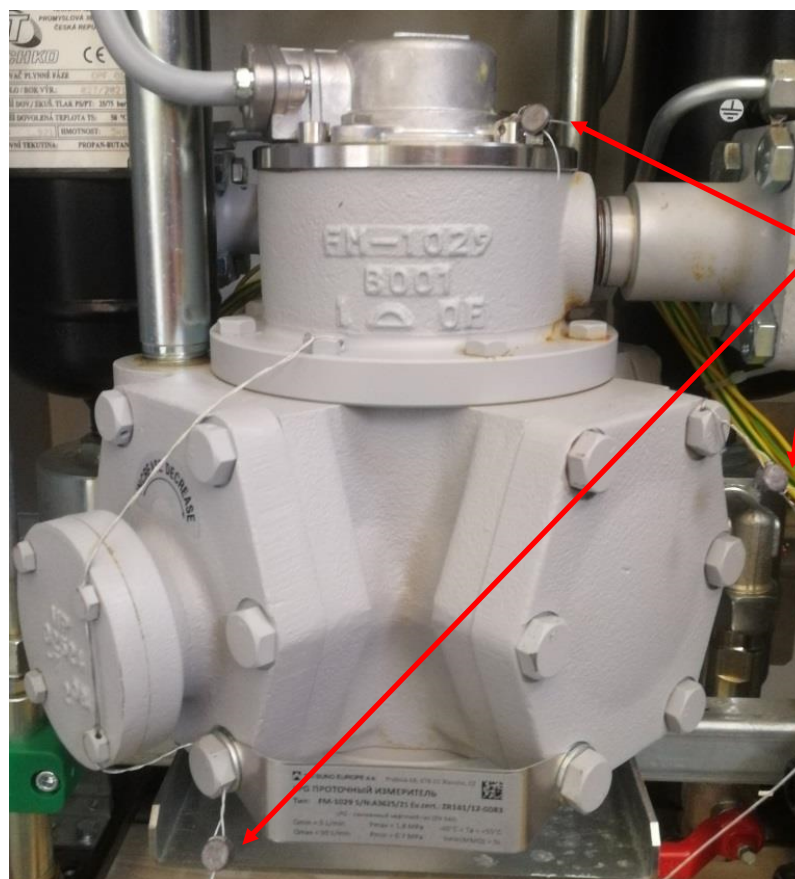


а) Колонки раздаточные сжиженного газа BMP 511/LPG



б) Колонки раздаточные сжиженного газа BMP 522/LPG

Р и с у н о к 1 – Общий вид средства измерений



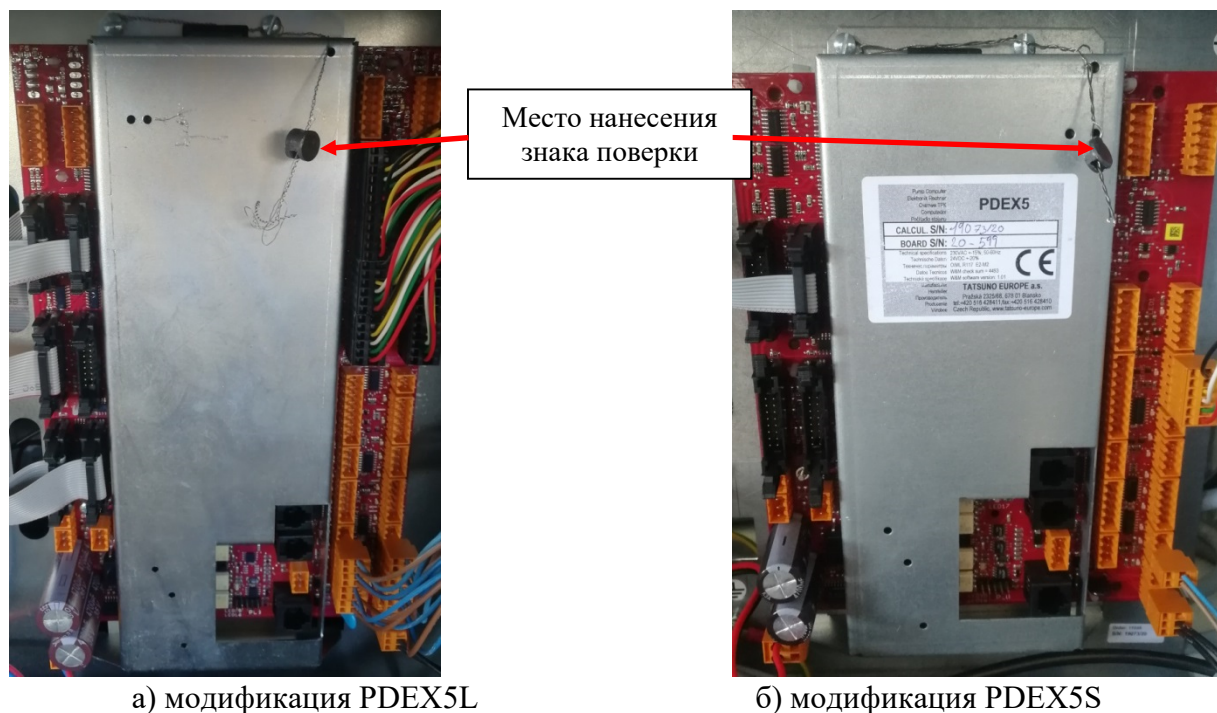
Место нанесения
знака поверки

Р и с у н о к 2 – Схема пломбировки измерителя объема поршневого типа FM-1029

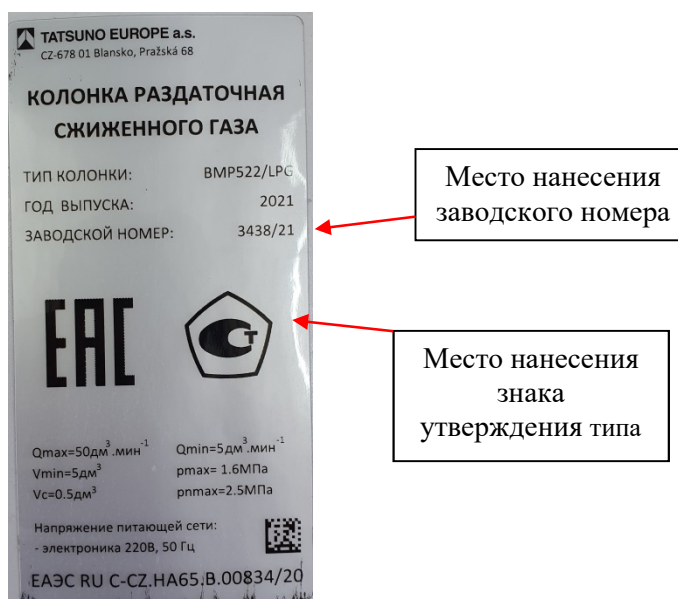


Место нанесения
знака поверки

Р и с у н о к 3 – Схема пломбировки расходомера массового LPGmass



Р и с у н о к 4 – Схема пломбировки электронно-вычислительного устройства PDEX5



Р и с у н о к 6 – Вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

Колонки раздаточные сжиженного газа BMP LPG имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), которое устанавливается предприятием-изготовителем в электронно-вычислительное устройство. ПО обеспечивает:

- контроль, получение и обработку данных от подключенных устройств;
- вычисление выдаваемого объема топлива и его стоимости;
- хранение суммарного выданного объема топлива;
- управление процессом выдачи и передачу результатов на устройства индикации и в компьютерную сеть;

– формирование отчетов.

