

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» января 2022 г. № 78

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.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-50	Е	84361-22	6432	А/О СВЛ-СЯЙЛИЕТ, Финляндия	А/О СВЛ-СЯЙЛИЕТ, Финляндия	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть - Урал" (АО "Транснефть - Урал"), г. Уфа	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	09.10.2020
2.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-10	Е	84362-22	150	Общество с ограниченной ответственностью "Связь Энерго" (ООО "Связь Энерго"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Связь Энерго" (ООО "Связь Энерго"), г. Москва	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть - Урал" (АО "Транснефть - Урал"), г. Уфа	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	09.10.2020
3.	Измерители плотности	Ком-пАС-ПЛ	С	84363-22	040601/000001015, 040606/000001017, 040607/000001021	Акционерное общество "Си Ай С-Контролс" (АО "Си Ай С-Контролс"), г. Москва	Акционерное общество "Си Ай С-Контролс" (АО "Си Ай С-Контролс"), г. Москва	ОС	МП 2302-139-2021	1 год	Акционерное общество "Си Ай С-Контролс" (АО "Си Ай С-Контролс"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	07.09.2021
4.	Резервуар стальной	РГС-3	Е	84364-22	1	Акционерное общество "Но-	Акционерное общество "Но-	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество	ООО "Метро-КонТ", г. Ка-	16.10.2020

	горизон- тальный ци- линдриче- ский					вокузнецкий завод резерву- арных метал- локонструкций имени Н.Е. Крюкова" (АО "НЗРМК им. Н.Е. Крюко- ва"), Кемеров- ская обл., г. Новокузнецк	вокузнецкий завод резерву- арных метал- локонструкций имени Н.Е. Крюкова" (АО "НЗРМК им. Н.Е. Крюко- ва"), Кемеров- ская обл., г. Новокузнецк				"Транснефть - Урал" (АО "Транснефть - Урал"), г. Уфа	зань	
5.	Резервуары стальные горизон- тальные ци- линдриче- ские	РГС-8	Е	84365-22	6401, 6402	Акционерное общество "Ре- монтно- механический завод "Енисей" (АО "РМЗ "Енисей"), г. Красноярск	Акционерное общество "Ре- монтно- механический завод "Енисей" (АО "РМЗ "Енисей"), г. Красноярск	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть - Урал" (АО "Транснефть - Урал"), г. Уфа	ООО "Метро- КонТ", г. Ка- зань	16.10.2020
6.	Резервуары стальные горизон- тальные ци- линдриче- ские	РГС-20	Е	84366-22	6352, 6353	Акционерное общество "Но- вокузнецкий завод резерву- арных метал- локонструкций имени Н.Е. Крюкова" (АО "НЗРМК им. Н.Е. Крюко- ва"), Кемеров- ская обл., г. Новокузнецк	Акционерное общество "Но- вокузнецкий завод резерву- арных метал- локонструкций имени Н.Е. Крюкова" (АО "НЗРМК им. Н.Е. Крюко- ва"), Кемеров- ская обл., г. Новокузнецк	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть - Урал" (АО "Транснефть - Урал"), г. Уфа	ООО "Метро- КонТ", г. Ка- зань	09.10.2020
7.	Резервуары стальные горизон- тальные ци- линдриче- ские	РГС-20	Е	84367-22	6805, 6589	Акционерное общество "Но- вокузнецкий завод резерву- арных метал- локонструкций имени Н.Е. Крюкова" (АО "НЗРМК им.	Акционерное общество "Но- вокузнецкий завод резерву- арных метал- локонструкций имени Н.Е. Крюкова" (АО "НЗРМК им.	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть - Урал" (АО "Транснефть - Урал"), г. Уфа	ООО "Метро- КонТ", г. Ка- зань	16.10.2020

						Н.Е. Крюкова"), Кемеровская обл., г. Новокузнецк	Н.Е. Крюкова"), Кемеровская обл., г. Новокузнецк						
8.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-40	Е	84368-22	6590	Акционерное общество "Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е. Крюкова" (АО "НЗРМК им. Н.Е. Крюкова"), Кемеровская обл., г. Новокузнецк	Акционерное общество "Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е. Крюкова" (АО "НЗРМК им. Н.Е. Крюкова"), Кемеровская обл., г. Новокузнецк	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть - Урал" (АО "Транснефть - Урал"), г. Уфа	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	16.10.2020
9.	Счетчики турбинные	НПП БОЗНА-М	С	84369-22	Модификация МИГ40, зав.№1; Модификация НОРД-М80. Зав. №1	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "Бугульминский опытный завод Нефтеавтоматики и Метрологии" (ООО НПП "БОЗНА М"), Республика Татарстан, г. Бугульма	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "Бугульминский опытный завод Нефтеавтоматики и Метрологии" (ООО НПП "БОЗНА М"), Республика Татарстан, г. Бугульма	ОС	МП-276/04-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "Бугульминский опытный завод Нефтеавтоматики и Метрологии" (ООО НПП "БОЗНА М"), Республика Татарстан, г. Бугульма	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	23.09.2021
10.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-75	Е	84370-22	75	Закрытое акционерное общество "ИКС А" (ЗАО "ИКС А"), г. Екатеринбург	Закрытое акционерное общество "ИКС А" (ЗАО "ИКС А"), г. Екатеринбург	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Газпромнефть-Аэро" Филиал "Кольцово" (АО "Газпромнефть-Аэро")	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	26.07.2021

											Филиал "Кольцово"), г. Санкт-Петербург		
11.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-50	Е	84371-22	36	Закрытое акционерное общество "ИКС А" (ЗАО "ИКС А"), г. Екатеринбург	Закрытое акционерное общество "ИКС А" (ЗАО "ИКС А"), г. Екатеринбург	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Газпромнефть-Аэро" Филиал "Кольцово" (АО "Газпромнефть-Аэро" Филиал "Кольцово"), г. Санкт-Петербург	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	26.07.2021
12.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС-5	Е	84372-22	58554, 58555	Акционерное общество "Первомайскхиммаш" (АО "Первомайскхиммаш"), Тамбовская обл., Первомайский р-н, р.п. Первомайский	Акционерное общество "Первомайскхиммаш" (АО "Первомайскхиммаш"), Тамбовская обл., Первомайский р-н, р.п. Первомайский	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть - Урал" (АО "Транснефть - Урал"), г. Уфа	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	09.10.2020
13.	Система I/A Series установки РХ № 2 ПАО "Саратовский НПЗ"	Обозначение отсутствует	Е	84373-22	09	Фирма "Inven-sys Systems Inc.", США	Публичное акционерное общество "Саратовский НПЗ", г. Саратов	ОС	МП 1289-9-2021	4 года	Публичное акционерное общество "Саратовский НПЗ", г. Саратов	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", Республика Татарстан, г. Казань	17.09.2021
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета	Обозначение отсутствует	Е	84374-22	179	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГО-СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г.	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГО-СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г.	ОС	МП-312235-162-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГО-СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г.	ООО "Энергокомплекс", г. Москва	22.09.2021

	та электро- энергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ" для энерго- снабжения ОАО "РЖД" в границах Республики Бурятия (Трансси- бирская ма- гистраль)					Москва	Москва				Москва		
15.	Системы измеритель- ные	АМ- КУА-К	С	84375-22	001-2021, 002-2021, 003-2021	Закрытое ак- ционерное общество НПО "Авиатехноло- гия" (ЗАО НПО "Авиа- технология"), г. Москва	Закрытое ак- ционерное общество НПО "Авиатехноло- гия" (ЗАО НПО "Авиа- технология"), г. Москва	ОС	МП 208- 035-2021	1 год	Закрытое ак- ционерное об- щество НПО "Авиатехноло- гия" (ЗАО НПО "Авиа- технология"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	25.10.2021
16.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) по ГТП ООО "РКС- энерго" ("Лужские горэлектро- сети")	Обозна- чение отсут- ствует	Е	84376-22	307	Общество с ограниченной ответственно- стью "Межре- гиональный центр метро- логического обеспечения" (ООО "МЦМО"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственно- стью "РКС- энерго" (ООО "РКС-энерго"), Ленинградская обл., Киров- ский р-н, пгт Приладожский	ОС	РТ-МП- 1150-500- 2021	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Межре- гиональный центр метроло- гического обеспечения" (ООО "МЦМО"), г. Владимир	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва	29.10.2021

17.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/110/10/6 кВ №377 "Лесная"	Обозначение отсутствует	Е	84377-22	338	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-1421-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	03.12.2021
18.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ №445 Сигма	Обозначение отсутствует	Е	84378-22	339	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-1423-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	10.12.2021
19.	Система I/A Series установки Лч-35-11/600 ПАО "Саратовский НПЗ"	Обозначение отсутствует	Е	84379-22	06	Фирма "Invensys Systems Inc." США	Публичное акционерное общество "Саратовский НПЗ", г. Саратов	ОС	МП 1286-9-2021	4 года	Публичное акционерное общество "Саратовский НПЗ", г. Саратов	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", Республика Татарстан, г. Казань	17.09.2021
20.	Система автоматизированная информационно-	Обозначение отсутствует	Е	84380-22	5747-2-6.1-ЭСТ4	Открытое акционерное общество "Российские железные до-	Открытое акционерное общество "Российские железные до-	ОС	РТ-МП-1341-500-2021	4 года	Акционерное общество "РЖДстрой" (АО "РЖДстрой"),	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	29.11.2021

	измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Чекон" Северо-Кавказской ЖД - филиала ОАО "РЖД" в границах Краснодарского края					роги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	роги" (ОАО "РЖД"), г. Москва				г. Ростов-на-Дону		
21.	Газосигнализаторы автоматические	ГСА/АИГ	С	84381-22	247, 248, 249	Акционерное общество "Государственный научно-исследовательский химико-аналитический институт" (АО "ГосНИИхиманалит"), г. Санкт-Петербург	Акционерное общество "Государственный научно-исследовательский химико-аналитический институт" (АО "ГосНИИхиманалит"), г. Санкт-Петербург	ОС	ДКТЦ.4134 45.003 МП	1 год	Акционерное общество "Государственный научно-исследовательский химико-аналитический институт" (АО "ГосНИИхиманалит"), г. Санкт-Петербург	АО "ГосНИИхиманалит", г. Санкт-Петербург; ФБУ "Тест-С.-Петербург", г. Санкт-Петербург	04.10.2021

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-50

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-50 (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 и 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 оцинкованным листом.

Резервуар оборудован смотровой площадкой с лестницей и ограждениями.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара наносится на цилиндрическую стенку, номера секций наносятся на крышку люка резервуара (рисунок 1, 2).

Резервуар РГС-50 с заводским номером 6432 расположен по адресу: Республика Башкортостан, Калтасинский район, с. Кутерем, ЛПДС «Калтасы», Арланское НУ АО «Транснефть – Урал».

Общий вид резервуара РГС-50 представлен на рисунке 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Место нанесения заводских номеров

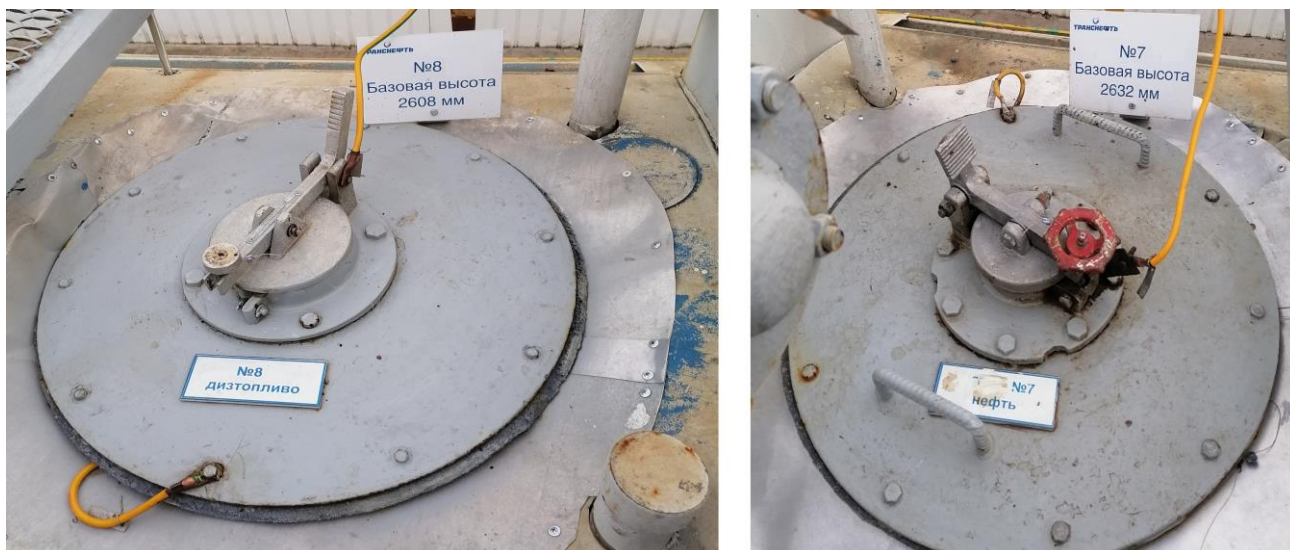


Рисунок 2 – Место нанесения номеров секций



Рисунок 3 – Общий вид резервуара РГС-50

Пломбирование резервуара РГС-50 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Номера секций	
	7	8
Номинальная вместимость, м ³	45	5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объёмный 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	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-50	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 резервуару стальному горизонтальному цилиндрическому РГС-50

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

Изготовитель

А/О СВЛ-СЯЙЛИЕТ (изготовлен в 1994 г.)

Адрес: Финляндия, Настола

Испытательный центр

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

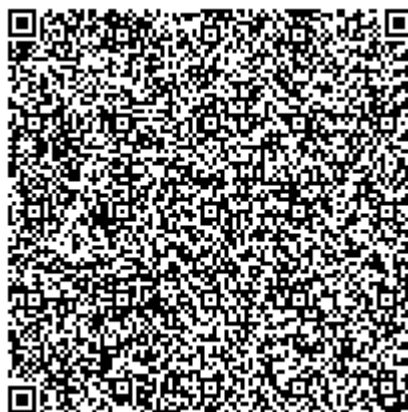
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс: +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-10

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной горизонтальный цилиндрический, номинальной вместимостью 10 м³.

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

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами. По наружной поверхности резервуар теплоизолирован слоем минеральной ваты и покрыт оцинкованным листом.

Резервуар оборудован смотровой площадкой с лестницей и ограждениями

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку резервуара (рисунок 1).

Резервуар РГС-10 с заводским номером 150 расположен по адресу: Челябинская область, Чебаркульский район, с. Травники, п. Спутник, ЛПДС «Травники», Челябинское НУ АО «Транснефть – Урал».

Общий вид резервуара РГС-10 представлен на рисунке 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Место нанесения заводского номера



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГС-10

Пломбирование резервуара РГС-10 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	10
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объёмный 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	30

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-10	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 резервуару стальному горизонтальному цилиндрическому РГС-10

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

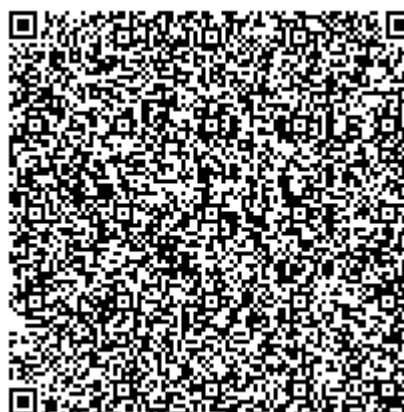
Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Связь Энерго» (ООО «Связь Энерго»)
ИНН 7704774807
Адрес: 391430, Рязанская обл., г. Сасово, ул. Пушкина, 21
Юридический адрес: 115184, г. Москва, ул. Пятницкая, 55/25, строение 4
Телефон/ факс: +7 (495) 127-01-95/ (499) 380-60-32
Web-сайт: sv-e.ru
E-mail: info@sv-e.ru
E-mail: tnural@ufa.transneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51
Телефон: +7 9372834420
Факс: +7 (843) 515-00-21
E-mail: trifonovua@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» января 2022 г. № 78

Регистрационный № 84363-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители плотности КомпАС-ПЛ

Назначение средства измерений

Измерители плотности КомпАС-ПЛ предназначены для измерений плотности светлых нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов в резервуарах нефтебаз и АЗС.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей плотности КомпАС-ПЛ – вибрационный. Резонансная частота колебаний чувствительного элемента датчика плотности, погруженного в жидкость, функционально связана с плотностью жидкости. Для измерения температуры жидкости в датчик плотности встроен преобразователь температуры Pt-1000. Защитный корпус датчика имеет цилиндрическую форму и крепится к концу штанги в форме пустотелой трубы. Штанга проходит через геометрический центр фланца, предназначенного для установки измерителя на ответном фланце горловины резервуара с измеряемой средой. Защитный корпус датчика, штанга и фланец изготовлены из нержавеющей стали и представляют собой неразборную конструкцию. Обработку и преобразование измерительной информации в цифровой выходной сигнал по протоколу RS485 производит электронный блок измерителя, расположенный в силуминовом защитном корпусе, установленном на противоположном от датчика конце штанги.

Измерители плотности КомпАС-ПЛ имеют два измерительных канала — канал измерений плотности и канал измерений температуры. Метрологические характеристики измерительных каналов представлены в таблице 2. В зависимости от диапазона, пределов абсолютной погрешности измерений плотности и максимальной вязкости измеряемой среды измерители КомпАС-ПЛ выпускаются в семи исполнениях. Номер исполнения измерителя КомпАС-ПЛ обозначается цифрами от 1 до 7 и указывается в Паспорте на измеритель.

На шильду защитного корпуса электронного блока измерителя наносятся: название измерителя КомпАС-ПЛ, маркировка взрывозащиты 0 Ex ia IIB T4 X, степень пыли/влаги защиты корпуса электронного преобразователя IP66, диапазон температуры окружающей среды от минус 55 °С до плюс 80 °С, наименование изготовителя АО «Си Ай С-Контролс», заводской номер измерителя и знак утверждения типа.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и (или) паспорт на измеритель КомпАС-ПЛ.

Общий вид и схема пломбировки от несанкционированного доступа к измерителю плотности КомпАС-ПЛ представлен на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 - Общий вид измерителя КомпАС-ПЛ.



Рисунок 2 - Маркировка измерителя КомпАС-ПЛ и место пломбировки

Программное обеспечение

Измеритель КомпАС-ПЛ функционирует под управлением встроенного программного обеспечения (ПО), разработанного изготовителем и записанного в энергонезависимую память микроконтроллера электронного блока. ПО измерителя предназначено для обработки результатов измерений, а также передачу измеренных параметров по протоколу MODBUS RTU в интерфейсе RS-485 в ПО АРМ оператора и (или) автоматизированные системы учёта и управления. ПО измерителя не разделено на метрологически значимую часть ПО и метрологически не значимую часть ПО и является интегральной частью микропроцессора измерителя. ПО является неотъемлемой частью измерителей.

Цифровой идентификатор ПО контролируется при программировании, в процессе эксплуатации доступ к идентификатору не предусмотрен. Номер версий ПО можно прочитать при подключении измерителя к персональному компьютеру с установленным программным обеспечением CMS Recorder.

ПО записывается в постоянное запоминающее устройство электронного блока измерителей на этапе производства.

ПО измерителей защищено от преднамеренных и непреднамеренных изменений следующими защитными мерами:

- пломбами изготовителя и поверителя;
- отсутствием в протоколе обмена команды считывания кода ПО с целью его изменения;
- изменение кода (перепрограммирование) для измерителей может быть осуществлено только при подключении внешнего программатора к специальному разъему на плате при сервисном обслуживании на заводе-изготовителе и невозможно без вскрытия корпуса и нарушения пломбировки;

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	КомпАС ПЛ Firmware
Номер версии ПО (идентификационный номер)	не ниже 1.5
Цифровой идентификатор ПО	Не используется

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение						
Номер исполнения измерителя КомпАС-ПЛ	1	2	3	4	5	6	7
Диапазон измерений плотности жидкости, кг/м ³	от 650 до 1200						от 400 до 700
Пределы допустимой абсолютной погрешности измерений плотности жидкости, кг/м ³	±1,0			±0,5			

Наименование характеристики	Значение						
Номер исполнения измерителя КомпАС-ПЛ	1	2	3	4	5	6	7
Диапазон измерений температуры жидкости, °C	от -50 до +130						
Пределы абсолютной погрешности измерений температуры жидкости, °C	±0,5						

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение						
Номер исполнения измерителя КомпАС-ПЛ	1	2	3	4	5	6	7
Условия эксплуатации							
Рабочая среда	Светлые нефтепродукты						Сжиженные углеводородные газы
Максимальная динамическая вязкость рабочей среды, мПа·с	50	200	700	50	200	700	50
Диапазон температуры рабочей среды, °C	от -50 до +130						
Диапазон температуры окружающего воздуха, °C	от -55 до +80						
Габаритные размеры, мм: - диаметр - высота	от 50,8 до 300,0 в зависимости от диаметра фланца на резервуаре для установки измерителя (определяется при заказе); от 440 до 6190 в зависимости от высоты резервуара для установки измерителя (определяется при заказе)						
Масса, кг, не более:	20						
Напряжение питания, В	12 постоянного тока						
Средний срок службы, лет	8						
Маркировка взрывозащиты	0ExiaIIBT4 X						

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и шильду корпуса электронного блока измерителя (рисунок 2).

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измеритель плотности	КомпАС-ПЛ	1 шт.
Руководство по эксплуатации	26.51.52-002-46813010-2016 РЭ	1 экз.
Паспорт	26.51.52-002-46813010-2016 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 26.51.52-002-46813010-2016 РЭ «Измерители плотности КомпАС-ПЛ. Руководство по эксплуатации», раздел 4.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к измерителям плотности КомпАС-ПЛ

ТУ 26.51.52-002-46813010-2016 Измеритель плотности КомпАС-ПЛ. Технические условия
Государственная поверочная схема для средств измерения плотности, утвержденная Приказом Росстандарта от 01.11.2019 г. № 2603.

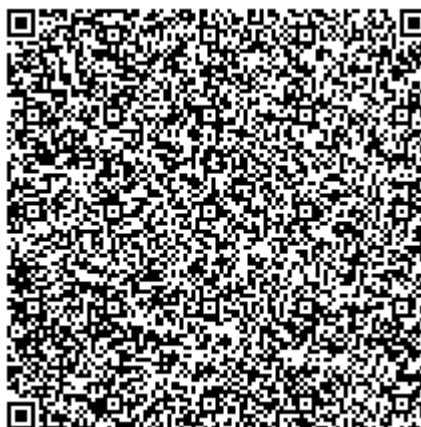
Изготовитель

Акционерное общество «Си Ай С-Контролс» (АО «Си Ай С-Контролс»)
ИНН 7701159497
Адрес: 117105, Россия, г. Москва, Варшавское шоссе, д.1, стр. 1-2, офис А405
Телефоны: (495) 269-74-01, 269-74-02
Web-сайт: www.cis-controls.ru
e-mail: info@cis-controls.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19
Телефон: +7 (812) 251-76-01, факс: + 7 (812) 713-01-14
Web-сайт: www.vniim.ru
E-mail: info@vniim.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-3

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-3 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной горизонтальный цилиндрический, номинальной вместимостью 3 м³ подземного расположения.

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

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заводской номер резервуара наносится аэрографическим способом на крышку люка резервуара.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные устройства.

Резервуар РГС-3 с заводским номером 1 расположен по адресу: Курганская область, Варгагинский район, р.п. Варгаши, НПС «Варгаши», Курганское НУ АО «Транснефть – Урал».

Общий вид резервуара РГС-3 представлен на рисунках 1, 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РГС-3

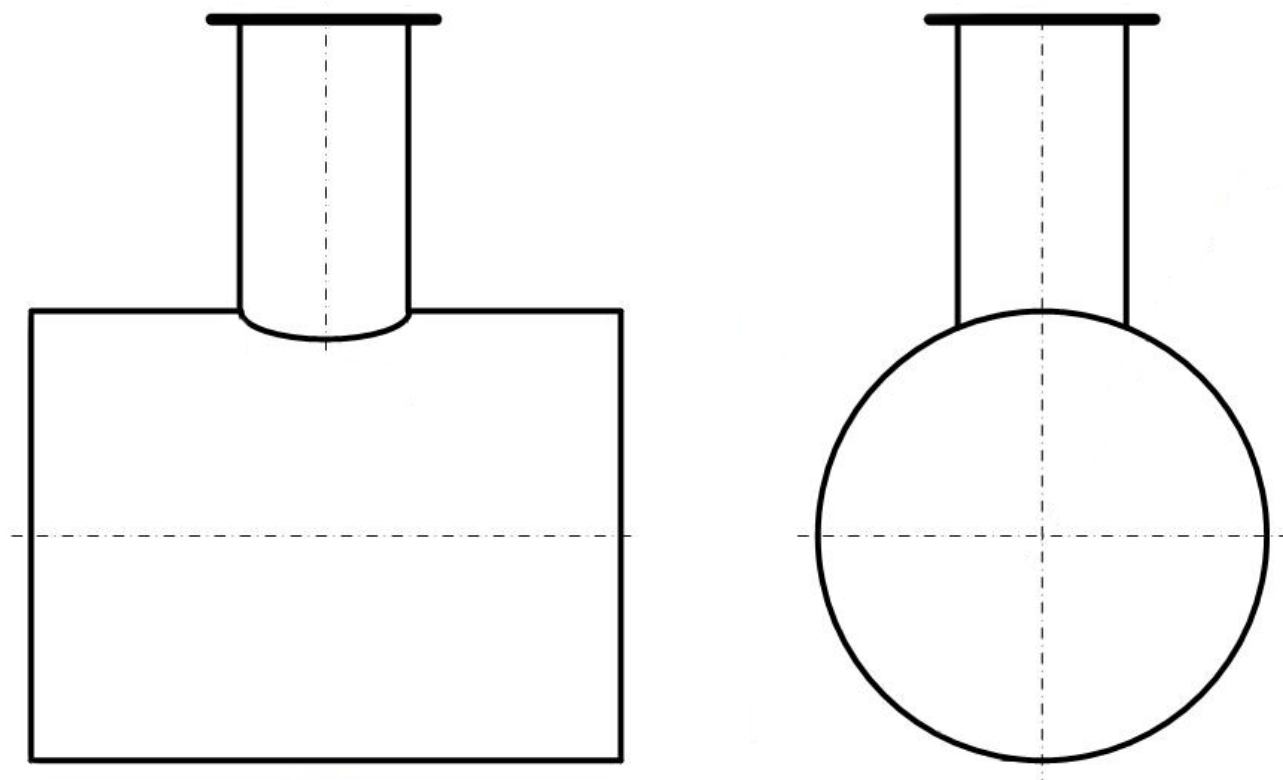


Рисунок 2 – Общий вид эскиза резервуара РГС-3

Пломбирование резервуара РГС-3 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	3
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объёмный 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	30

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-3	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 резервуару стальному горизонтальному цилиндрическому РГС-3

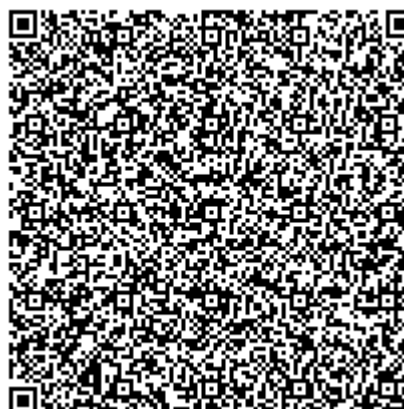
Приказ Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 г. Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости

Изготовитель

Акционерное общество «Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е. Крюкова» (АО «НЗРМК им. Н.Е. Крюкова»)
ИНН 4221002780
Адрес: 654033, Кемеровская обл., г. Новокузнецк, ул. Некрасова, 28
Телефон/ факс: +7 (3843) 35-66-99/(3843) 35-66-82
Web-сайт: www.nzrmk.ru
E-mail: rmk@nzrmk.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51
Телефон: +7 9372834420
Факс: +7 (843) 515-00-21
E-mail: trifonovua@mail.ru
Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» января 2022 г. № 78

Регистрационный № 84365-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-8

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-8 (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 8 м³ подземного расположения.

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенные цилиндрические стальные сосуды с усеченно-коническими днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводские номера резервуаров наносятся аэрографическим способом на крышку люка резервуаров.

Резервуары РГС-8 с заводскими номерами 6401, 6402 расположены по адресу: Курганская область, Юргамышский район, п. Новый Мир, ЛПДС «Юргамыш», Курганское НУ АО «Транснефть – Урал».

Общий вид резервуаров РГС-8 представлен на рисунках 1, 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РГС-8 с заводским номером 6401



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГС-8 с заводским номером 6402

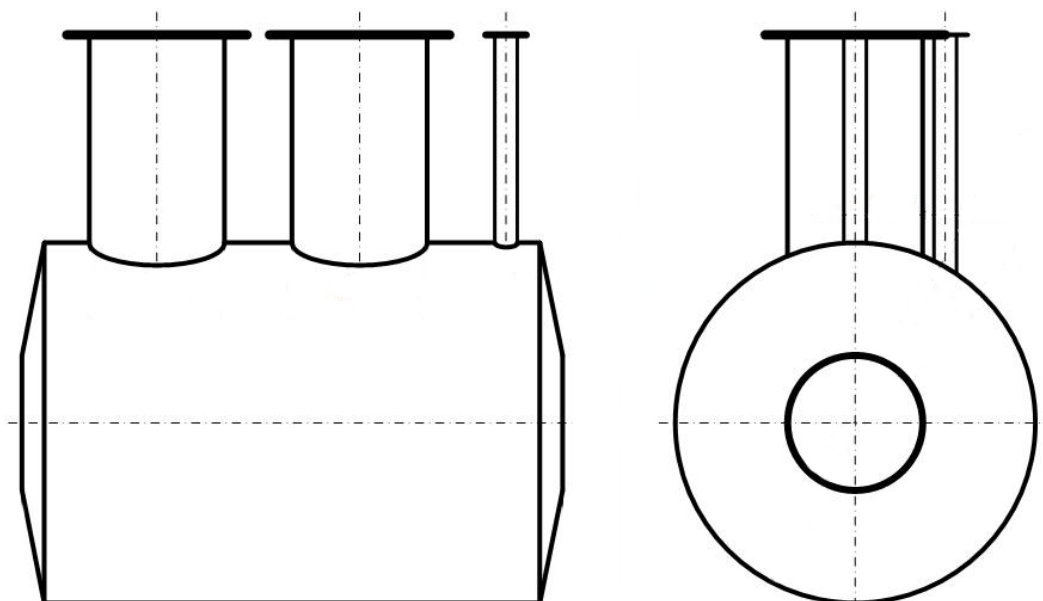


Рисунок 3 – Общий вид эскиза резервуаров РГС-8

Пломбирование резервуаров РГС-8 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	8
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объёмный 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	40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-8	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 резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-8

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

Изготовитель

Акционерное общество «Ремонтно-механический завод «Енисей» (АО «РМЗ «Енисей»)
ИНН 2462034551

Адрес: 660004, г. Красноярск, ул. 26 Бакинских Комиссаров, 1

Телефон: +7 (391) 259-38-30

Web-сайт: rmzenisey.pf

E-mail: sales@rmzenisey.ru

Испытательный центр

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

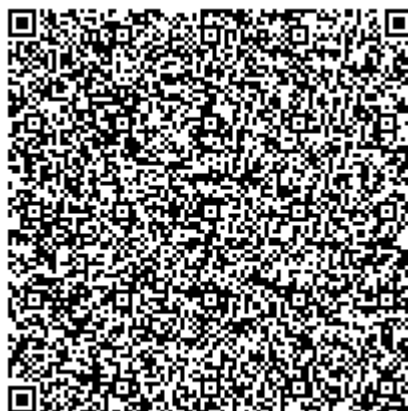
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-20

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-20 (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 20 м³ подземного расположения.

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенные цилиндрические стальные сосуды с усеченно-коническими днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводские номера наносятся на маркировочную табличку резервуара (рисунок 1).

Резервуары РГС-20 с заводскими номерами 6352, 6353 расположены по адресу: Республика Башкортостан, г. Салават-6, ЛПДС «Салават», Туймазинское НУ АО «Транснефть – Урал».