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

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	PDEX5L	PDEX5S
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.01	не ниже 1.01
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	61051	DBD2FFA4

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальный расход, дм ³ /мин	50
Минимальный расход, дм ³ /мин	5
Минимальная доза выдачи, л	5
Пределы допускаемой относительной погрешности колонки, %	±1

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

Наименование характеристики	Значение		
Рабочее давление, МПа	1,6		
Параметры электрического питания:			
– напряжение переменного тока, В	220 ⁺²² ₋₃₃		
– частота переменного тока, Гц	50		
Потребляемая мощность, В·А	100		
Габаритные размеры, мм, не более			
BMP 511/LPG			
– длина	600	900	1037
– высота	525	525	525
– ширина	1400	1900	1900
BMP 522/LPG			
– длина	850	900	1037
– высота	580	525	525
– ширина	1400	1900	1900
Масса, кг, не более			
BMP 511/LPG	121 или 155		
BMP 522/LPG	175 или 200		

Наименование характеристики	Значение
Маркировка взрывозащиты	II GB c k IIA T3 X, 1Ex d IIB T6 Gb X, 1Ex mb IIC T4 Gb X, 1Ex e IIC T5 Gb, 1Ex e IIC T3 Gb X, 1Ex d IIC T6 Gb X, II Gb IIB T6, 1Ex e IIC T6 Gb, 1Ex d IIC Gb X, 1Ex e IIC Gb X, 1Ex e d IIC T6 Gb X, 1Ex mb IIC T6 Gb X, Ga/GB Ex ia IIC T4, 1Ex d IIC T6 Gb X, 1Ex d [ia] IIC T6 Gb X
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, %, до	от -40 до +50 95
Средняя наработка на отказ, ч	18000

Знак утверждения типа наносится

методом печати на маркировочную табличку (рисунок 6), которая наклеивается на корпус колонки, и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

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

Наименование	Обозначение	Количество
Колонка раздаточная сжиженного газа	BMP 511/LPG BMP 522/LPG	1 шт. (в соответствии с заказом)
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Устройство и принцип работы» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Стандарт предприятия TATSUNO EUROPE a.s., Чешская Республика.

Правообладатель

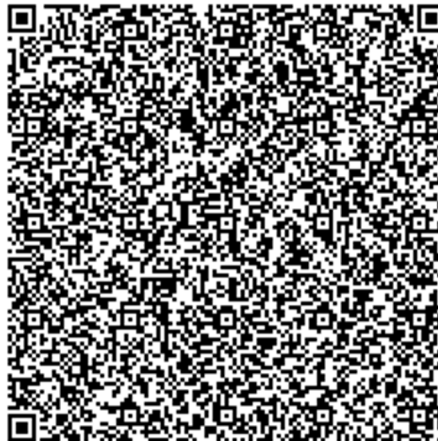
TATSUNO EUROPE a.s., Чешская Республика
Адрес: Pražská 2325/68, 678 01, Blansko, Czech Republic
Телефон: +420 516 428411,
Факс: + 420 516 428410,
Web-сайт: www.tatsuno-europe.com
E-mail: info@tatsuno-europe.com

Изготовитель

TATSUNO EUROPE a.s., Чешская Республика
Адрес: Pražská 2325/68, 678 01, Blansko, Czech Republic
Телефон: +420 516 428411,
Факс: + 420 516 428410,
Web-сайт: www.tatsuno-europe.com
E-mail: info@tatsuno-europe.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
ИНН 7727061249
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр., д. 31
Телефон: 8 (495) 544 00 00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Комсомольская ТЭЦ-2 АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Комсомольская ТЭЦ-2 АО «ДГК» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую 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 устройства измерительные многофункциональные, выполняющие функцию счетчиков электрической энергии (далее по тексту – счетчики электрической энергии), 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 по тексту – ИВК), включающий в себя устройство синхронизации системного времени на базе блока коррекции времени ЭНКС-2 (далее по тексту – УССВ), 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 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 счетчика электрической энергии. В счетчике электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии 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 электрической энергии поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение измерительной информации.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД, с использованием электронной подписи (далее - ЭП), с помощью электронной почты по каналу связи через сеть Интернет по протоколу TCP/IP в соответствии с Приложением 11.1.1. «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

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

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при наличии расхождении часов сервера БД и времени УССВ.

Коррекция часов счетчиков электрической энергии осуществляется от часов сервера БД. Коррекция времени счетчиков электрической энергии происходит при расхождении часов сервера БД и часов счетчиков электрической энергии более чем на ± 2 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 счетчиков электрической энергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1035.01) наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

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 электрической энергии	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	Комсомольская ТЭЦ-2, ТГ №5 (6,3кВ)	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 4000/5 Рег. № 30709-11	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	ESM-HV100 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
2	Комсомольская ТЭЦ-2, ТГ №6 (6,3кВ)	ТШВ15 Кл. т. 0,2 Ктт 8000/5 Рег. № 5719-03	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	ESM-HV Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
3	Комсомольская ТЭЦ-2, ТГ №7 (6,3кВ)	ТШЛ 20-1 Кл. т. 0,2S Ктт 8000/5 Рег. № 21255-03	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	ESM-HV Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
4	Комсомольская ТЭЦ-2, ТГ №8 (6,3кВ)	ТШЛ 20-1 Кл. т. 0,2S Ктт 8000/5 Рег. № 21255-03	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	ESM-HV Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии для ИК № 1-4 - от минус 40 до плюс 70 °С.
- 4 Кл. т. – класс точности, $K_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, $K_{\text{тн}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
- 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных, УССВ на однотипный утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик.
- 6 Допускается замена сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 7 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
- 8 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	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 электрической энергии, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -5 до +40 от -40 до +70 от +10 до +30 от -40 до +55
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электрической энергии: - 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	170000 1 35000 24 35000 1
Глубина хранения информации Счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	123 20 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ Комсомольская ТЭЦ-2 АО «ДГК» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	3
Трансформатор тока	ТШВ15	3
Трансформатор тока	ТШЛ 20-1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	4
Устройство измерительное многофункциональное	ESM-HV100	4
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1035.01 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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) Комсомольская ТЭЦ-2 АО «ДГК», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;
ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;
ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

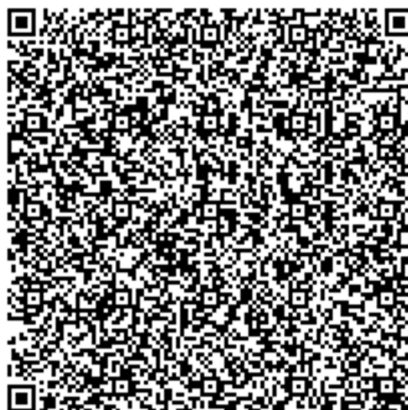
Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания»
(АО «ДГК»)
ИНН 1434031363
Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, 49

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.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Николаевская ТЭЦ АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Николаевская ТЭЦ АО «ДГК» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую 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 устройства измерительные многофункциональные, выполняющие функцию счетчиков электрической энергии (далее по тексту – счетчики электрической энергии) 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 по тексту – ИВК), включающий в себя устройство синхронизации системного времени на базе блока коррекции времени ЭНКС-2 (далее по тексту – УССВ), 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 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 счетчика электрической энергии. В счетчике электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии 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 электрической энергии поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение измерительной информации.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД, с использованием электронной подписи (далее - ЭП), с помощью электронной почты по каналу связи через сеть Интернет по протоколу ТСП/IP в соответствии с Приложением 11.1.1. «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

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

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при наличии расхождении часов сервера БД и времени УССВ.

Коррекция часов счетчиков электрической энергии осуществляется от часов сервера БД. Коррекция времени счетчиков электрической энергии происходит при расхождении часов сервера БД и часов счетчиков электрической энергии более чем на ± 2 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 счетчиков электрической энергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1035.03) наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

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 электрической энергии	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	Генератор 1 (НТЭЦ.ТГ-1)	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} 1500/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 6000/100 Рег. № 20186-05	ESM-HV100 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
2	Генератор 2 (НТЭЦ.ТГ-2)	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} 1500/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 6000/100 Рег. № 20186-05	ESM-HV100 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
3	Генератор 3 (НТЭЦ.ТГ-3)	ТШЛ 20-1 Кл.т. 0,2 К _{ТТ} 8000/5 Рег. № 4016-74	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 6000/100 Рег. № 20186-05	ESM-HV100 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
4	Генератор 4 (НТЭЦ.ТГ-4)	ТШЛ 20-1 Кл.т. 0,2 К _{ТТ} 8000/5 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 6000:√3/100:√3 Рег. № 1593-70	ESM-HV100 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии для ИК № 1-4 - от минус 40 до плюс 70 °С.
- 4 Кл. т. – класс точности, $K_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, $K_{\text{тн}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
- 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных, УССВ на одностипный утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик.
- 6 Допускается замена сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 7 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
- 8 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	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 электрической энергии, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +70 от +10 до +30 от -40 до +55
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчик электрической энергии: - 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	170000 1 35000 24 35000 1
Глубина хранения информации Счетчик электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	123 20 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика электрической энергии:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ Николаевская ТЭЦ АО «ДГК» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	6
Трансформатор тока	ТШЛ 20-1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	3
Устройство измерительное многофункциональное	ESM-HV100	4
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1035.03 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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) Николаевская ТЭЦ АО «ДГК», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания»

(АО «ДГК»)

ИНН 1434031363

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

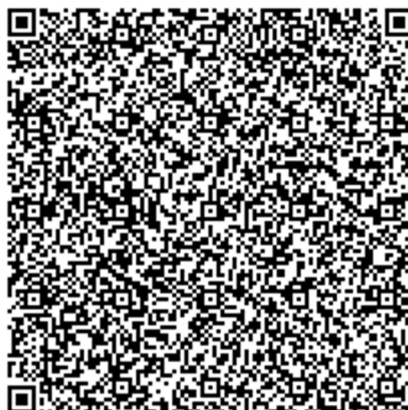
Акционерное общество «РЭС Групп»

(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.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Майская ГРЭС» АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Майская ГРЭС» АО «ДГК» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и 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, 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 устройство сбора и передачи данных (контроллер многофункциональный) ARIS MT200 (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ), 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+».

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

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 электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (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. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД, с использованием электронной подписи (далее - ЭП), с помощью электронной почты по каналу связи через сеть Интернет по протоколу ТСП/IP в соответствии с Приложением 11.1.1. «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

СОЕВ включает в себя УССВ (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. УССВ 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 электроэнергии 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 корректровке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1019.06) указывается типографским способом в паспорт-формуляре АИИС КУЭ.

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 объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Майская ГРЭС, ТГ №3 3,15 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 3000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±6,2
2	Майская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.13, ВЛ 35 кВ Майская ГРЭС - Южная с отпайкой на ПС РП-1 (Т5Ф)	ТВ-ЭК Кл.т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 39966-10	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±6,2
3	Майская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.11, ВЛ 35 кВ Майская ГРЭС - РП-4 с отпайкой на ПС РП-1 (Т4Ф)	ТВ-ЭК Кл.т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 39966-10	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±6,2
4	Майская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.10, ВЛ 35 кВ Майская ГРЭС - Тишкино с отпайкой на ПС Капитуль (Т3Ф)	ТВ-ЭК Кл.т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 39966-10	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±6,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Майская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.7, ВЛ 35 кВ Майская ГРЭС - Эгге - Центральная (Т2Ф)	ТВ-35 Кл.т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 46101-10	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 КТН 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 6,2$
6	Майская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.4, ВЛ 35 кВ Майская ГРЭС - Эгге (Т15Ф)	ТВ-35 Кл.т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 46101-10	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 КТН 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 6,2$
7	Майская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.2, ВЛ 35 кВ Майская ГРЭС - Кислородная (Т1Ф)	ТВ-35 Кл.т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 46101-10	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 КТН 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 6,2$
8	Майская ГРЭС, ЗРУ-10 кВ, яч.7, КЛ 10 кВ Майская ГРЭС - ТП-30 (ДЗФ)	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т 0,5 КТН 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 42661-09	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 6,2$
9	Майская ГРЭС, ЗРУ-10 кВ, яч.4, КЛ 10 кВ Д4Ф	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т 0,5 КТН 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 42661-09	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 6,2$
10	Майская ГРЭС, ЗРУ-10 кВ, яч.9, КЛ 10 кВ Д6Ф	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т 0,5 КТН 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 42661-09	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 6,2$
11	Майская ГРЭС, ЗРУ-10 кВ, яч.14, КЛ 10 кВ Д7Ф	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т 0,5 КТН 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 42661-09	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 6,2$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	Майская ГРЭС, ЗРУ-10 кВ, яч.12, КВЛ 10 кВ Д8Ф	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т 0,5 Ктн 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 42661-09	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 6,2$
13	Майская ГРЭС, ЗРУ-10 кВ, яч.15, КЛ 10 кВ Д9Ф	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т 0,5 Ктн 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 42661-09	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 6,2$
14	ТП-1 10 кВ Майской ГРЭС, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-11	Т-0,66 М УЗ Кл.т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,4$	$\pm 4,1$ $\pm 7,1$
15	Майская ГРЭС, ЗРУ-10 кВ, яч.18, КЛ 10 кВ Д14Ф	ТЛП-10 Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 30709-08	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т 0,5 Ктн 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 42661-09	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 6,2$

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 $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 15 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	15
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 электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -10 до +35 от -40 до +60 от +10 до +30 от 0 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: для счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03.01, СЭТ-4ТМ.03.09 - 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 Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 88000 24 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - 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	113 30 45 10
Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика электроэнергии:
 - 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 электросчетчика 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:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - Счетчика электроэнергии;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электроэнергии(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 АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	11
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	8
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	9
Трансформатор тока	ТВ-35	9
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-10	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	14
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.09	1
Контроллер многофункциональный (устройство сбора и передачи данных со встроенным УССВ)	ARIS MT200	1
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС. 1019.06 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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) СП «Майская ГРЭС» АО «ДГК», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Правообладатель

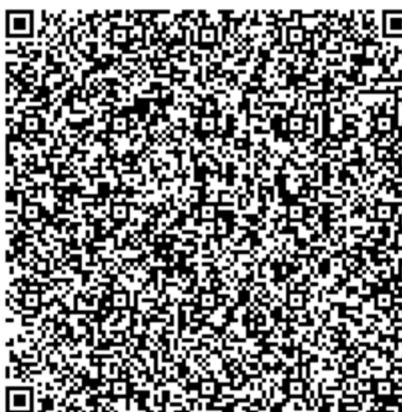
Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания»
(АО «ДГК»)
ИНН 1434031363
Адрес: 680000, Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, д.49

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 «17» октября 2022 г. № 2591

Регистрационный № 87116-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Штангенциркули

Назначение средства измерений

Штангенциркули предназначены для измерений наружных и внутренних линейных размеров деталей, а также для измерений глубин и выполнения разметочных работ.