Общий вид резервуаров РГС-20 представлен на рисунках 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Место нанесения заводских номеров



Рисунок 2 – Общий вид резервуаров РГС-20

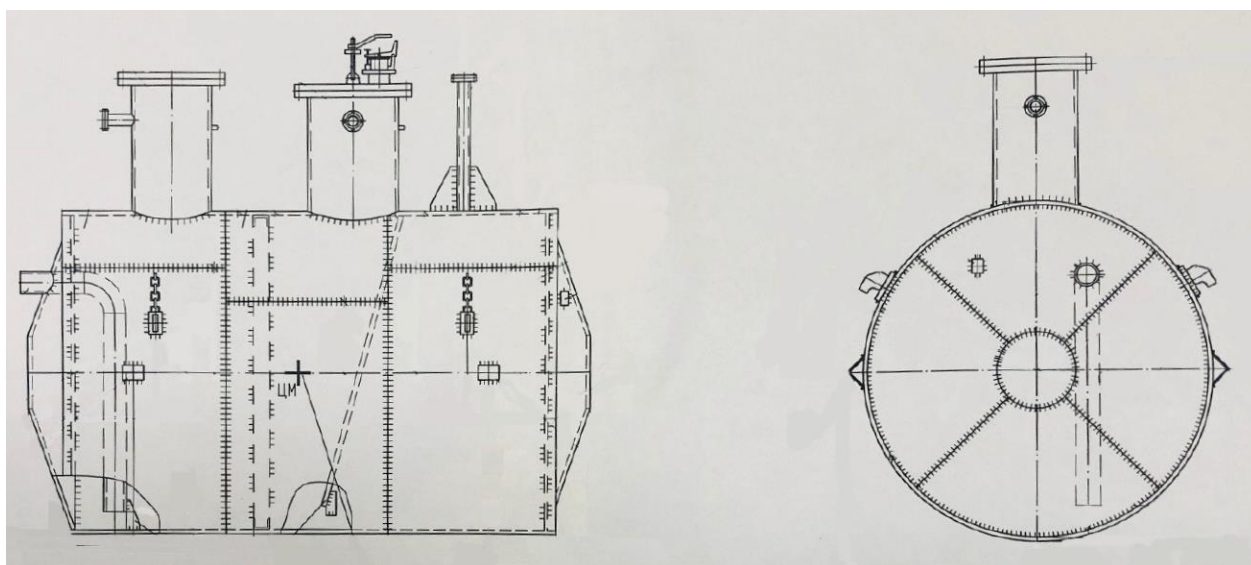


Рисунок 3 – Общий вид эскиза резервуаров РГС-20

Пломбирование резервуаров РГС-20 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	20
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объёмный 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	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-20	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 резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-20

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

Изготовитель

Акционерное общество «Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е. Крюкова» (АО «НЗРМК им. Н.Е. Крюкова»)

ИНН 4221002780

Адрес: 654033, Кемеровская обл., г. Новокузнецк, ул. Некрасова, 28

Телефон/ факс: +7 (3843) 35-66-99/(3843) 35-66-82

Web-сайт: www.nzrmk.ru

E-mail: rmk@nzrmk.ru

Испытательный центр

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

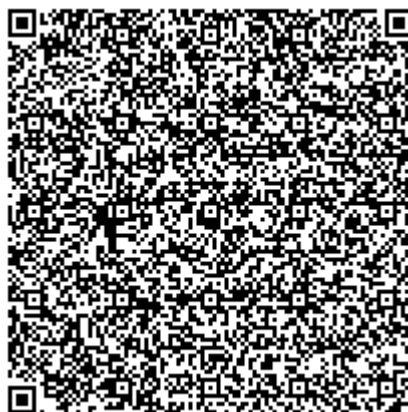
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс: +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» января 2022 г. № 78

Регистрационный № 84367-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-20

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-20 (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 20 м³ подземного расположения.

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенные цилиндрические стальные сосуды с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводские номера резервуаров наносятся аэрографическим способом на крышку люка резервуаров.

Резервуары РГС-20 с заводскими номерами 6805, 6589 расположены по адресу: Курганская область, Юргамышский район, п. Новый Мир, ЛПДС «Юргамыш», Курганское НУ АО «Транснефть – Урал».

Общий вид резервуаров РГС-20 представлен на рисунках 1, 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РГС-20 с заводским номером 6805



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГС-20 с заводским номером 6589

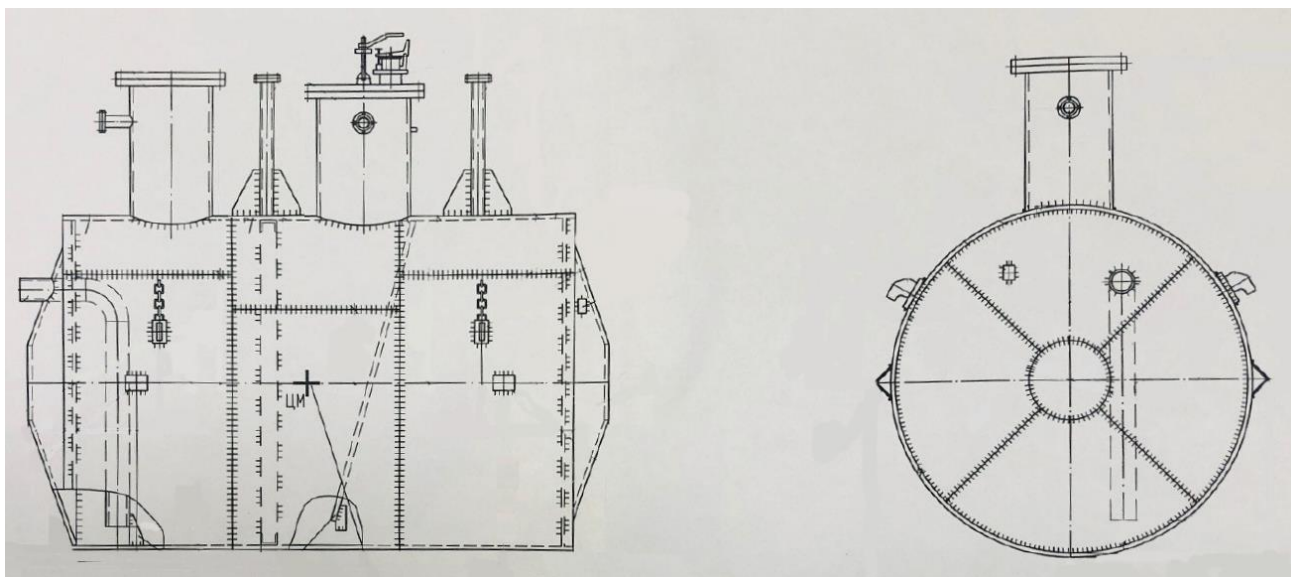


Рисунок 3 – Общий вид эскиза резервуаров РГС-20

Пломбирование резервуаров РГС-20 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	20
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объёмный 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	50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-20	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 резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-20

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

Изготовитель

Акционерное общество «Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е. Крюкова» (АО «НЗРМК им. Н.Е. Крюкова»)

ИНН 4221002780

Адрес: 654033, Кемеровская обл., г. Новокузнецк, ул. Некрасова (Кузнецкий р-н), 28

Телефон/ факс: +7 (3843) 35-66-99/(3843) 35-66-82

Web-сайт: www.nzrmk.ru

E-mail: rmk@nzrmk.ru

Испытательный центр

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

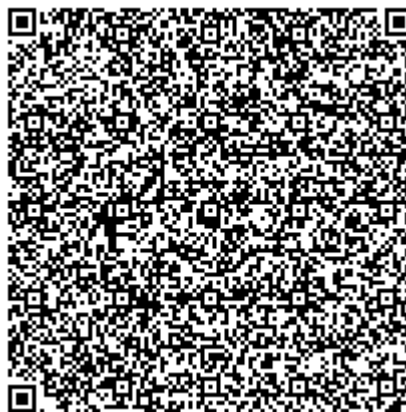
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» января 2022 г. № 78

Регистрационный № 84368-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-40

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-40 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

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

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

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные устройства.

Заводской номер резервуара наносится аэрографическим способом на крышку люка резервуара.

Резервуар РГС-40 с заводским номером 6590 расположен по адресу: Курганская область, Юргамышский район, п. Новый Мир, ЛПДС «Юргамыш», Курганское НУ АО «Транснефть – Урал».

Общий вид резервуара РГС-40 представлен на рисунках 1, 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РГС-40

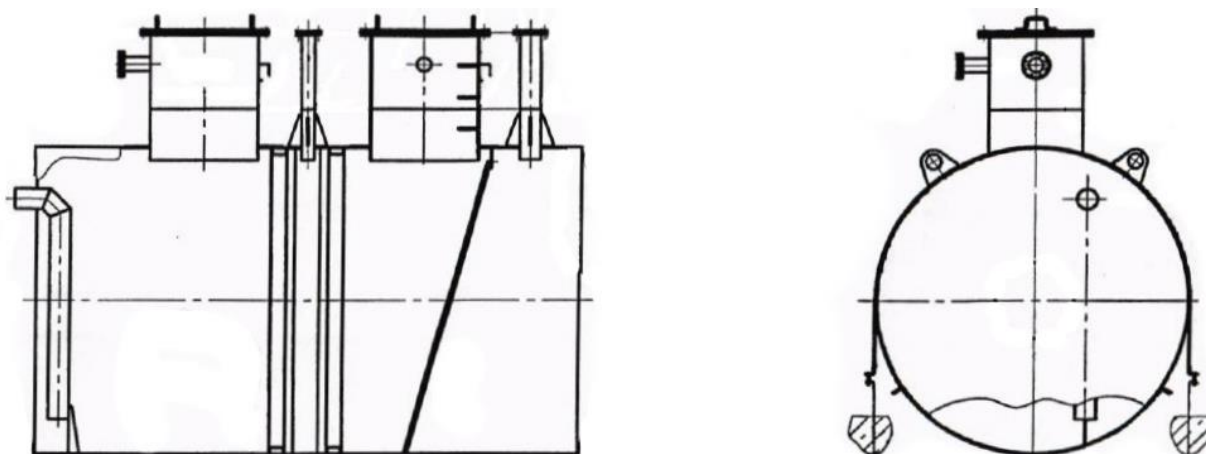


Рисунок 2 – Общий вид эскиза резервуара РГС-40

Пломбирование резервуара РГС-40 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	40
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объёмный 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	50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-40	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 резервуару стальному горизонтальному цилиндрическому РГС-40

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

Изготовитель

Акционерное общество «Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е. Крюкова» (АО «НЗРМК им. Н.Е. Крюкова»)

ИНН 4221002780

Адрес: 654033, Кемеровская обл., г. Новокузнецк, ул. Некрасова, 28

Телефон/ факс: +7 (3843) 35-66-99/(3843) 35-66-82

Web-сайт: www.nzrmk.ru

E-mail: rmk@nzrmk.ru

Испытательный центр

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

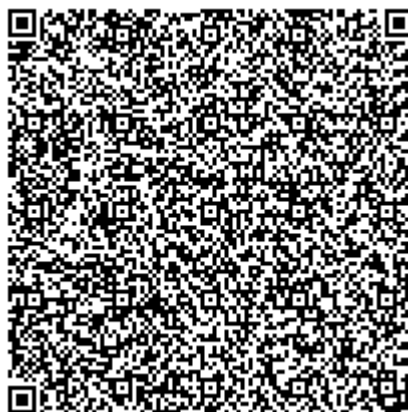
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс: +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» января 2022 г. № 78

Регистрационный № 84369-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики турбинные НПП БОЗНА-М

Назначение средства измерений

Счетчики турбинные НПП БОЗНА-М (далее по тексту – счетчики) предназначены для измерений объема нефти по ГОСТ Р 51858-2020 «Нефть. Общие технические условия», нефтепродуктов и других жидкостей нейтральных к сталям 20Х13 и 12Х18Н10Т.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на измерении количества оборотов турбинки вращающейся под действием давления протекающей жидкости. Далее магнитоиндукционный датчик преобразовывает частоту вращения в пропорциональное количество электрических импульсов, блок преобразует электрические импульсы с магнитоиндукционного датчика и индицирует их на дисплее в единицах измерений объема, с возможностью передачи измеренных значений на внешние устройства.

Счетчики выпускаются в модификациях МИГ и НОРД-М отличающихся:

- метрологическими и техническими характеристиками;
- конструктивным исполнением;

В состав счетчиков входят следующие составные части:

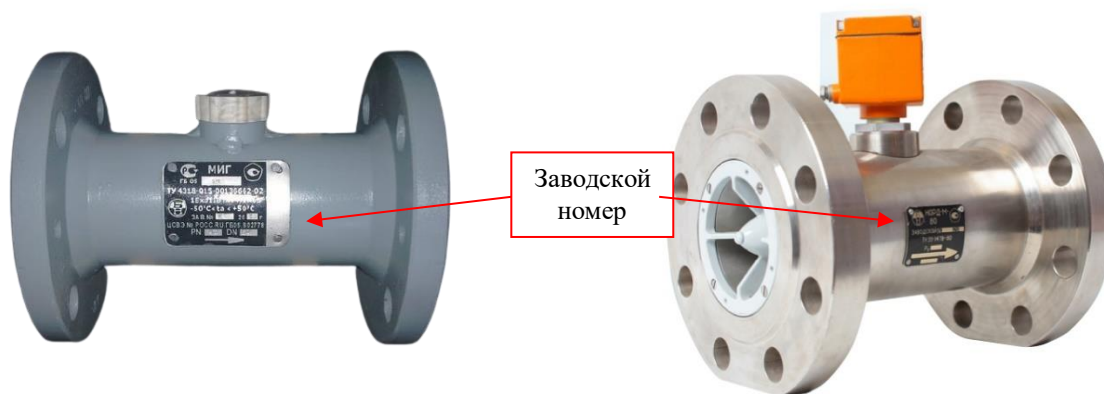
- турбинный преобразователь расхода ТПР (далее по тексту – преобразователь расхода или ТПР), в зависимости от исполнения количество лопастей турбинки может быть от 5 до 12;
- магнитоиндукционного датчика НОРД-И2У-02 или НОРД-И2У-04 (далее по тексту – датчик);
- блок обработки данных «VEGA-03» регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений № 61709-15 или блок электронный НОРД-ЭЗМ (далее по тексту – блок).

Общий вид преобразователей, блоков, датчиков приведены на рисунках 1-3.

Заводские номера в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шильдике ТПР методом гравировки и блоке методом офсетной печати, и имеют разные идентификационные данные, что обеспечивает идентификацию каждого экземпляра в течении всего срока эксплуатации.

Знак поверки рекомендуется наносить на свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством и на свинцовую (пластмассовую) пломбу, в виде оттиска клейма поверителя, установленную на внешнюю боковую сторону счетчика с помощью проволоки, проведенной через специальные отверстия в соответствии с рисунком 4. Место пломбирование счетчиков приведено на рисунке 4.

Конструкцией счетчиков не предусмотрено нанесение знака утверждения типа.



А) Б)
Рисунок 1 – общий вид ТПР: А) – МИГ; Б) - НОРД



Рисунок 2 – Общий вид датчиков НОРД-И2У-02, НОРД-И2У-04



А)



Б)

Рисунок 3 – общий вид блока: А) – НОРД-ЭЗМ ; Б) - VEGA-03

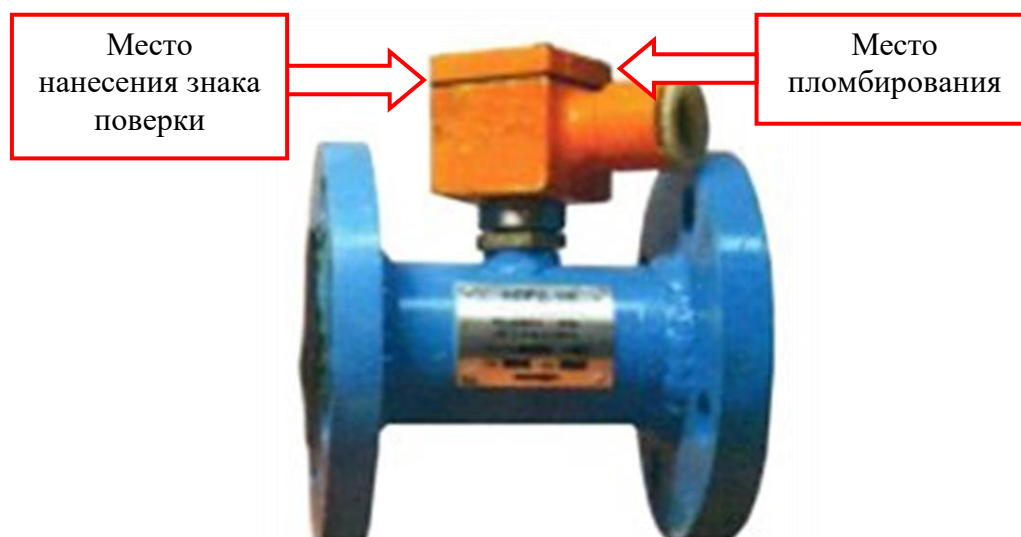


Рисунок 4 – Место нанесения знака поверки и место пломбирования

Программное обеспечение

Счетчики имеют встроенное программное обеспечение (далее по тексту – ПО), предназначенное для обработки, индикации и формирования выходных сигналов на основании измеренных значений. ПО встраивается в энергонезависимую память блока. Для защиты от несанкционированного доступа к параметрам регулировки и измерительной информации применяются настройки с использованием пароля. Изменение ПО через интерфейс пользователя невозможно. Обновления ПО в процессе эксплуатации не предусмотрено.