Описание средства измерений

Принцип действия штангенциркулей ШЦ (с отсчетом по нониусу) основан на измерении линейных размеров методом непосредственной оценки совпадения делений шкалы на штанге с делениями нониуса, расположенного на рамке штангенциркуля.

Принцип действия штангенциркулей ШЦК (с отсчетом по круговой шкале отсчетного устройства) основан на измерении линейных размеров методом непосредственной оценки по миллиметровым делениям шкалы штанги и по делениям круговой шкалы, встроенной в рамку. Круговая шкала вращается посредством подвижного ободка и блокируется стопорным винтом.

Принцип действия штангенциркулей типов ШЦЦ (с цифровым отсчетным устройством) основан на преобразовании линейного перемещения рамки штангенциркуля в изменение электрического сигнала в электрической схеме блока индикации с выводом показаний на жидкокристаллический экран цифрового отсчётного устройства. Отсчет показаний производится по цифровому отсчетному устройству. Имеется возможность установки нуля в любой точке диапазона измерений.

Измерительные поверхности штангенциркулей для измерений наружных размеров могут быть оснащены твердым сплавом.

Штангенциркули ШЦ и ШЦЦ изготавливаются: типа I – двусторонние с глубиномером, типа II – двусторонние, типа III – односторонние.

Штангенциркули ШЦК изготавливаются типа I – двусторонние с глубиномером.

Штангенциркули типов II и III, могут быть оснащены устройством для тонкой установки рамки (микрометрическая подача).



Логотип наносится на паспорт штангенциркулей типографским методом, на нерабочую поверхность штангенциркуля с лицевой стороны краской или лазерной маркировкой.

Общий вид штангенциркулей указан на рисунках 1 – 8.

Варианты исполнений общего вида штанги штангенциркулей указаны на рисунке 9.

Корпус цифрового отсчетного устройства может быть пластиковый или металлический, количество и расположение кнопок управления цифровым отсчетным устройством может отличаться от указанных на рисунках 6-8 и не влияет на метрологические характеристики штангенциркулей.

Заводской номер наносится на штангенциркуль с лицевой или обратной стороны краской или лазерной маркировкой и имеет буквенно-цифровое обозначение.

Пломбирование штангенциркулей от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Возможность нанесения знака поверки на средство измерений отсутствует.

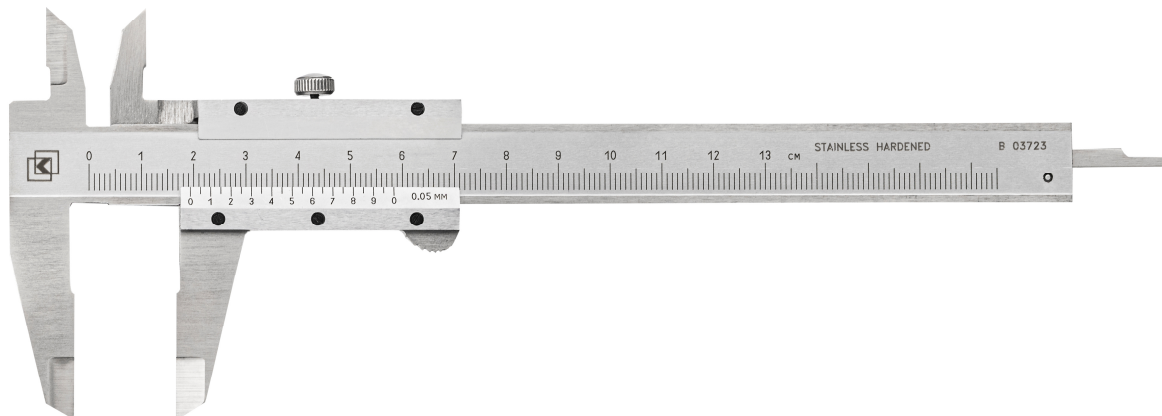


Рисунок 1 – Общий вид штангенциркулей ШЦ-I

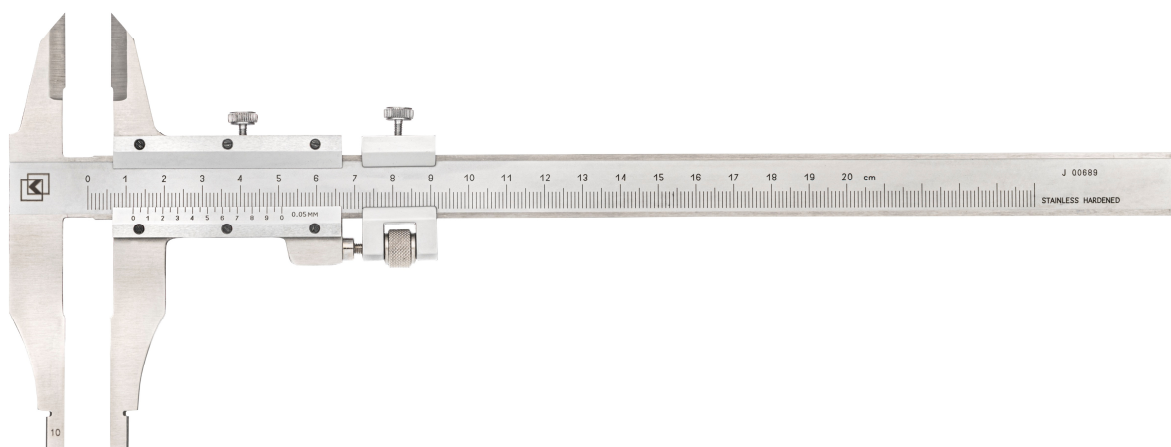


Рисунок 2 – Общий вид штангенциркулей ШЦ-II

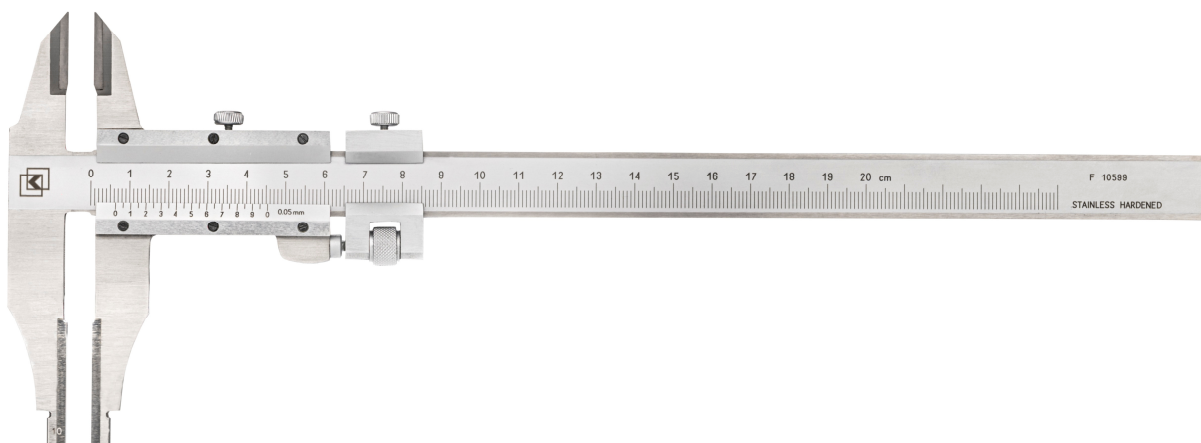


Рисунок 3 – Общий вид штангенциркулей ШЦ-II с губками, оснащенными твердым сплавом