Метрологические характеристики нормированы с учетом влияния ПО.

Идентификационные данные ПО доступны для просмотра при включении счетчика и отображаются на дисплее блока.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	VEGA-03	НОРД-ЭЗМ
Идентификационное наименование ПО	Soft VER 2.02 ***hard 1.20	Апп 1.2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.02	2.1

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики Счетчиков приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 - Метрологические характеристики счетчиков МИГ

Наименование характеристики	Значение										
Модели счетчиков	32Ш	32	40	50	65	80	100	150	200	250	400
Диаметр условного прохода Ду, мм	32		40	50	65	80	100	150	200	250	400
Минимальный расход $Q_{\min}$, м ³ /ч	1,6	5,4	8,4	14,4	24	36	60	120	220	380	800
Максимальный расход $Q_{\max}$, м ³ /ч	8	27	42	72	120	180	300	600	1100	1900	4000

продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема жидкости, с блоком НОРД-ЭЗМ, %, для диаметров: Ду≤80 мм Ду>80 мм - МИГ-32Ш	±0,7 ±0,35 ±2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема жидкости, с блоком VEGA-03, %	±0,15

Таблица 3 - Метрологические характеристики счетчиков НОРД-М

Наименование характеристики	Значение					
Модели счетчиков	40	65	80	100	150	200
Диаметр условного прохода Ду, мм	40	65	80	100	150	200
Минимальный расход $Q_{\min}$, м ³ /ч	7	18	28	50	100	180
Максимальный расход $Q_{\max}$, м ³ /ч	35	90	140	250	500	900
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема жидкости, с блоком НОРД-ЭЗМ, %, для диаметров: - Ду≤80 мм; в диапазоне расходов от $Q_{\min}$ до $0,6 \cdot Q_{\max}$, м ³ /ч (вкл.); в диапазоне расходов св. $0,6 \cdot Q_{\max}$ до $Q_{\max}$, м ³ /ч - Ду>80 мм в диапазоне расходов от $Q_{\min}$ до $0,6 \cdot Q_{\max}$, м ³ /ч (вкл.); в диапазоне расходов св. $0,6 \cdot Q_{\max}$ до $Q_{\max}$, м ³ /ч	±1,4 ±0,9 ±0,9 ±0,4					
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема жидкости, с блоком VEGA-03, %:	±0,15					

Таблица 4 – Основные технические характеристики счетчиков МИГ

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания переменного тока, В	220±10
Частота переменного тока, Гц	50±1
Потребляемая мощность, Вт, не более	30
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С: - для ТПР и датчика; - блока; относительная влажность, % атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от +5 до +40 до 95 при температуре +30 °С от 84 до 106,7
Температура измеряемого продукты, °С	от +5 до +60
Габаритные размеры Д×Ш×В, мм, не более: -ТПР -датчика НОРД-И2У-02 -датчика НОРД-И2У-04 -блок «VEGA-03» -блок «НОРД-ЭЗМ»	610×670×585 102×70×96 102×70×96 190×206×113 202×114×78
Масса, кг, не более: -ТПР -датчика НОРД-И2У-02 -датчика НОРД-И2У-04 -блок «VEGA-03» -блок «НОРД-ЭЗМ»	525 1,9 1,9 1,5 0,8
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее	24 000
Средний срок службы, лет, не менее	6
Маркировка взрывозащиты	II Gb IIB T4

Таблица 5 – Основные технические характеристики счетчиков НОРД-М

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания переменного тока, В	220
Потребляемая мощность, Вт, не более	30
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С: - для ТПР и датчика; - блока; относительная влажность, % атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от +5 до +40 до 95 при температуре +30 °С от 84 до 106,7
Температура измеряемого продукты, °С	от +5 до +60
Габаритные размеры Д×Ш×В, мм, не более, для: -ТПР -датчика НОРД-И2У-02 -датчика НОРД-И2У-04 -блок «VEGA-03» -блок НОРД-ЭЗМ	430×400×800 102×70×96 102×70×96 190×206×113 202×114×78
Масса, кг, не более. для: -ТПР -датчика НОРД-И2У-02 -датчика НОРД-И2У-04 -блок «VEGA-03» -блок НОРД-ЭЗМ	147 1,9 1,9 1,5 0,8

продолжение таблицы 5

Среднее время наработки на отказ, ч, не менее	24 000
Средний срок службы, лет, не менее	6
Маркировка взрывозащиты	II Gb IIB T4

Знак утверждения типа

наносится типографским методом на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчики турбинные	НПП«БОЗНА-М»	1 шт.
Руководство по эксплуатации	БН.10–02, БН.5 – 01	1 шт.
Паспорт	БН.11-02, БМ.2-2000	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» Руководство по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам турбинным НПП БОЗНА-М

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 (Часть 1, 2) «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерения массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости»

ТУ 26.51.52-001-29775167-2021 Счетчики турбинные НПП БОЗНА-М. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Бугульминский опытный завод Нефтеавтоматики и Метрологии» (ООО НПП «БОЗНА М»), Россия

Адрес: 423241, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Вацлава Воровского, д.41, литер К, офис 111

ИНН:1645033000

Тел./факс: 8 (85594) 3-87-10;+7 917 292 68 53

E-mail: nppbozna@yandex.ru

Web-сайт: <http://www.npp-bozna.ru>

Испытательный центр

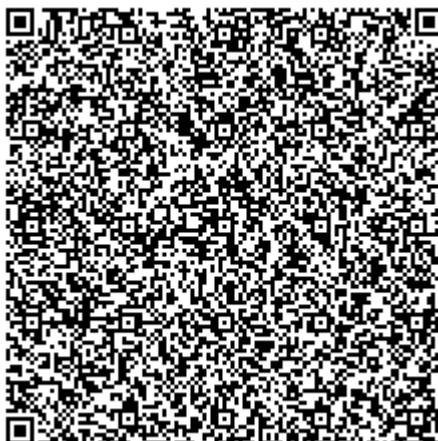
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, пом. VII, комн. 6

Тел.: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» января 2022 г. № 78

Регистрационный № 84370-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-75

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-75 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной горизонтальный цилиндрический, номинальной вместимостью 75 м³ подземного расположения.

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

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные устройства.

Заводской номер резервуара наносится на горловину резервуара и типографским способом в паспорт (рисунок 1).

Резервуар РГС-75 с заводским номером 75 расположен по адресу: 620025, Свердловская область г. Екатеринбург, ул. Бахчиванджи, 25, стр. 15 филиал «Кольцово» АО «Газпромнефть-Аэро».

Общий вид резервуара РГС-75, представлен на рисунках 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Место нанесения заводского номера



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГС-75

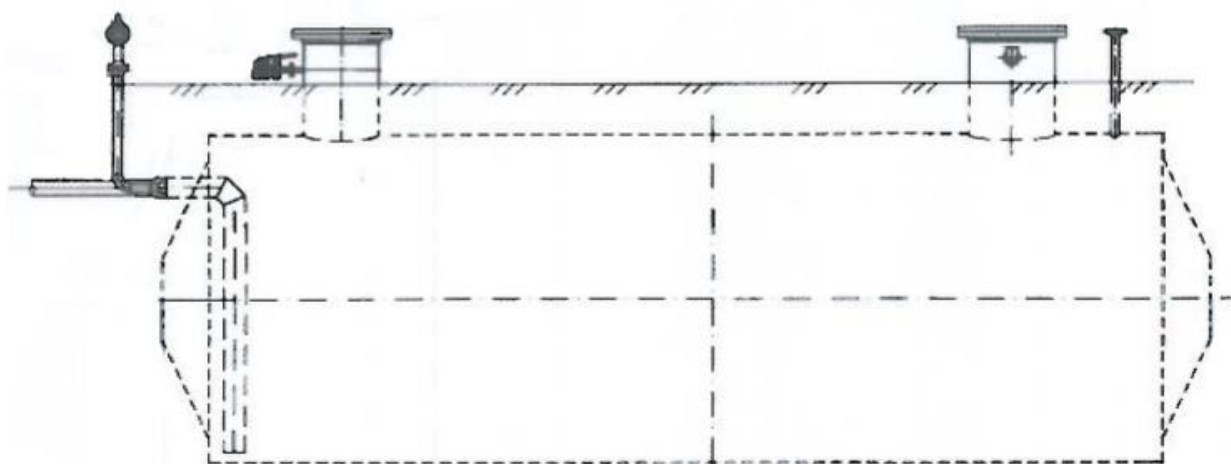


Рисунок 3 – Общий вид резервуара РГС-75

Пломбирование резервуара РГС-75 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	75
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объёмный 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	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-75	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 резервуару стальному горизонтальному цилиндрическому РГС-75

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

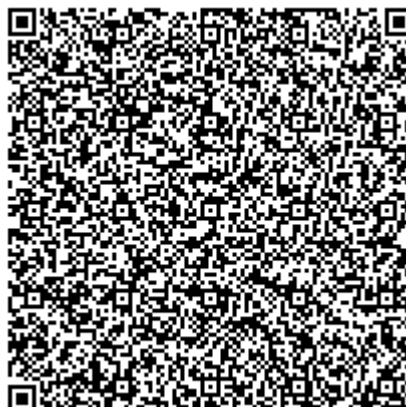
Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ИКС А» (ЗАО «ИКС А»)
ИНН 6658086248
Адрес: 620078, г. Екатеринбург, ул. Коминтерна, 16, офис 706
Телефон: +7 (343) 379-42-09
Web-сайт: www.iksa.ru
E-mail: iksa@iksa.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51
Телефон: +7 9372834420
Факс: +7 (843) 515-00-21
E-mail: trifonovua@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» января 2022 г. № 78

Регистрационный № 84371-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-50

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-50 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной горизонтальный цилиндрический, номинальной вместимостью 50 м³ подземного расположения.

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

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные устройства.

Заводской номер резервуара наносится на горловину резервуара и типографским способом в паспорт (рисунок 1).

Резервуар РГС-50 с заводским номером 36 расположен по адресу: 620025, Свердловская область г. Екатеринбург, ул. Бахчиванджи, 25, стр. 15 филиал «Кольцово» АО «Газпромнефть-Аэро».

Общий вид резервуара РГС-50, представлен на рисунках 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Место нанесения заводского номера



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГС-50

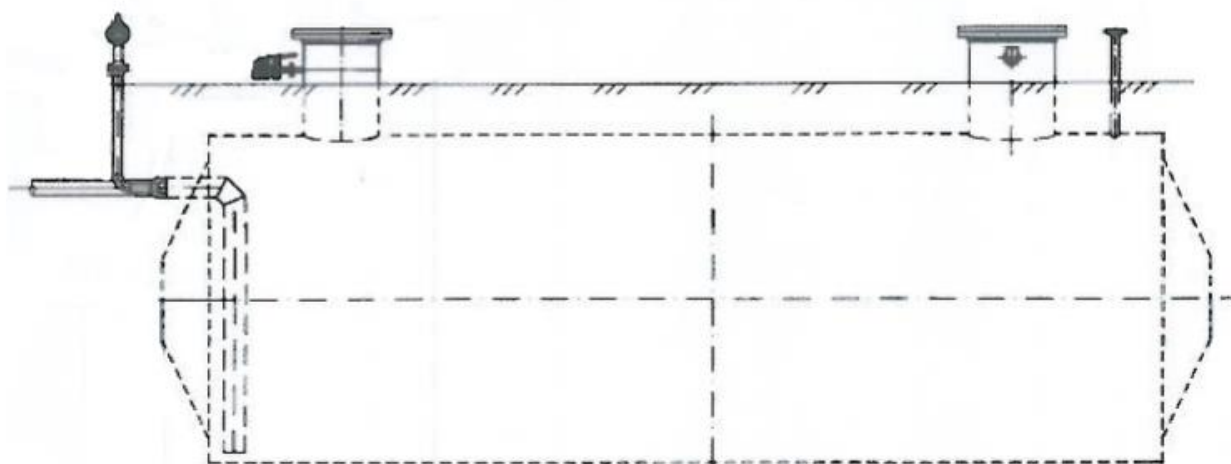


Рисунок 3 – Общий вид резервуара РГС-50

Пломбирование резервуара РГС-50 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объёмный 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	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-50	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 резервуару стальному горизонтальному цилиндрическому РГС-50

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

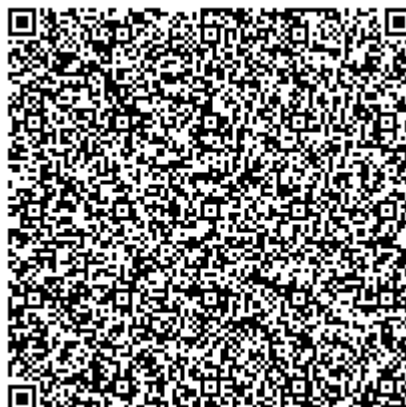
Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ИКС А» (ЗАО «ИКС А»)
ИНН 6658086248
Адрес: 620078, г. Екатеринбург, ул. Коминтерна, 16, офис 706
Телефон: +7 (343) 379-42-09
Web-сайт: www.iksa.ru
E-mail: iksa@iksa.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51
Телефон: +7 9372834420
Факс: +7 (843) 515-00-21
E-mail: trifonovua@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-5

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-5 (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 5 м³.

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенные цилиндрические стальные сосуды с днищами. По наружной поверхности резервуары теплоизолированы слоем минеральной ваты и покрыты оцинкованным листом.

Резервуары оборудованы смотровой площадкой с лестницей и ограждениями

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные устройства.

Заводские номера наносятся на маркировочную табличку резервуаров (рисунок 1).

Резервуары РГС-5 с заводскими номерами 58554, 58555 расположены по адресу: Оренбургская область, г. Орск, ул. Гончарова, 30, ЛЭПСУ «Орск», Туймазинское НУ АО «Транснефть – Урал».

Общий вид резервуаров РГС-5 представлен на рисунках 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

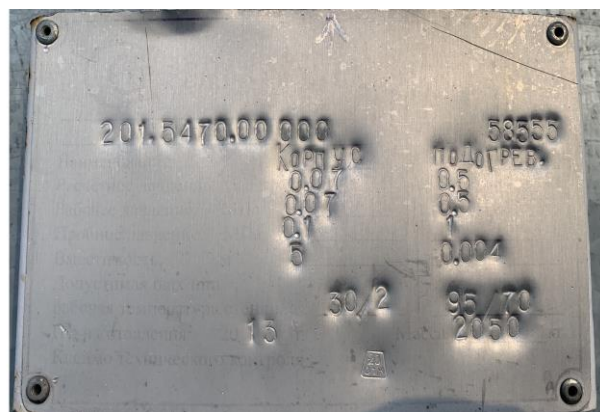


Рисунок 1 – Место нанесения заводских номеров



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГС-5 с заводским номером 58554



Рисунок 3 – Общий вид резервуара РГС-5 с заводским номером 58555

Пломбирование резервуаров РГС-5 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объёмный 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	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	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 резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-5

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

Изготовитель

Акционерное общество «Первомайскхиммаш» (АО «Первомайскхиммаш»)

ИНН 6812000252

Адрес: 393700, Тамбовская обл., Первомайский р-н, р. п. Первомайский, ул. Школьная, 9

Телефон/ факс: +7 (47548) 62-5-01/ (47548) 2-37-89

E-mail: mail@phm.ru

Испытательный центр

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

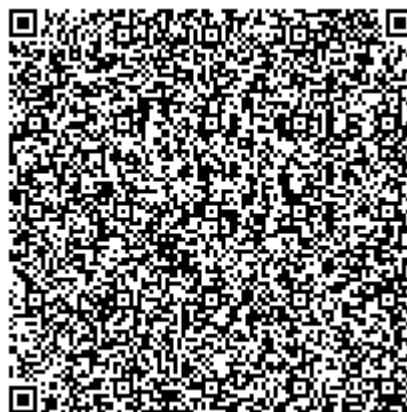
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс: +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» января 2022 г. № 78

Регистрационный № 84373-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система I/A Series установки РХ № 2 ПАО «Саратовский НПЗ»

Назначение средства измерений

Система I/A Series установки РХ № 2 ПАО «Саратовский НПЗ» (далее – система) предназначена для измерений и измерительных преобразований стандартизованных аналоговых выходных сигналов датчиков и преобразователей измерительных в виде силы постоянного тока, регистрации и хранения измеренных значений, формирования управляющих и аварийных аналоговых и дискретных сигналов на основе измерений параметров технологических процессов на установке РХ № 2 ПАО «Саратовский НПЗ».