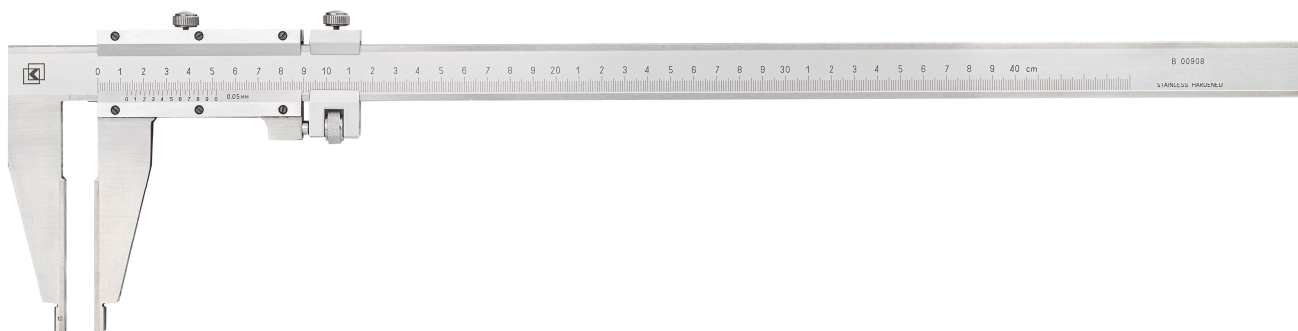


Рисунок 4 – Общий вид штангенциркулей ШЦ-III

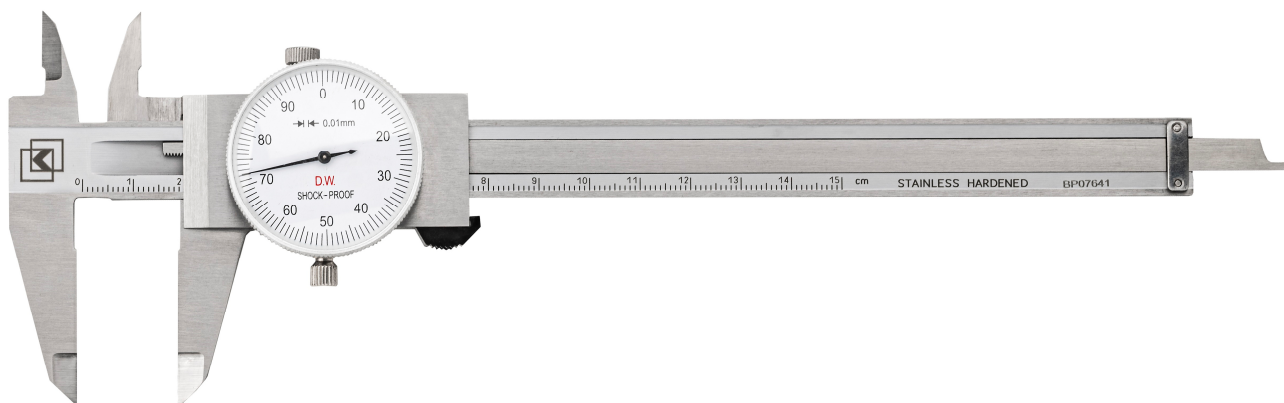


Рисунок 5 – Общий вид штангенциркулей ШЦК-I

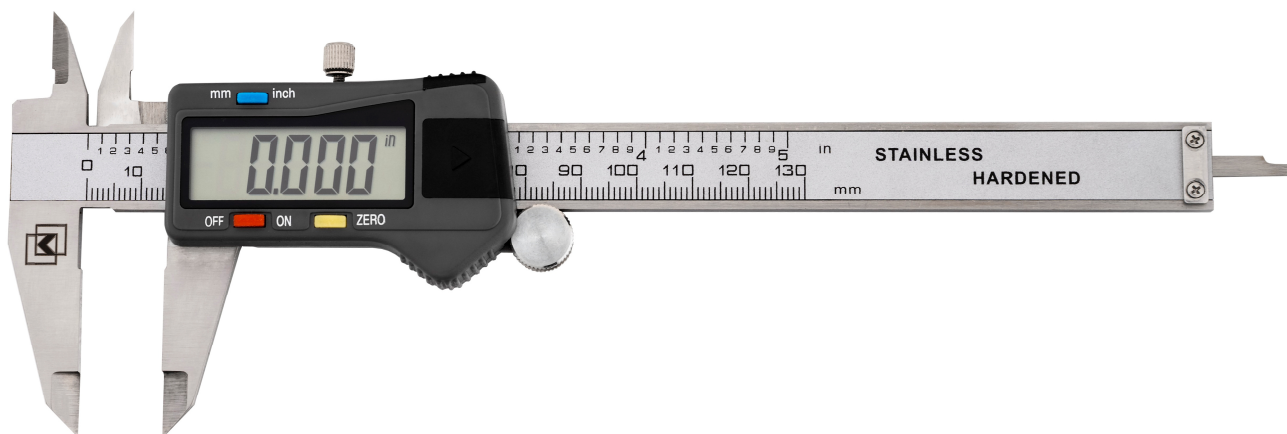


Рисунок 6 – Общий вид штангенциркулей ШЦЦ-I

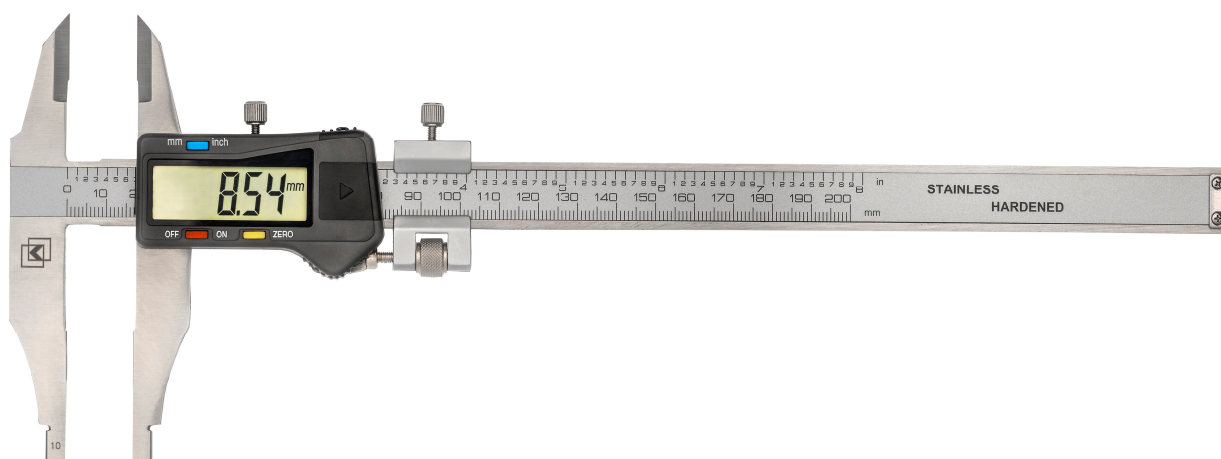


Рисунок 7 – Общий вид штангенциркулей ШЦЦ-II

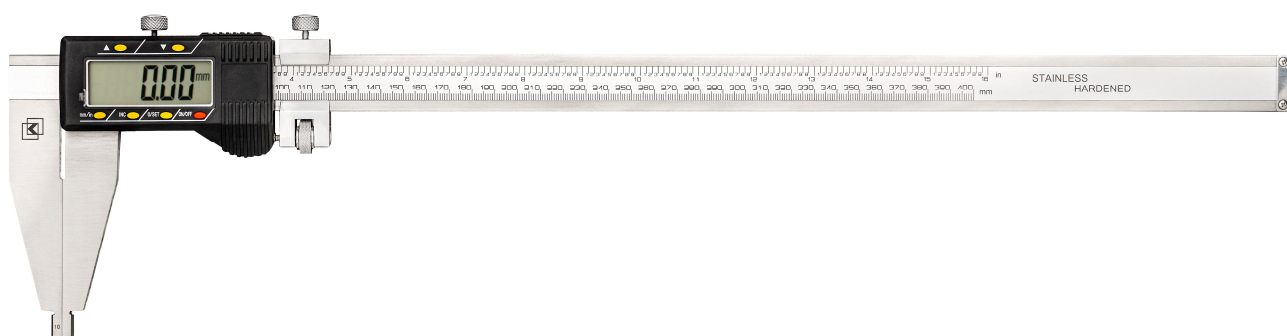


Рисунок 8 – Общий вид штангенциркулей ШЦЦ-III

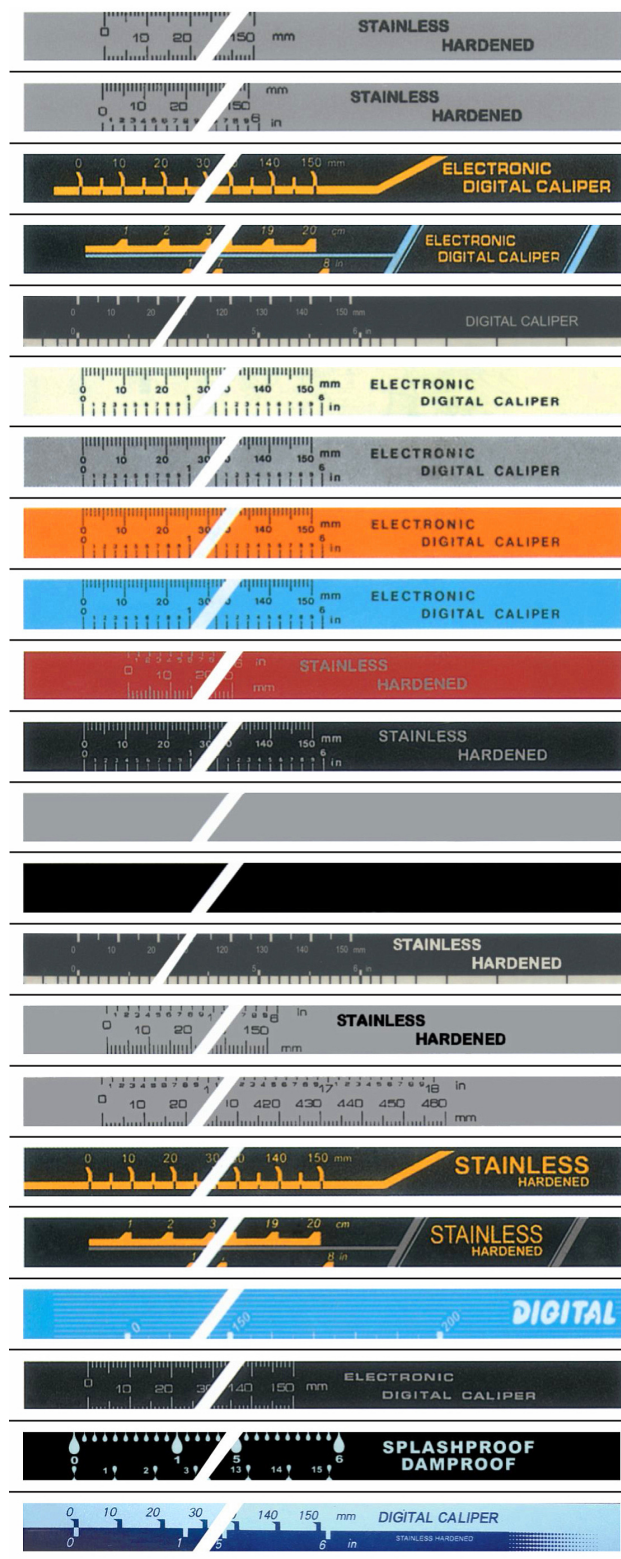


Рисунок 9 - Варианты исполнений общего вида штанги штангенциркулей

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Диапазон измерений, значение отсчета по нониусу, цена деления круговой шкалы, шаг дискретности цифрового отсчетного устройства, размер сдвинутых до соприкосновения губок с цилиндрическими поверхностями

Обозначение штангенциркулей	Диапазон измерений наружных размеров, мм	Значение отсчета по нониусу (цена деления круговой шкалы, шаг дискретности цифрового отсчетного устройства), мм	Размер сдвинутых до соприкосновения губок с цилиндрическими поверхностями, мм