Описание средства измерений

Система является проектно-компонованной, многоуровневой распределённой системой, применяемой для осуществления производственного контроля над соблюдением установленных законодательством РФ требований промышленной безопасности опасного производственного объекта. Функция системы состоит в измерении и преобразовании стандартизованных аналоговых электрических сигналов, поступающих от датчиков и измерительных преобразователей, приёма и обработки дискретных сигналов, сбора и отображения информации и формирования управляющих аналоговых и дискретных сигналов для управления технологическими процессами. Система включает в себя подсистему сбора, первичной обработки и контроля технической информации, выполняющую:

- опрос датчиков и приведение к единицам измерений физических величин технологических параметров;
- контроль отклонений технологических параметров от регламентных норм;
- автоматическую диагностику состояния технических средств;
- формирование базы данных в режиме реального времени;
- обеспечение хранения значений уставок и данных, передаваемых со станции оператора, а также конфигурационной информации.

Система включает:

- измерительные модули типа FBM214 / FBM214b и FBM216 / FBM216b;
- управляющий процессор FCP270;
- терминальные панели, являющиеся модулями соединения с полевыми сигналами и обеспечивающие защиту модулей FBM;
- вспомогательное оборудование (блоки питания, адаптеры, коммутаторы);
- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора и сервер.

На рис. 1 приведён внешний вид измерительных модулей FBM.



Рисунок 1 Модули Fieldbus (FBM), монтируемые на DIN - рейку

На рисунке 2 приведён вид на шкаф управления системы в сборе и указано место расположения таблички с указанием полного наименования системы и заводского номера.

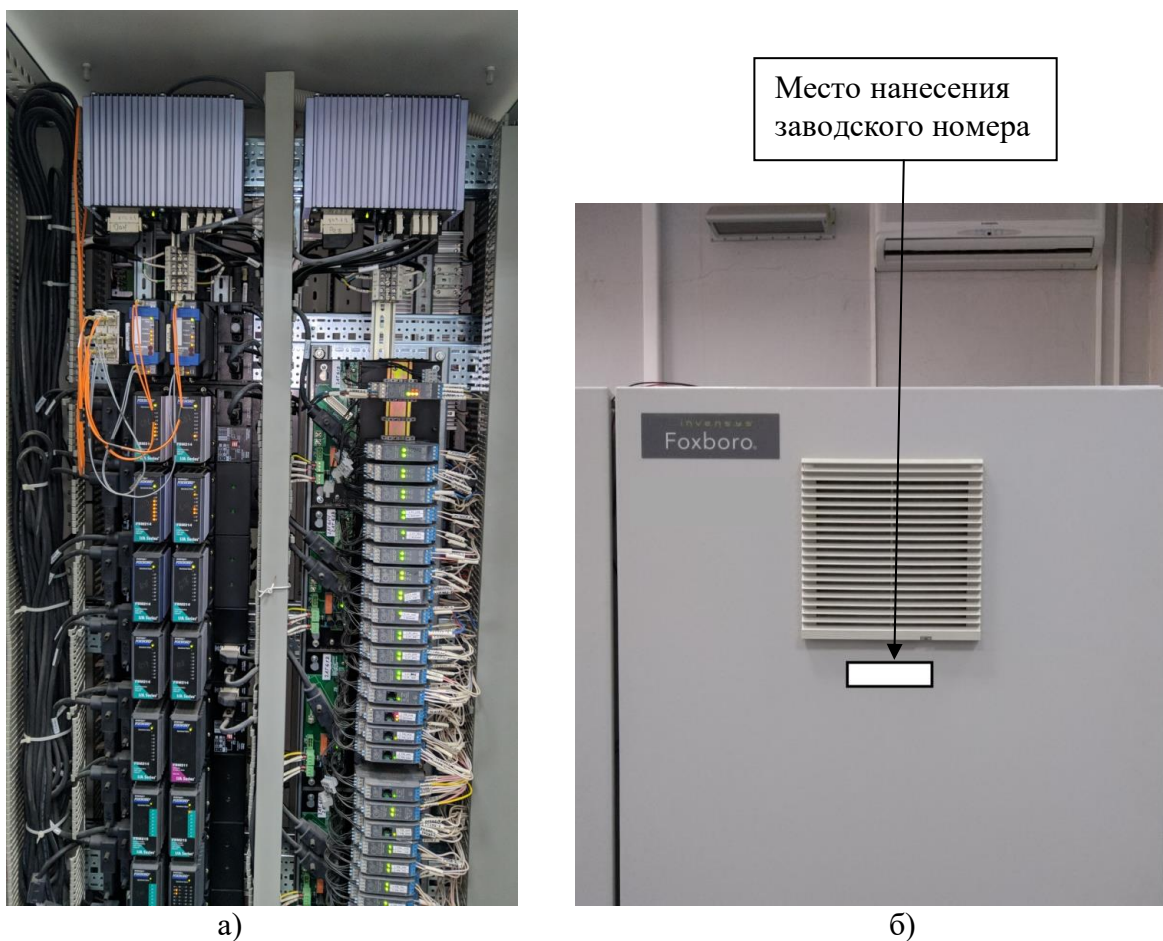


Рисунок 2 - Шкаф управления системы: а) система в сборе; б) место расположения таблички

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы подразделяется на встроенное и внешнее ПО. Встроенное ПО, влияющее на метрологические характеристики измерительных модулей, установлено в их энергонезависимую память на предприятии – изготовителе и недоступно для изменения в процессе эксплуатации.

Внешнее ПО загружено в управляющий процессор FCP270 и установлено на АРМ оператора. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные внешнего ПО

Идентификационные данные	Значение	
	«I/A Series для Windows»	«FoxDraw/FoxView»
Идентификационное наименование ПО	Foxboro I/A Series	FoxDraw/FoxView
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 8.8, где 8 - номер подверсии	Не ниже 10.4.3, где 4.3 - номер подверсии

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Погрешности системы нормированы с учетом влияния ПО.

Метрологические и технические характеристики

Состав системы, метрологические и технические характеристики входящих в нее модулей приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 - Состав системы

Тип модуля	Кол-во каналов в модуле	Кол-во модулей в системе	Общее кол-во каналов
FBM214 / FBM214b	8	13	104
FBM216 / FBM216b	8	13	104
Общее количество измерительных каналов в системе			208

Таблица 3 - Метрологические характеристики модулей

Модули	Сигналы		Пределы** допускаемой основной приведенной погрешности	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности от изменения температуры окружающей среды на 10 °С
	На входе	На* выходе		
FBM214 / FBM214b (8 аналоговых входных каналов)	От 4 до 20 мА	15 бит	± 0,5 % от диап. изм.	± 0,05 %
FBM216 / FBM216b (8 аналоговых входных каналов)	От 4 до 20 мА	15 бит	± 0,5 % от диап. изм.	± 0,05 %

*- соответствует диапазону от 12800 до 64000 квант при отображении в ПО на АРМ оператора системы;

** - при нормальных условиях измерений (t = + 20 °С).

Таблица 4 - Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Параметры электропитания системы	
- напряжение переменного тока, В	220 ± 22
- напряжение постоянного тока, В	24 ± 1,2
Потребляемая мощность, кВт	1
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от + 10 до + 30
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
- относительная влажность (без конденсации), %	от 10 до 85
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Система I/A Series установки РХ № 2 ПАО «Саратовский НПЗ»	-	1 шт.
Техническая документация фирмы-изготовителя	-	комплект
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.
Паспорт	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений изложены в технической документации «Система I/A Series (Foxboro EVO™)» раздел 3 «Описание блоков интегрированного управления».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе I/A Series установки РХ № 2 ПАО «Саратовский НПЗ»

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

ГОСТ Р 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности».

Изготовитель

Фирма «Invensys Systems Inc.», США
33 Commercial Street
Foxboro, MA 02035-2099, USA
<http://iom.invensys.com>

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

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

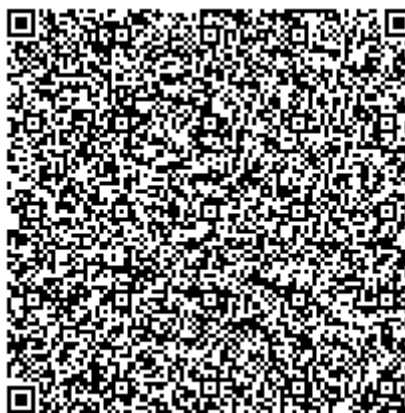
Юридический адрес: 190005, г.Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

e-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» января 2022 г. № 78

Регистрационный № 84374-22

Лист № 1
Всего листов 34

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Бурятия (Транссибирская магистраль)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Бурятия (Транссибирская магистраль) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU) и к шкале всемирного координированного времени UTC, 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 многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные 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) ОАО «РЖД»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД», 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» и построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere. Резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

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 с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Далее по основному каналу связи, данные с УСПД ОАО «РЖД» 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 в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием 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 не более ± 1 с (параметр программируемый).