1	2	3	4
ШЦ-I	от 0 до 100	0,02; 0,05; 0,1	—
	от 0 до 125	0,02; 0,05; 0,1	—
	от 0 до 150	0,02; 0,05; 0,1	—
	от 0 до 200	0,02; 0,05; 0,1	—
	от 0 до 250	0,02; 0,05; 0,1	—
	от 0 до 300	0,02; 0,05; 0,1	—
ШЦ-II	от 0 до 160	0,02; 0,05; 0,1	10
	от 0 до 200	0,02; 0,05; 0,1	10
	от 0 до 250	0,02; 0,05; 0,1	10
	от 0 до 300	0,02; 0,05; 0,1	10
	от 0 до 400	0,02; 0,05; 0,1	10
	от 0 до 500	0,02; 0,05; 0,1	10; 20
	от 0 до 600	0,02; 0,05; 0,1	20; 30
	от 0 до 630	0,02; 0,05; 0,1	20; 30
	от 0 до 800	0,02; 0,05; 0,1	20; 30
	от 0 до 1000	0,02; 0,05; 0,1	20; 30
	от 0 до 400	0,05; 0,1	10
ШЦ-III	от 0 до 500	0,05; 0,1	10; 20
	от 0 до 600	0,05; 0,1	20; 30
	от 0 до 630	0,05; 0,1	20; 30
	от 0 до 800	0,05; 0,1	20; 30
	от 0 до 1000	0,05; 0,1	20; 30
	от 0 до 1250	0,05; 0,1	20; 30
	от 0 до 1500	0,05; 0,1	20; 30
	от 0 до 1600	0,05; 0,1	20; 30
	от 0 до 2000	0,05; 0,1	20; 30
	от 0 до 2500	0,05; 0,1	20; 30
	от 0 до 3000	0,05; 0,1	20; 30
	от 0 до 4000	0,05; 0,1	40

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
ШЦК-I	от 0 до 100	0,01; 0,02	—
	от 0 до 125	0,01; 0,02	—
	от 0 до 150	0,01; 0,02	—
	от 0 до 200	0,01; 0,02	—
	от 0 до 250	0,01; 0,02	—
	от 0 до 300	0,01; 0,02	—
ШЦЦ-I	от 0 до 100	0,01	—
	от 0 до 125	0,01	—
	от 0 до 150	0,01	—
	от 0 до 200	0,01	—
	от 0 до 250	0,01	—
	от 0 до 300	0,01	—
ШЦЦ-II	от 0 до 160	0,01	10
	от 0 до 200	0,01	10
	от 0 до 250	0,01	10
	от 0 до 300	0,01	10
	от 0 до 400	0,01	10
	от 0 до 500	0,01	10; 20
	от 0 до 600	0,01	20; 30
	от 0 до 630	0,01	20; 30
	от 0 до 800	0,01	20; 30
	от 0 до 1000	0,01	20; 30
ШЦЦ-III	от 0 до 400	0,01	10
	от 0 до 500	0,01	20; 30
	от 0 до 600	0,01	20; 30
	от 0 до 630	0,01	20; 30
	от 0 до 800	0,01	20; 30
	от 0 до 1000	0,01	20; 30
	от 0 до 1250	0,01	20; 30
	от 0 до 1500	0,01	20; 30
	от 0 до 1600	0,01	20; 30
	от 0 до 2000	0,01	20; 30
	от 0 до 2500	0,01	20; 30
	от 0 до 3000	0,01	20; 30
	от 0 до 4000	0,01	40

Таблица 2 - Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений наружных размеров

Измеряемая длина*, мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении наружных размеров, мм,					
	при значении отсчета по нониусу, мм			с ценой деления круговой шкалы, мм		с шагом дискретности цифрового отсчетного устройства, мм
	0,02	0,05	0,10	0,01	0,02	0,01
от 0 до 70 включ.	±0,02	±0,05	±0,10	±0,02	±0,03	±0,03
св. 70 до 150 включ.				±0,03		
св. 150 до 200 включ.				±0,04	±0,04	±0,04
св. 200 до 300 включ.	±0,04	±0,10	±0,20	—	—	±0,05
св. 300 до 500 включ.	±0,06			—	—	±0,06
св. 500 до 1000 включ.	±0,08			—	—	±0,10
св. 1000 до 1500 включ.	—	±0,15	±0,30	—	—	±0,14
св. 1500 до 2000 включ.	—	±0,20	±0,40	—	—	±0,18
св. 2000 до 2500 включ.	—	±0,25	±0,50	—	—	±0,24
св. 2500 до 3000 включ.	—	±0,30		—	—	±0,30
св. 3000 до 3500 включ.	—	±0,35		—	—	±0,34
св. 3500 до 4000	—	±0,40		—	—	
Примечание: * - за измеряемую длину принимают номинальное расстояние между измерительными поверхностями губок						

Таблица 3 - Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении глубины, равной 20 мм

Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении глубины, мм					
при значении отсчета по нониусу, мм			с ценой деления круговой шкалы, мм		с шагом дискретности цифрового отсчетного устройства, мм
0,02	0,05	0,1	0,01	0,02	0,01
±0,02	±0,05	±0,10	±0,03		±0,03

Таблица 4 – Габаритные размеры

Диапазон измерений, мм	l^1 , мм		$l_1^{2)}$, мм, не менее	$l_2^{3)}$, мм, не менее	$l_3^{4)}$, мм, не менее
	не менее	не более			
от 0 до 100	25	44	15	-	-
от 0 до 125	30	44	15	-	-
от 0 до 150	30	44	15	-	-
от 0 до 200	40	63	16	-	-
от 0 до 250	40	80	16	-	-
от 0 до 300	40	100	16	-	-
от 0 до 160	40	60	-	15	6
от 0 до 200	50	80	-	20	8
от 0 до 250	50	80	-	30	8
от 0 до 300	50	80	-	30	9
от 0 до 400	63	125	-	40	9
от 0 до 500	80	160	-	50	12
от 0 до 600	80	200	-	50	15
от 0 до 630	80	200	-	50	15
от 0 до 800	80	200	-	50	15
от 0 до 1000	80	200	-	50	15
от 0 до 1250	100	300	-	60	15
от 0 до 1500	100	300	-	60	15
от 0 до 1600	100	300	-	60	15
от 0 до 2000	100	300	-	60	15
от 0 до 2500	100	350	-	60	15
от 0 до 3000	100	350	-	60	15
от 0 до 4000	100	400	-	60	15

Примечание:

1)- Вылет губок с плоскими измерительными поверхностями для измерений наружных размеров

2) - Вылет губок с кромочными измерительными поверхностями для измерений внутренних размеров

3) - Вылет губок с кромочными измерительными поверхностями для измерений наружных размеров

4) - Вылет губок с цилиндрическими измерительными поверхностями для измерения внутренних размеров

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Допуск плоскостности* и прямолинейности плоских измерительных поверхностей губок на 100 мм длины, мм, не более	0,01
Допуск плоскостности* и прямолинейности измерительных поверхностей, мм, не более:	
- для штангенциркулей со значением отсчета по нониусу, с ценой деления круговой шкалы и шагом дискретности не более 0,05 мм и длиной большей стороны измерительной поверхности менее 40 мм;	0,004
- для штангенциркулей со значением отсчета по нониусу 0,1 мм и длиной большей стороны измерительной поверхности менее 70 мм	0,007
Допуск прямолинейности торца штанги штангенциркулей типа I, мм, не более	0,01
Отклонение размера, сдвинутых до соприкосновения губок с цилиндрическими измерительными поверхностями для измерений внутренних размеров штангенциркулей типов II и III, мм	±0,03
Отклонение от параллельности сдвинутых до соприкосновения губок с цилиндрическими измерительными поверхностями для измерений внутренних размеров штангенциркулей типов II и III, мм, не более	0,02
Расстояние между кромочными измерительными поверхностями губок для внутренних измерений штангенциркулей типа I, установленных на размер 10 мм, мм	10 ^{+0,07} _{-0,05}
Отклонение от параллельности кромочных измерительных поверхностей губок для внутренних измерений штангенциркулей типа I, установленных на размер 10 мм, мм, не более	0,04
Допуск параллельности измерительных поверхностей губок для наружных измерений на 100 мм длины, мм, не более:	
- при значении отсчета по нониусу, цене деления круговой шкалы и шаге дискретности не более 0,05 мм;	0,02
- при значении отсчета по нониусу 0,1 мм	0,03
Условия эксплуатации:	
- диапазон рабочих температур, °С	От +15 до +25
- относительная влажность воздуха, %	80
Средний срок службы, лет, не менее	3
Примечание: * -требования к плоскостности относится только к измерительным поверхностям шириной более 4 мм	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Комплектность
Штангенциркуль	-	1 шт.
Элемент питания для штангенциркулей ШЦЦ	-	1 шт.
Футляр	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 «Заметки по эксплуатации, порядок работы, поверка» паспорта штангенциркулей.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2840;

GB/T 21389—2021 «Штангенциркули с отсчетом по нониусу, с отсчетом по круговой шкале, с цифровым отсчетным устройством. Стандарт предприятия».

Правообладатель

GUILIN MEASURING AND CUTTING TOOL CO., LTD, KHP
Адрес: 40 CHONGXIN ROAD, GUILIN, P.R. CHINA, 541002

Изготовитель

GUILIN MEASURING AND CUTTING TOOL CO., LTD, KHP
Адрес: 40 CHONGXIN ROAD, GUILIN, P.R. CHINA, 541002

Испытательный центр

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

ИНН 9729315781

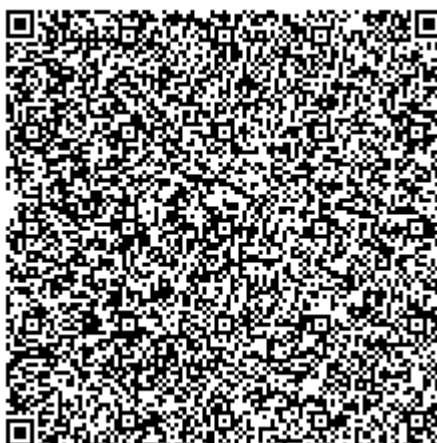
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

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

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» октября 2022 г. № 2591

Регистрационный № 87138-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители-регистраторы ТС-A1G-V8.1

Назначение средства измерений

Измеритель-регистратор ТС-A1G-V8.1 (далее — регистратор) предназначен для измерений навигационных параметров по сигналам навигационных космических аппаратов глобальных навигационных спутниковых систем (далее — ГНСС) ГЛОНАСС/GPS, определения на их основе: координат местоположения в системе координат WGS-84, скорости, пройденного пути.