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

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

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

Счетчики ИК синхронизируются от УСПД (основных и резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени 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», специализированного ПО ИВК ЭПК 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, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наимено-вание 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 Заудинск, Ввод 110 кВ 2Т	ТТ	КТ=0,2 КТТ=200/1 №37850-08	A	VAU-123	RTU-327 Рег. № 19495-03, Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
2	ПС 110 кВ Заудинск, Ввод 110 кВ 7Т	ТТ	КТ=0,2 КТТ=200/1 №37850-08	A	VAU-123	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Заудинск, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-Восток	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №3690-73	A	ТФН-35М	RTU-327 Пер. № 19495-03, Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					
4	ПС 110 кВ Заудинск, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-Запад	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				B	-		
				C	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					
5	ПС 110 кВ Заудинск, ЗРУ 10 кВ, Ф.Тальцы	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Селенга-тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
7	ПС 110 кВ Селенга- тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
8	ПС 110 кВ Селенга-тяговая, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР - Восток	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №664-51,3690-73	А	ТФН-35		
				В	-		
				С	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05	А	ЗНОМ-35-65		
				В	-		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
9	ПС 110 кВ Селенга- тяговая, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-Запад	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №3690-73	A	ТФН-35М	RTU-327 Пер. № 19495-03, Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14		
				B	-				
				C	ТФН-35М				
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65				
				B	-				
				C	ЗНОМ-35-65				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3							
10	ПС 110 кВ Татаурово- тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1				
				B	ТБМО-110 УХЛ1				
				C	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	А1802RALXQ-P4GB-DW-4					
		11	ПС 110 кВ Татаурово- тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05			A	ТБМО-110 УХЛ1
								B	ТБМО-110 УХЛ1
C	ТБМО-110 УХЛ1								
ТН	КТ=0,2 КТН=110000: √3/100: √3 №24218-13			A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06			А1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Татаурово- тяговая, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №3689-73	A	ТФНД-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТФНД-35М		
				C	ТФНД-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: √3/100: √3 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P2B-3					
13	ПС 110 кВ Татаурово- тяговая, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №3690-73	A	ТФ3М-35А-У1		
				B	ТФ3М-35А-У1		
				C	ТФ3М-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: √3/100: √3 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P2B-3					
14	ПС 110 кВ Татаурово- тяговая, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДЦР-Восток	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №21256-01	A	ТОЛ 35Б-II		
				B	-		
				C	ТОЛ 35Б-II		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-99	A2R-3-0L-C25-T					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Тагаурово- тяговая, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-Запад	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Рег. № 19495-03, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-99	A2R-3-0L-C25-T			
16	ПС 220 кВ Выдрино, ОРУ 220 кВ, ЛР-272 220 кВ, ВЛ 220 кВ Выдрино - БЦБК (ВБ-272)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=500/1 №27069-11	A	ТБМО-220 УХЛ1		
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
17	ПС 220 кВ Выдрино, ОРУ 220 кВ, ЛР-274 220 кВ, ВЛ 220 кВ Мысовая - Выдрино (МВ-274)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=500/1 №27069-11	A	ТБМО-220 УХЛ1		
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 220 кВ Выдрино, ОРУ 35 кВ, Ф.№1 ВВ-3097	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №664-51	A	ТФН-35	RTU-327 Рег. № 19495-03, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТФН-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №14555-99	A1R-3-AL-C25-T			
19	ПС 220 кВ Выдрино, ОРУ 35 кВ, Ф.Выдрино-Мурино А (ф.2 35кВ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №3690-73	A	ТФ3М-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФ3М-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №14555-99	A1R-3-AL-C25-T			
20	ПС 220 кВ Выдрино, ОРУ 35 кВ, Ф.№3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №664-51, 3690-73	A	ТФН-35		
				B	-		
				C	ТФ3М-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-99	A2R-3-0L-C25-T			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 220 кВ Выдрино, ОРУ 35 кВ, Ф.№4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=30/5 №664-51	A	ТФН-35	RTU-327 Пер. № 19495-03, Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТФН-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-99	A2R-3-0L-C25-T			
22	ПС 220 кВ Выдрино, ОРУ 35 кВ, Ф.Выдрино-Мурино Б (ф.5 35кВ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №26417-04	A	ТФЗМ 35А-У1		
				B	-		
				C	ТФЗМ 35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №14555-99	A1R-3-AL-C25-T			
23	ПС 220 кВ Выдрино, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-Восток	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №26419-04	A	ТФЗМ 35Б-I У1		
				B	-		
				C	ТФЗМ 35Б-I У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P2B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС 220 кВ Выдрино, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПП-Запад	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327 Пер. № 19495-03, Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	-		
				С	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P2B-3			
25	ПС 220 кВ Заиграево, ОРУ 220 кВ, Ввод 220 кВ Т1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №27069-11	А	ТБМО-220 УХЛ1		
				В	ТБМО-220 УХЛ1		
				С	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000: √3/100: √3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
26	ПС 220 кВ Заиграево, ОРУ 220 кВ, Ввод 220 кВ Т2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №27069-11	А	ТБМО-220 УХЛ1		
				В	ТБМО-220 УХЛ1		
				С	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000: √3/100: √3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС 220 кВ Заиграево, ОРУ 35 кВ, Ф.№1 (карьер)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 № 3689-73	A	ТФ3М-35Б-1У1	RTU-327 Per. № 19495-03, Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
				B	-		
				C	ТФ3М-35Б-1У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №912-54	A	ЗНОМ-35		
				B	ЗНОМ-35		
				C	ЗНОМ-35		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-99	A2R-3-AL-C25-T+			
28	ПС 220 кВ Заиграево, ОРУ 35 кВ, Ф.№3018	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 № 3689-73	A	ТФ3М-35Б-1У1		
				B	-		
				C	ТФ3М-35Б-1У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №912-54	A	ЗНОМ-35		
				B	ЗНОМ-35		
				C	ЗНОМ-35		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №14555-99	A1R-3-AL-C25-T			
29	ПС 220 кВ Заиграево, ОРУ 35 кВ, Ф.№3019	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 № 3689-73	A	ТФ3М-35Б-1У1		
				B	-		
				C	ТФ3М-35Б-1У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №14555-99	A1R-3-AL-C25-T			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
30	ПС 220 кВ Заиграево, ОРУ 35 кВ, Ф.№348	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №664-51	A	ТФН-35	RTU-327 Пер. № 19495-03, Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТФН-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №14555-99	A1R-3-AL-C25-T			
31	ПС 220 кВ Заиграево, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДЦР-Восток	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №32123-06	A	ТВ-35-II		
				B	ТВ-35-II		
				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 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T+			
32	ПС 220 кВ Заиграево, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДЦР-Запад	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №32123-06	A	ТВ-35-II		
				B	ТВ-35-II		
				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 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T+			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ПС 220 кВ Кижа, ОРУ 220 кВ, Ввод 220 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №27069-11	A	ТБМО-220 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
34	ПС 220 кВ Кижа, ОРУ 220 кВ, Ввод 220 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №27069-11	A	ТБМО-220 УХЛ1		
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
35	ПС 220 кВ Кижа, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДЦР-Восток	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				B	ТФН-35М		
				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	EA05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
36	ПС 220 кВ Кижа, ОРУ 27,5 кВ, Ф,ДПР-Запад	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №3690-73	А	ТФ3М-35А-У1		
				В	ТФ3М-35А-У1		
				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-P2В-3					
37	ПС 220 кВ Мысовая, ОРУ 220 кВ, Ввод 220 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №27069-05	А	ТБМО-220 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-220 УХЛ1		
				С	ТБМО-220 УХЛ1		
		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	А1802RALQ-P4GB-DW-4					
38	ПС 220 кВ Мысовая, ОРУ- 220 кВ, Ввод 220 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №27069-05	А	ТБМО-220 УХЛ1		
				В	ТБМО-220 УХЛ1		
				С	ТБМО-220 УХЛ1		
		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	А1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС 220 кВ Мысовая, ОРУ 35 кВ, Ф.№1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №21256-01	A	ТОЛ 35Б-II	RTU-327 Рег. № 19495-03, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТОЛ 35Б-II		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: √3/100: √3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №14555-99	A1R-3-AL-C25-T			
40	ПС 220 кВ Мысовая, ОРУ 35 кВ, Ф.№3	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ-35		
				B	ТОЛ-СЭЩ-35		
				C	ТОЛ-СЭЩ-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: √3/100: √3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-99	A2R-3-AL-C25-T			
41	ПС 220 кВ Мысовая, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-Восток	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	A	-		
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	-		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P2B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
42	ПС 220 кВ Мысовая, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-Запад	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	A	-	RTU-327 Рег. № 19495-03, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТФН-35М		
				C	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	-		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P2B-3			
43	ПС 220 кВ Мысовая, КРУН 6 кВ, Ф.№1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №14555-99	A1R-3-AL-C25-T			
44	ПС 220 кВ Мысовая, КРУН 6 кВ, Ф.№2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 № 25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-99	A2R-3-AL-C25-T+			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
45	ПС 220 кВ Мысовая, КРУН 6 кВ, Ф.№3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №14555-99	A1R-3-AL-C25-T			
46	ПС 220 кВ Мысовая, КРУН 6 кВ, Ф.№4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 № 25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-99	A2R-3-0L-C25-T			
47	ПС 220 кВ Мысовая, КРУН 6 кВ, Ф.№5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=30/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-99	A2R-3-0L-C25-T			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
48	ПС 220 кВ Новоильинск, ОРУ 220 кВ, Ввод 220 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №27069-11	А	ТБМО-220 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-220 УХЛ1		
				С	ТБМО-220 УХЛ1		
		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					
49	ПС 220 кВ Новоильинск, ОРУ 220 кВ, Ввод 220 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №27069-11	А	ТБМО-220 УХЛ1		
				В	ТБМО-220 УХЛ1		
				С	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: √3/100: √3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчи к	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
50	ПС 220 кВ Новоильинск, ОРУ 35 кВ, Ф.№3017	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 № 3689-73	А	ТФЗМ-35Б-1У1		
				В	-		
				С	ТФЗМ-35Б-1У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-99	A2R-4-AL-C29-T+					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
51	ПС 220 кВ Новоильинск, ОРУ 35 кВ, Ф.№3183	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 № 3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1У1	RTU-327 Рег. № 19495-03, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТФЗМ-35Б-1У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: √3/100: √3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-07	EA05RAL-P4B-3			
52	ПС 220 кВ Новоильинск, ОРУ 35 кВ, Ф.№359	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 № 664-51	A	ТФН-35		
				B	-		
				C	ТФН-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P4B-3			
53	ПС 220 кВ Новоильинск, ОРУ 35 кВ, Ф.№360	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				B	-		
				C	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: √3/100: √3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-99	A2R-4-0L-C25-T+			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
54	ПС 220 кВ Новоильинск, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-Восток	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №25568-03	A	IGW 3-35	RTU-327 Пер. № 19495-03, Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	IGW 3-35		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №48526-11,51637-12	A	GSE-30		
				B	TJC 7		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27428-09	A2R2-3-AL-C29-T					
55	ПС 220 кВ Новоильинск, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-Запад	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №25568-03	A	IGW 3-35		
				B	IGW 3-35		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №48526-11	A	GSE-30		
				B	GSE-30		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27428-09	A2R2-3-AL-C29-T					
56	ПС 220 кВ Переёмная, ОРУ 220 кВ, ЛР-273 220 кВ, отпайка ВЛ 220 кВ Мысовая - Байкальск с отпайкой на ПС Переёмная (МБ-273)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №27069-11	A	ТБМО-220 УХЛ1		
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	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 Переёмная, ОРУ 220 кВ, ЛР-274 220 кВ, отпайка ВЛ 220 кВ Мысовая - Выдрино с отпайкой на ПС Переёмная (МВ-274)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №27069-11	A	ТБМО-220 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
58	ПС 220 кВ Переёмная, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-Восток	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				B	ТФН-35М		
				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	EA05RAL-P2B-3					
59	ПС 220 кВ Переёмная, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-Запад	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №21256-01	A	ТОЛ 35Б-II		
				B	ТОЛ 35Б-II		
				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	EA05RAL-P2B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
60	ПС 220 кВ Переёмная, РУ 10 кВ, Ф.№2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №22192-07	А	ТПЛ-10-М	RTU-327 Рег. № 19495-03, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-99	A2R-3-0L-C25-T			
61	ПС 220 кВ Посольская, ОРУ 220 кВ, Ввод 220 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №27069-11	А	ТБМО-220 УХЛ1		
				В	ТБМО-220 УХЛ1		
				С	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №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			
62	ПС 220 кВ Посольская, ОРУ 220 кВ, Ввод 220 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №27069-11	А	ТБМО-220 УХЛ1		
				В	ТБМО-220 УХЛ1		
				С	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №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
63	ПС 220 кВ Посольская, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №64181-16	A	TB-35	RTU-327 Пер. № 19495-03, Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	TB-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: √3/100: √3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №14555-99	A1R-3-AL-C25-T					
64	ПС 220 кВ Посольская, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №64181-16	A	TB-35		
				B	-		
				C	TB-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: √3/100: √3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №14555-99	A1R-3-AL-C25-T					
65	ПС 220 кВ Посольская, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-Восток	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №64181-16	A	TB-35		
				B	TB-35		
				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	EA05RAL-P2B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
66	ПС 220 кВ Посольская, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-Запад	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №64181-16	A	ТВ-35	RTU-327 Пер. № 19495-03, Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТВ-35		
				C	-		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P2B-3			
67	ПС 220 кВ Перевал, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №3690-73	A	ТФ3М-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФ3М-35А-У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000: √3/100: √3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-99	A2R-3-0L-C4-T+			
68	ПС 220 кВ Перевал, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №3690-73	A	ТФ3М-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФ3М-35А-У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000: √3/100: √3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-3AL-C8-T+			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
69	ПС 110 кВ Ангасолка, ЗРУ-10 кВ, 1 сш-10 кВ, яч. В, ф. №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №9143-06	А	ТЛК-10	RTU-327 Пер. № 19495-03, Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №18178-99	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
70	ПС Черная Ввод-1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №52619-13	А	ТВГ-УЭТМ®-110		
				В	ТВГ-УЭТМ®-110		
				С	ТВГ-УЭТМ®-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000: √3/100: √3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB1-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
71	ПС Черная Ввод-2 110 кВ	ТТ	$K_T=0,2S$ $K_{TT}=400/5$ №52619-13	A	ТВГ-УЭТМ®-110	RTU-327 Пер. № 19495-03, Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТВГ-УЭТМ®-110		
				C	ТВГ-УЭТМ®-110		
		ТН	$K_T=0,5$ $K_{TN}=110000: \sqrt{3}/100: \sqrt{3}$ №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	$K_T=0,2S/0,5$ $K_{сч}=1$ №31857-11	A1802RALQ-P4GB1-DW-4			

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 (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1,2	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,2 1,6
3-5,8,9,12- 15,20,21,23,24,27,31, 32,35,36,41,42,47, 50-53,58-60,65-69	Активная Реактивная	1,2 2,5	 5,7 3,5
6,7,10,11,16,17,25,26, 33,34,37,38,48,49,56, 57,61,62	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
18,19,22,28-30,39	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7
40	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,4
43,45,64,70,71	Активная Реактивная	0,8 1,5	2,2 2,2
44,46,54,55	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,8 4,0
63	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,9 3,9
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 Р = 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-05 - для счетчиков реактивной энергии ТУ 4228-011-29056091-11, ГОСТ Р 52425-05 - ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 6

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от -40 до +35 от -40 до +55 от +1 до +50 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 120000 72 120000 72 35000 72 40000 24 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 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
1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	22 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	Альфа	27 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А2	2 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	20 шт.
Трансформаторы комбинированные	VAU-123	6 шт.
Трансформаторы тока	IGW 3-35	4 шт.
Трансформаторы тока	ТВГ-УЭТМ®-110	6 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	12 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-220 УХЛ1	42 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-35	8 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-35-II	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 35Б-II	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35Б-I У1	12 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	17 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35	10 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35М	21 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	3 шт.
Трансформаторы напряжения	GSE-30	3 шт.
Трансформаторы напряжения	TJC 7	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	60 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	18 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	42 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	4 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	4 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.179.ЭД.ФО	1 экз.

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 Республики Бурятия (Транссибирская магистраль)», аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

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

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

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) 280-04-50

Испытательный центр

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

ИНН 7444052356

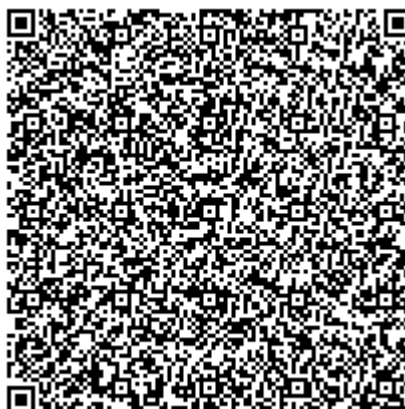
Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» января 2022 г. № 78

Регистрационный № 84375-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерительные АМКУА-К

Назначение средства измерений

Системы измерительные АМКУА-К (далее – система) предназначены для измерений объема и температуры нефтепродуктов при его отпуске из средств заправки в воздушные суда, вычислений массы нефтепродукта и регистрации измеренных и вычисленных значений.

Описание средства измерений

Принцип работы системы состоит в обработке сигналов от счетчика жидкости и первичного преобразователя температуры и их преобразовании в значение объема и температуры нефтепродукта, вычислении массы нефтепродукта по измеренным значениям объема и температуры нефтепродукта и введенным в систему значениям плотности нефтепродукта и температуры нефтепродукта при измерении его плотности.

При применении систем для измерений массы нефтепродукта, системы реализуют косвенный метод динамических измерений по ГОСТ 8.587-2019. Измерения массы нефтепродуктов проводятся по аттестованной методике измерений.

Система изготавливается в нескольких исполнениях с обозначением АМКУА-К-0Х-0У-0Z, которые отличаются способом заправки и максимальным расходом при отпуске нефтепродукта (Х), типом счетчика жидкости в составе системы (У), составом канала измерений температуры (Z).

В состав системы входят:

- счетчик жидкости с датчиком импульсов;
- средства измерений для измерений температуры нефтепродукта;
- блок специального контроллера;
- пульт управления специальным контролером;
- блок оператора;
- табло информационное;
- система регулирования давления;
- средство фильтрации с устройством газоотделения;
- трубопроводы с запорной арматурой;
- один раздаточный рукав со специальным наконечником заправки (для закрытого способа отпуска нефтепродукта в воздушное судно) и/или один раздаточный рукав со специальным пистолетом (для открытого способа отпуска нефтепродукта в воздушное судно) или два раздаточных рукава со специальным наконечником заправки (для закрытого способа отпуска нефтепродукта в воздушное судно).

Исполнения АМКУА-К-01-0У-0Z предназначены для отпуска нефтепродукта открытым способом в диапазоне расходов от 21,6 до 24 м³/ч (от 360 до 400 л/мин) с применением одного раздаточного рукава.

Исполнения АМКУА-К-02-0У-0Z предназначены для отпуска нефтепродукта с применением одного раздаточного рукава закрытым способом в диапазоне расходов от 24 до 45 м³/ч (о 400 до 750 л/мин).

Исполнения АМКУА-К-03-0У-0Z предназначены для отпуска нефтепродукта закрытым способом в диапазоне расходов от 24 до 75 м³/ч (от 400 до 1250 л/мин) с применением одного раздаточного рукава.

Исполнения АМКУА-К-04-0У-0Z предназначены для отпуска нефтепродукта закрытым способом в диапазоне расходов от 24 до 90 м³/ч (от 400 до 1500 л/мин) с применением двух раздаточных рукавов.

Исполнения АМКУА-К-05-0У-0Z предназначены для отпуска нефтепродукта закрытым способом в диапазоне расходов от 24 до 150 м³/ч (от 400 до 2500 л/мин) с применением двух раздаточных рукавов.

В составе системы в качестве счетчиков жидкости в исполнениях АМКУА-К-0Х-01-0Z применяются счетчики жидкости лопастные МКА Master модификаций МКА 2290 Master и МКА 3350 Master, в исполнениях АМКУА-К-0Х-02-0Z применяются счетчики жидкости лопастные МКА модификаций МКА 2290 и МКА 3350, в исполнениях АМКУА-К-0Х-03-0Z применяются счетчики нефтепродуктов ЗС 17 модификаций ЗС 17 80/80 и ЗС 17 80/150.

Модификации счетчиков жидкости лопастных МКА 3350 Master и МКА 3350, счетчиков нефтепродуктов ЗС 17 80/150 применяются только в исполнениях системы АМКУА-К-05-0У-0Z.

Система, в зависимости от состава канала измерений температуры, обеспечивает измерение температуры нефтепродукта одним из трех способов.

В исполнениях АМКУА-К-0Х-0У-01 применяются датчик температуры ТСПТ Ех (Регистрационный номер 75208-19) или Метран-2000 (Регистрационный номер 38550-13) класса точности А по ГОСТ 6651 с выходным сигналом сопротивления и преобразователь измерительный РР модель 5335 (Регистрационный номер 70943-18) с токовым выходным сигналом 4-20 мА.

В исполнениях АМКУА-К-0Х-0У-02 применяются датчик температуры ТСПТ Ех (Регистрационный номер 75208-19) или Метран-2000 (Регистрационный номер 38550-13) класса точности АА по ГОСТ 6651 с выходным сигналом сопротивления и преобразователь измерительный РР модель 5335 (Регистрационный номер 70943-18) с токовым выходным сигналом 4-20 мА.

В исполнениях АМКУА-К-0Х-0У-03 применяются датчик температуры ТСПТ Ех (Регистрационный номер 75208-19) или Метран-2000 (Регистрационный номер 38550-13) класса точности АА по ГОСТ 6651 с выходным сигналом сопротивления и преобразователь температуры измерительный серии iTEMP ТМТ111 (Регистрационный номер 57947-19) с токовым выходным сигналом 4-20 мА.

Токовый выходной сигнал 4-20 мА от преобразователей температуры поступает в блок специального контроллера, где преобразуется в значение температуры нефтепродукта.

Блок специального контроллера (БСК) обеспечивает управления процессом отпуска нефтепродукта.

В состав БСК входят:

- контроллер СТН-3000-РКУм (Регистрационный номер 59781-20) с программным обеспечением, далее – контроллер;

- GPRS-роутер;

- источник стабилизированного питания;

- нормирующие преобразователи, клеммы, реле.

БСК обеспечивает выполнение следующих функций:

- обмен информацией с панелью оператора (ПОС-10);

- обмен информацией с пультом управления специальным контроллером;

- обмен информацией с сервером сбора и передачи данных посредством GPRS-роутера;

- считывание и обработку результатов измерений от датчика температуры;

- измерение количества импульсов от счетчика импульсов и их преобразование в значение объема нефтепродукта;

- вычисление массы нефтепродукта при измерении объема нефтепродукта и введенных в контроллер значениях плотности нефтепродукта и температуры при измерении его плотности;
- вычисление плотности нефтепродукта для его средней температуры нефтепродукта при наливе;
- управление процессом отпуска нефтепродукта (прохождение разрешительных процедур до начала отпуска нефтепродукта через систему и запрет на отпуск нефтепродукта по его окончанию);
- передачу информации на принтер для печати;
- передачу информации на табло информационное для отображения.

Пульт управления специальным контроллером (ПУСК-01) расположен в заправочном модуле на панели управления и обеспечивает выполнение следующих функций:

- идентификация оператора системы с помощью бесконтактного считывателя карты доступа оператора;
- отображение информации на показывающем устройстве;
- ручной ввод с помощью клавиатуры информации в контроллер.

Блок оператора состоит из панели оператора сенсорной (ПОС-10) и принтера.

Панель оператора сенсорная (ПОС-10) предназначена для:

- отображения заданий на отпуск нефтепродукта;
- ручного ввода информации в контроллер.

Система регулирования давления предназначена для поддержания постоянного давления при отпуске нефтепродукта.

Средство фильтрации с устройством газоотделения установлено до счетчика жидкости и обеспечивает фильтрацию нефтепродукта и удаление из него газовой фазы.

Трубопроводы с запорной арматурой обеспечивают прохождение нефтепродукта через систему.

При отпуске нефтепродукта из средства заправки в воздушное судно с помощью ПУСК-01 в контроллер вводят плотность нефтепродукта и температуру при измерении плотности нефтепродукта, массу или объем нефтепродукта, необходимые для отпуска в воздушное судно. После прохождения разрешительных процедур и запуска процесса отпуска, нефтепродукт из средства заправки подается через средство фильтрации, оснащенное устройством газоотделения, далее через клапан регулятор, счетчик жидкости и раздаточный рукав в воздушное судно. В процессе отпуска нефтепродукта контроллер производит считывание и обработку количества импульсов от счетчика жидкости. Температура нефтепродукта измеряется датчиком температуры и передается в контроллер. Контроллер обеспечивает: обработку результатов измерений от датчика температуры и счетчика жидкости, и вычисление объема и массы нефтепродукта. Кроме того, контроллер производит расчёт среднего значения температуры в процессе налива нефтепродукта.

Система позволяет регистрировать объем, массу, температуру отпущенного нефтепродукта, а также плотность нефтепродукта и температуру нефтепродукта при измерении плотности нефтепродукта, введенные в систему. Система может выдавать управляющие и аварийные сигналы, формировать отчеты и выдавать их на печать.

Измеренная и вычисленная информация может храниться в контроллере в течение не менее 31 суток и может быть передана по сети мобильной связи GPRS.

Электропитание блока специального контроллера БСК осуществляется от бортовой сети автомобильного шасси средства заправки. Электропитание блока оператора БО, пульта управления специальным контроллером ПУСК-01 осуществляется от стабилизированного источника питания постоянного тока в составе БСК.

Блок специального контроллера БСК и блок оператора БО устанавливается внутри кабины средства заправки. Преобразователь измерительный PR устанавливается внутри корпуса блока специального контроллера БСК. Остальные составные части устанавливаются на шасси средства заправки.

Фотографии общего вида системы и ее составных частей представлены на рисунках 1 – 7.



Рисунок 1 – Общий вид системы спереди на средстве заправки



Рисунок 2 – Общий вид системы сзади на средстве заправки



Рисунок 3 – Общий вид составных частей системы (БСК с закрытой защитной крышкой, ТОС-10, принтер) в кабине средства заправки

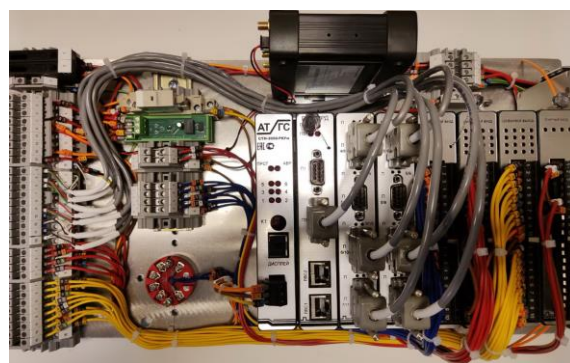


Рисунок 4 – БСК без защитной крышки



Рисунок 5 – Панель оператора сенсорная (ПОС-10)



Рисунок 6 – Пульт управления специальным контроллером (ПУСК-01)



Рисунок 7 – Счетчик жидкости лопастной МКА (Master)



Рисунок 8 – Счетчик нефтепродуктов ZC 17

Места нанесения клейм (наклеек и пломб) на составные части системы изображены на рисунках 9 – 13, внешний вид таблички с заводским номером изображен на рисунке 14.

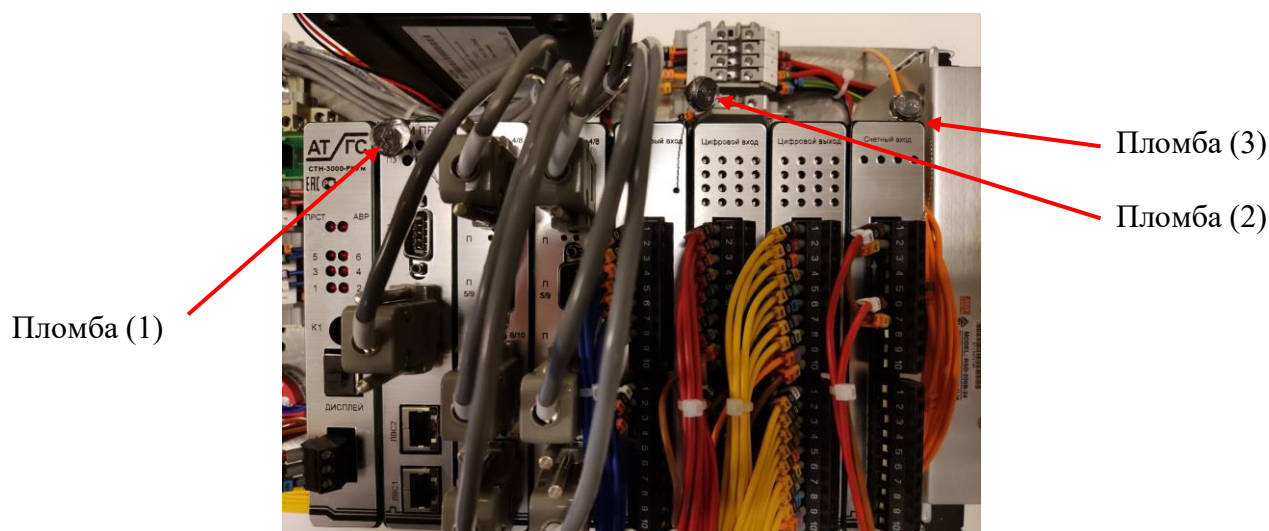


Рисунок 9 – Пломбирование платы центрального процессора контроллера (1), платы аналогового входа (2) и платы импульсного входа (3)

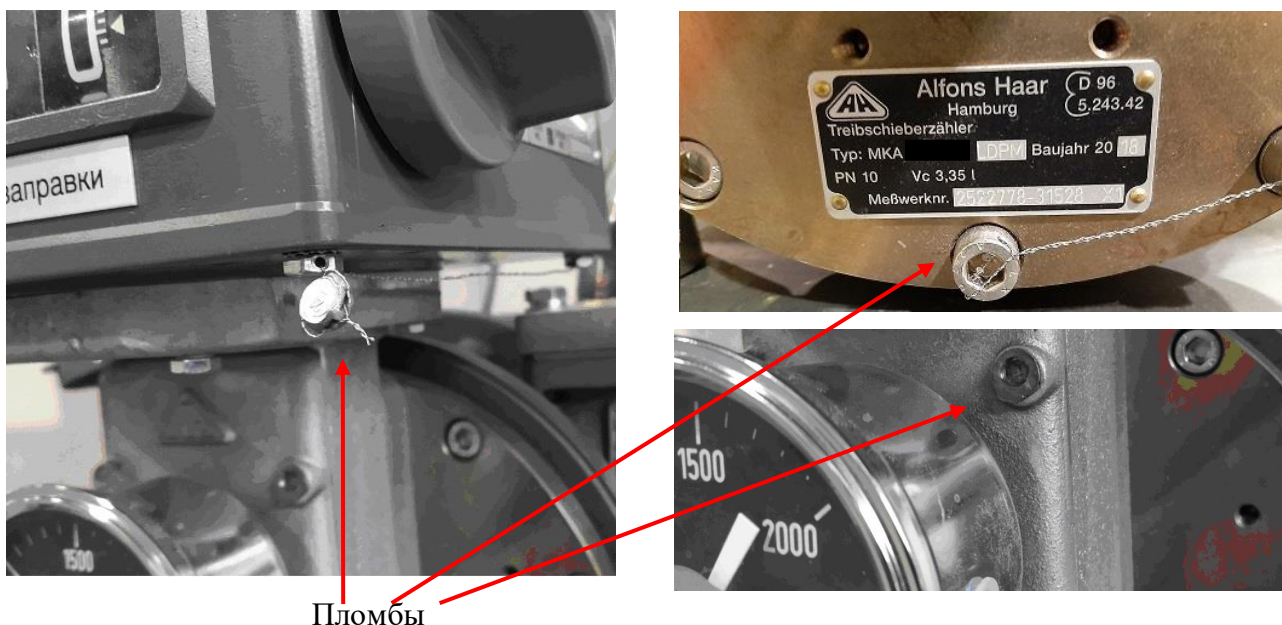


Рисунок 10 – Пломбирование счетчиков жидкости лопастных МКА и МКА Master



Рисунок 11 – Пломбирование счетчиков нефтепродуктов ЗС 17

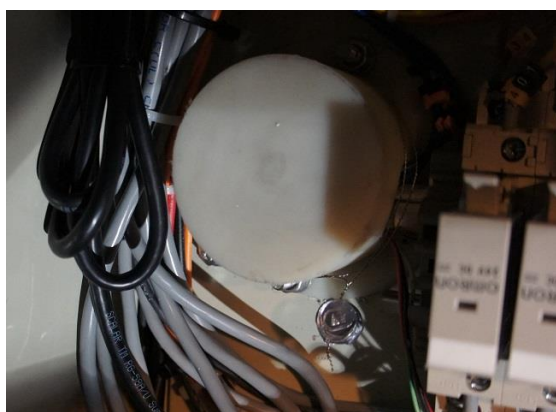


Рисунок 12 – Пломбирование преобразователя температуры PR



Рисунок 13 – Пломбирование датчика температуры

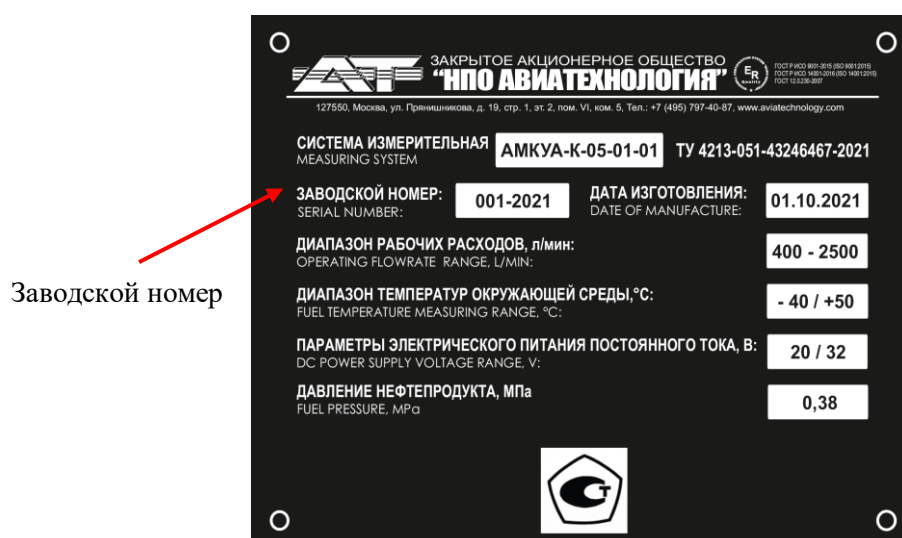


Рисунок 14 – Внешний вид таблички с заводским номером

Металлическая или пластиковая табличка с заводским номером расположена в заправочном модуле на панели управления. Знак поверки наносят на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

Программное обеспечение системы состоит из программного обеспечения контроллера и программного обеспечения преобразователей температуры.

Программное обеспечение контроллера предназначено для обработки измерительной информации со счетчика жидкости и преобразователя температуры, обработки результатов измерений, индикации результатов измерений на показывающем устройстве, формирования управляющих сигналов на начало и окончание отпуска нефтепродукта. Программное обеспечение контроллера разделено на метрологически значимую часть ПО и метрологически незначимую часть ПО.

Идентификация ПО контроллера проводится с помощью номера версии программного обеспечения, отображаемого на показывающем устройстве пульта управления специально-го контроллера.

Для защиты от несанкционированного доступа к ПО системы (контроллера) доступ ограничен паролем.

Таблица 1 – Идентификационные данные системы (контроллера)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	AMKUA_K.pro
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V.01K.XYZ
Цифровой идентификатор ПО	не отображается
где X,Y,Z = 0 - 9	

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по п. 4.5 Р 50.2.077-2014. Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимого ПО и измеренных (вычисленных) данных.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда (нефтепродукты)	Топлива для реактивных двигателей, топливо авиационное для газотурбинных двигателей
Диапазон измерений температуры нефтепродукта, °C	от -40 до +50
Минимальный объем нефтепродукта при отпуске, дм ³	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объема нефтепродукта, %	±0,15
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры нефтепродукта, °C	±0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении массы нефтепродукта, %	±0,01

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон температуры нефтепродукта в зависимости от исполнения, °C: - АМКУА-К-0Х-01-0Z, АМКУА-К-0Х-02-0Z - АМКУА-К-0Х-03-0Z	от -40 до +50 от -40 до +40
Давление нефтепродукта в системе, МПа	0,38±0,02
Температура окружающей среды, °C: - счетчики жидкости исполнений: - АМКУА-К-0Х-01-0Z, АМКУА-К-0Х-02-0Z - АМКУА-К-0Х-03-0Z - датчик температуры - датчик импульсов - контроллер, преобразователь температуры, составные части системы в кабине средства заправки	от -50 до +50 от -40 до +40 от -50 до +50 от -40 до +50; от -30 до +50 от +5 до +40
Относительная влажность окружающей среды, %: - составные части системы вне кабины средства заправки - составные части системы в кабине средства заправки - средства измерений в составе системы	от 0 до 98 от 0 до 95 в соответствии с эксплуатационной документацией средств измерений в составе системы
Параметры электрического питания постоянного тока, В	от 20 до 32
Срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная АМКУА-К		1
Руководство по эксплуатации	АМКУА-К.000.000 РЭ	1
Паспорт	АМКУА-К.000.000 ПС	1
Руководство пользователя	АТГС.АСУТП.8.ИЗ	1
Методика поверки	МП 208-035-2021	1
Документация на составные части системы		1 комплект
Комплект запасных частей		1 комплект

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 2.4 руководства по эксплуатации АМКУА-К.000.000 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам измерительным АМКУА-К

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

ТУ 4213-051-43246467-2021 Системы измерительные АМКУА-К. Технические условия.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество НПО «Авиатехнология»

(ЗАО НПО «Авиатехнология»)

Адрес: 127550, г. Москва, ул. Прянишникова, д. 19, стр. 1, эт. 2 пом. VI ком. 5

ИНН 7713018211

Тел./факс: +7 (495) 797-4087

E-mail: info@aviatechnology.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

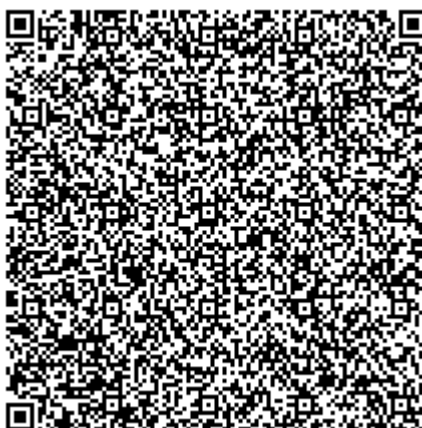
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» января 2022 г. № 78

Регистрационный № 84376-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) по ГТП ООО «РКС-энерго» («Лужские горэлектросети»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) по ГТП ООО «РКС-энерго» («Лужские горэлектросети») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

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

первый уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер ПАО «Россети Ленэнерго», сервер АИИС КУЭ, сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «Русэнергосбыт», устройства синхронизации времени (УСВ) УСВ-2 (Рег. № 41681-10), УСВ УСВ-3 (Рег. № 51644-12. Рег. № 64242-16), сервер точного времени Метроном-50М (Рег. № 68916-17), автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ в виде цифрового обозначения, заводские номера средств измерений уровней ИИК, ИВК, идентификационные обозначения элементов уровня ИВК указаны в формуляре.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

автоматический периодический (один раз в сутки) и/или по запросу сбор привязанных к шкале координированного времени UTC (SU), результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 минут);

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИК;

хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

передача результатов измерений в организации - участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Сервер ПАО «Россети Ленэнерго» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики ИК №№ 1 – 15 и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер АИИС КУЭ с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики ИК №№ 16 – 24 и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер ОАО «РЖД» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики ИК №№ 25 – 27 и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

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

Сервер ПАО «Россети Ленэнерго», сервер АИИС КУЭ, сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «Русэнергосбыт» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляют обработку измерительной информации, формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов. Умножение на коэффициенты трансформации происходит автоматически в счетчиках, либо в серверах.