Описание средства измерений

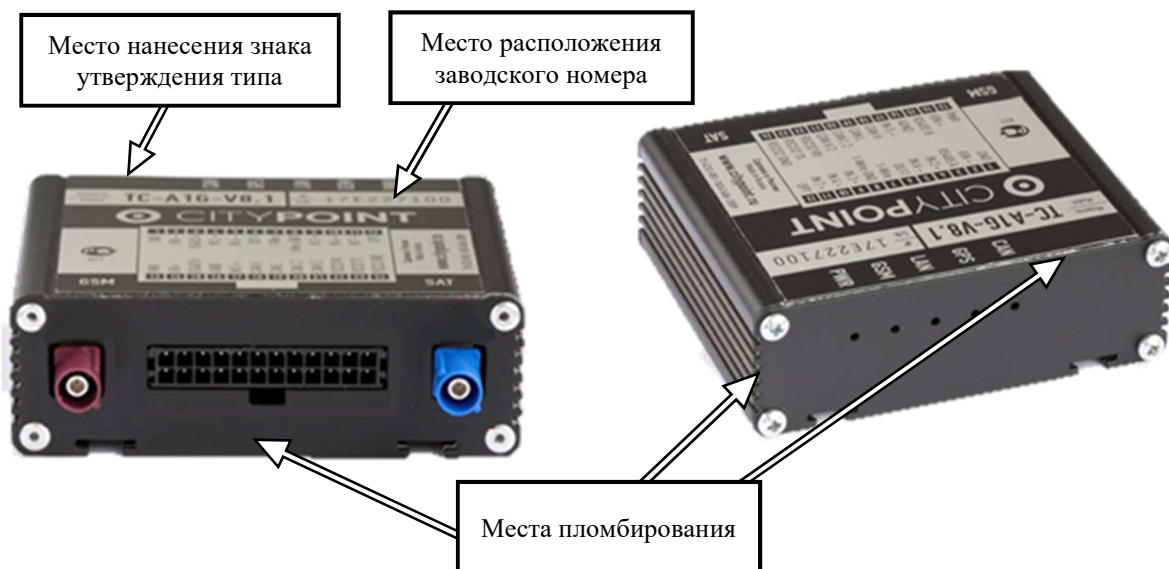
Принцип действия регистратора основан на непрерывном слежении за сигналами навигационных космических аппаратов, измерении беззапросным методом текущих навигационных параметров их движения по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS и обмене данными с серверным комплексом в режимах GPRS/SMS.

Работа регистратора осуществляется в автоматическом режиме.

Конструктивно регистратор выполнен в виде измерительного блока для монтажа на транспортном средстве и рассчитан на круглосуточную эксплуатацию без обслуживания. В состав регистратора входят антенны ГЛОНАСС/GPS и GSM. Обновление служебных программ контроллера осуществляется автоматически в режиме GPRS. Подключение регистратора осуществляется при помощи разъемных соединений с механической фиксацией. Предусмотрена светодиодная индикация о соответствующих режимах работы.

Внешний вид регистратора с местами нанесения знака об утверждении типа и пломбировки от несанкционированного доступа приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на регистратор не предусмотрено. На корпусе регистратора имеется заводской номер, состоящий из арабских цифр и латинских букв, нанесенных на металлическую табличку, что обеспечивает его идентификацию. Место расположения заводского номера указано на рисунке 1.



а) Измерительный блок регистратора



б) Антенна ГЛОНАСС/GPS



в) Антенна GSM

Рисунок 1 — Общий вид составных частей регистратора

Программное обеспечение

Элементы и узлы регистраторов с установленным программным обеспечением (далее — ПО), влияющие на их измерительную информацию и метрологические характеристики, защищены от несанкционированного доступа механическим способом.

ПО предназначено для конфигурации аппаратной части регистратора и обеспечения реализации необходимой функциональности устройства.

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

Таблица 1 — Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	TC1AG HW8
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	83.19t0

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «высокий» по Р 50.02.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Доверительные границы инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения координат местоположения в плане ¹⁾ , м	± 10
Доверительные границы инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения скорости ¹⁾ , м/с	$\pm 0,1$
¹⁾ В диапазоне скоростей от 0 до 56 м/с при работе по сигналам ГЛОНАСС (L1, код СТ) и GPS (L1, код C/A) и геометрическом факторе снижения точности HDOP не более 2	

Таблица 3 — Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих температур, °C	от –40 до +85
Напряжение питания от сети постоянного тока, В	от 9 до 40
Потребляемая мощность, Вт, не более	1
Габаритные размеры, мм: – длина – ширина – высота	84 82 28
Масса, кг	0,2
¹⁾ Диапазон напряжения питания регистратора определяется настройкой профиля питания	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом, на корпус измерительного блока регистратора любым технологическим способом, обеспечивающим четкое изображение этого знака, его стойкость к внешним воздействующим факторам, а также сохраняемость изображения знака в течение установленного срока службы средства измерений.

Комплектность средства измерений

Таблица 1 — Комплектность регистратора

Наименование	Обозначение	Кол.
1 Измерительный блок регистратора	—	1
2 Антенна GSM	—	1
3 Антенна ГЛОНАСС/GPS	—	1

Наименование	Обозначение	Кол.
4 Интерфейсный кабель ¹⁾	—	1
5 Предохранитель с держателем	—	1
6 Комплект эксплуатационной документации	—	1 компл.
6.1 Инструкция по установке	—	1
6.2 Руководство по эксплуатации	—	1
6.3 Паспорт	—	1
7 Методика поверки	—	1
8 Диагностическое ПО ²⁾	—	1
¹⁾ Опционально поставляется с разъемом DB9 ²⁾ Поставляется опционально		

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в разделе 5 «Описание работы регистратора» документа «Измеритель-регистратор TC-A1G-V8.1. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 г. № 2831 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для координатно-временных измерений»;
ТУ- 61.20.30.120-001-18341453-2017 «Измеритель-регистратор TC-A1G-V8.1. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Ситипоинт» (ООО «Ситипоинт»)
ИНН 7709306383
Адрес: 109147, г. Москва, улица Марксистская, дом 34, корпус 8, помещение 1, этаж 8
Телефон: +7-(495) 911-6777
E-mail: info@citypoint.ru
Web-сайт: www.citypoint.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Ситипоинт» (ООО «Ситипоинт»)
ИНН 7709306383
Адрес: 109147, г. Москва, улица Марксистская, дом 34, корпус 8, помещение 1, этаж 8
Телефон: +7-(495) 911-6777
E-mail: info@citypoint.ru
Web-сайт: www.citypoint.ru

Испытательный центр

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

ИНН 5044000102

Адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», корпус 11

Телефон (факс): (495) 526-63-00

Web-сайт: <http://www.vniiftri.ru>

E-mail: office@vniiftri.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13