Измерительные данные с сервера ПАО «Ленэнерго» и сервера ООО «Русэнергосбыт» не реже одного раза в сутки поступают или считываются на сервер АИИС КУЭ, в том числе с использованием отчетов в формате макетов электронного документооборота XML.

Сервер АИИС КУЭ (или оператор АРМ) осуществляет передачу информации в АО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC (SU). В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, сервера ОАО «РЖД», сервера ООО «Русэнергосбыт», сервера ПАО «Россети Ленэнерго», сервера АИИС КУЭ. В качестве УСВ используются УСВ-2, УСВ-3, сервер точного времени Метроном-50М.

Источником сигналов точного времени для сервера АИИС КУЭ является УСВ-3. Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-3 происходит один раз в час. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-3.

Сравнение показаний часов сервера ОАО «РЖД» и УСВ-3 происходит не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов сервера ОАО «РЖД» и УСВ-3 осуществляется независимо от показаний часов сервера ОАО «РЖД» и УСВ-3.

Сравнение показаний часов сервера ООО «Русэнергосбыт» и сервера точного времени Метроном-50М происходит не реже одного раза в сутки. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов сервера ООО «Русэнергосбыт» и сервера точного времени Метроном-50М.

Сравнение показаний часов сервера ПАО «Россети Ленэнерго» и УСВ-2 происходит не реже одного раза в сутки. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов сервера ПАО «Россети Ленэнерго» и УСВ-2.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 1 – 15 и сервера ПАО «Россети Ленэнерго» происходит при каждом обращении к счетчикам ИК №№ 1 – 15, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 1 – 15 и сервера ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 1 – 15 и сервера ПАО «Россети Ленэнерго» на величину более чем ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 16 – 24 и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчикам ИК №№ 16 – 24, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 16 – 24 и сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 16 – 24 и сервера АИИС КУЭ на величину более чем ± 2 с.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Сервер АИИС КУЭ	
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll

Продолжение таблицы 1

1	2
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Сервер ПАО «Россети Ленэнерго»	
Наименование ПО	ПО «Пирамида-Сети»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 8
Идентификационное наименование ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Идентификационное наименование ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Идентификационное наименование ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Идентификационное наименование ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Идентификационное наименование ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Идентификационное наименование ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Идентификационное наименование ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Идентификационное наименование ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Идентификационное наименование ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Наименование ПО	ПО «АльфаЦентр»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Идентификационное наименование модулей ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Сервер ООО «Русэнергосбыт»	
Наименование ПО	ПО «АльфаЦентр»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Идентификационное наименование модулей ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Продолжение таблицы 1

1	2
Сервер ОАО «РЖД»	
Наименование ПО	ПО «Энергия Альфа»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	enalpha.exe
Идентификационное наименование модулей ПО	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИИК			ИВК
		ТТ	ТН	Счетчик	
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-1 10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-05	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. №32139-06	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	Сервер ПАО «Россети Ленэнерго», УСВ-2 Рег. № 41681-10, сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16
2	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-2 10 кВ, 3с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-13	ТЛО-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	
3	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-2 10 кВ, 3с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-14	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	
4	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-1 10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-15	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. №32139-06	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	
5	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-1 10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-16	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. №32139-06	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	
6	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-1 10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-19	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. №32139-06	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-1 10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-22	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. №32139-06	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5- 57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	Сервер ПАО «Россети Ленэнерго», УСВ-2 Рег. № 41681-10, сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16
8	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-2 10 кВ, 4с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-23	ТЛЮ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5- 57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	
9	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-1 10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-26	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. №32139-06	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5- 57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	
10	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-2 10 кВ, 4с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-27	ТЛЮ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5- 57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	
11	ПС 35 кВ Южная (ПС-36), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ- 10 кВ ф.36-01	ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
12	ПС 35 кВ Южная (ПС-36), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ- 10 кВ ф.36-02	ТЛП-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 18178-99	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
13	ПС 35 кВ Южная (ПС-36), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ- 10 кВ ф.36-07	ТЛП-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
14	ПС 35 кВ Южная (ПС-36), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ- 10 кВ ф.36-08	ТЛП-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 18178-99	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
15	ПС 110 кВ Жельцы (ПС-144), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, ЛЭП- 10 кВ ф.144-01	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 11094-87	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	КРУН-2 10 кВ ввод 10 кВ	ТПЛ-10-М 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. №22192-03	НОЛ.08-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 49075-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	Сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16
17	ТП 10 кВ №728 РУ- 0,4 кВ ввод 0,4 кВ Т- 1	Т-0,66 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-14	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	
18	ТП 10 кВ №1 РУ-0,4 кВ ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-14	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	
19	ТП 10 кВ №56 РУ-0,4 кВ ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	
20	ТП 10 кВ №2 (№89) РУ-0,4 кВ ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-30 250/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
21	КРУН-1 10 кВ ввод 10 кВ	ТОЛ-10-1 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47957-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ- 4ТМ.05МК.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
22	ТП 10 кВ №4 РУ-10 кВ ввод 10 кВ	ТВЛМ-10 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 45040-10	НОЛ.08-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 49075-12	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
23	ВЛ-10 кВ ф.48-08, отпайка от оп.187, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51676-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
24	ВЛ-10 кВ ф.144-02, отпайка от оп.6, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-11	ЗНОЛП-НТЗ 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	ПС 110 кВ Толмачево-тяговая (ПС-406), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ф.03	ТЛО-10 200/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06-10 У3 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	EA05-RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «Русэнергосбыт», УСВ-3 Рег. № 51644-12, Метроном-50М, Рег. № 68916-17
26	ПС 110 кВ Толмачево-тяговая (ПС-406), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ф.09	ТЛО-10 100/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06-10 У3 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	EA05-RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
27	ПС 110 кВ Толмачево-тяговая (ПС-406), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ф.10	ТЛО-10 100/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06-10 У3 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11 Рег. № 3344-04	EA05-RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100 \%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120 \%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 10 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,5	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3
11, 15, 16, 22 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
	0,5	-	±5,6	±3,2	±2,6
12 – 14, 21, 23, 24 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,4	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±3,2	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,8	±2,4	±2,0	±2,0
	0,5	±5,6	±3,3	±2,6	±2,6
17 - 20 (ТТ 0,5S; ТН -; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,3	±1,5	±1,4	±1,4
	0,9	±2,7	±1,7	±1,5	±1,5
	0,8	±3,2	±1,9	±1,6	±1,6
	0,7	±3,7	±2,2	±1,7	±1,7
	0,5	±5,5	±3,1	±2,2	±2,2
25 - 27 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,0	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,1	±1,7	±1,6	±1,6
	0,8	±2,2	±1,8	±1,7	±1,7
	0,7	±2,4	±2,0	±1,8	±1,8
	0,5	±2,9	±2,5	±2,2	±2,2
Номер ИИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100 \%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120 \%}$
1 – 10 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ 52323-2005	0,44	±6,0	±4,0	±3,0	±3,0
	0,6	±4,3	±3,1	±2,4	±2,4
	0,71	±3,6	±2,8	±2,1	±2,1
	0,87	±3,0	±2,4	±1,9	±1,9
11, 15, 16, 22 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 52323-2005	0,44	-	±7,2	±4,7	±4,1
	0,6	-	±5,5	±3,9	±3,6
	0,71	-	±4,7	±3,6	±3,4
	0,87	-	±4,0	±3,3	±3,1
12 – 14, 21, 23 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 52323-2005 ГОСТ 31819.23-2012	0,44	±6,6	±4,9	±4,1	±4,1
	0,6	±5,1	±4,1	±3,6	±3,6
	0,71	±4,4	±3,8	±3,4	±3,4
	0,87	±3,9	±3,5	±3,1	±3,1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
24 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 26035-83	0,44	±12,3	±4,9	±3,6	±3,2
	0,6	±10,3	±3,8	±2,7	±2,6
	0,71	±9,5	±3,4	±2,4	±2,4
	0,87	±8,8	±3,0	±2,2	±2,2
17 - 19 (ТТ 0,5S; ТН -; Счетчик 1,0) ГОСТ 26035-83	0,44	±12,2	±4,7	±3,2	±2,8
	0,6	±10,2	±3,7	±2,5	±2,4
	0,71	±9,4	±3,2	±2,3	±2,2
	0,87	±8,7	±2,9	±2,1	±2,1
20 (ТТ 0,5S; ТН -; Счетчик 1,0) ГОСТ 52323-2005	0,44	±6,4	±4,7	±3,9	±3,9
	0,6	±5,0	±4,0	±3,4	±3,4
	0,71	±4,4	±3,7	±3,2	±3,2
	0,87	±3,8	±3,4	±3,1	±3,1
25, 26 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 26035-83	0,44	±10,9	±3,9	±2,9	±2,5
	0,6	±8,5	±3,3	±2,4	±2,2
	0,71	±7,6	±3,0	±2,2	±2,1
	0,87	±6,7	±2,8	±2,1	±2,1
27 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 52323-2005	0,44	±4,2	±3,9	±3,6	±3,6
	0,6	±3,8	±3,6	±3,4	±3,4
	0,71	±3,6	±3,5	±3,2	±3,2
	0,87	±3,4	±3,3	±3,1	±3,1

Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ±5 с

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая).
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы относительной погрешности, соответствующие доверительной вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ частота, Гц коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °C относительная влажность воздуха при +25 °C, %	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1– 10, 12 – 14, 17 – 21, 23 – 27 ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 11, 15, 16, 22 коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, УСВ-2, УСВ-3 °C относительная влажность воздуха при +25 °C, %	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{смк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +5 до +35 от 75 до 98

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики КИПП-2М—57,7/100-СТА:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	150000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики ПСЧ-4ТМ.05:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики ПСЧ-4ТМ.05М:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики ЕА05-RAL-B-4:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	80000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УСВ-2:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УСВ-3:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113,7
при отключении питания, лет, не менее	10
Серверы:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

В журналах событий счетчиков фиксируются факты:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

счетчиков электроэнергии;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки.

Наличие защиты на программном уровне:

пароль на счетчиках электроэнергии;

пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	21 шт.
	ТЛО-10	18 шт.
	ТПЛ-10	4 шт.
	ТЛП-10	6 шт.
	ТЛМ-10	2 шт.
	Т-0,66	6 шт.
	ТШП-0,66	3 шт.
	ТТИ-30	3 шт.
	ТОЛ-10-1	3 шт.
	ТВЛМ-10	2 шт.
	ТОЛ-НТЗ	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	5 шт.
	НТМИ-10-66	2 шт.
	НАМИ-10	1 шт.
	НОЛ.08-10	4 шт.
	ЗНОЛП-НТЗ-10	6 шт.
	ЗНОЛ.06-10 УЗ	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА	10 шт.
	A1805RALQ-P4GB-DW-4	5 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05.04	4 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05МК.09	1 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05М	1 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05	1 шт.
	ЕА05-RAL-B-4	3 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	1 шт.
Сервер	-	4 шт.
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.307 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) по ГТП ООО «РКС-энерго» («Лужские горэлектросети»)). Уникальный номер записи об аккредитации 01.00324-2011 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Межрегиональный центр метрологического обеспечения» (ООО «МЦМО»)

ИНН 7715671659

Адрес: 600021, г. Владимир, улица Мира, д. 4А, помещение VIII

Телефон: +7 (4922) 47-09-34

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

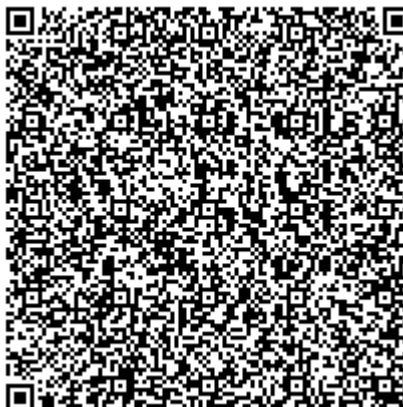
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д. 31

Телефон: +7(495) 544-00-00, +7(499) 129-19-11

Факс: +7(499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» января 2022 г. № 78

Регистрационный № 84377-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/110/10/6 кВ №377 «Лесная»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/110/10/6 кВ №377 «Лесная» (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 распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчик активной и реактивной электроэнергии (счетчик), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс, включающий коммуникационный сервер, сервер баз данных (БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

- передача результатов измерений ПАК АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и другим субъектам оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);

Первичные ток и напряжение преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485) и производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации).

Коммуникационный сервер автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к корпоративной сети передачи данных. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса коммуникационный сервер передает полученные данные в сервер БД. В сервере БД информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Файлы отчета с результатами измерений, в формате XML передаются с заданной периодичностью в ПАК АО «АТС», в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ, которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов коммуникационного сервера и сервера БД с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Сравнение показаний часов УСПД и коммуникационного сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и сервера на величину более чем 1 с.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем 3 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР».

Идентификационные данные программного обеспечения указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД УССВ
1	ВЛ 220 кВ Образцово-Лесная	ТОГФ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 61432-15	НАМИ-220 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	RTU-327L рег.№ 41907-09 УСВ-3 рег. № 51644-12

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчика, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,0	1,4	1,2	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,3	2,0	1,7	1,7
	0,5	2,0	1,6	1,5	1,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчика электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчика - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +5 до +35 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327L: - средняя наработка до отказа, ч, не менее устройство синхронизации времени УСВ-3: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000 72 250000 45000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчике электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТОГФ-220	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-220	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327L	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.042.338.ФО	1 экз.

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) ПС 220/110/10/6 кВ №377 «Лесная», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/110/10/6 кВ №377 «Лесная»

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

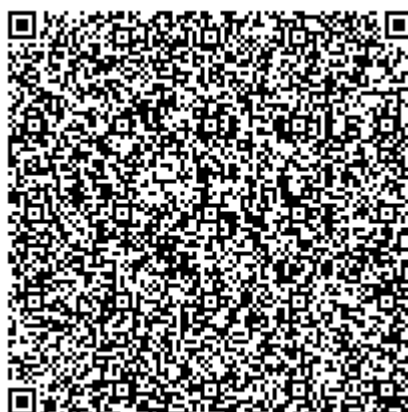
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» января 2022 г. № 78

Регистрационный № 84378-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ №445 Сигма

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ №445 Сигма (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 распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчик активной и реактивной электроэнергии (счетчик), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс, включающий коммуникационный сервер, сервер баз данных (БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состояниях средств измерений во всех ИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

- передача результатов измерений ПАК АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и другим субъектам оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);

Первичные ток и напряжение преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485) и производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации).

Коммуникационный сервер автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к корпоративной сети передачи данных. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса коммуникационный сервер передает полученные данные в сервер БД. В сервере БД информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Файлы отчета с результатами измерений, в формате XML передаются с заданной периодичностью в ПАК АО «АТС», в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ, которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов коммуникационного сервера и сервера БД с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Сравнение показаний часов УСПД и коммуникационного сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и сервера на величину более чем 1 с.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем 3 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР».

Идентификационные данные программного обеспечения указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД УССВ
1	КВЛ 220 кВ Омега-Сигма I цепь	АМТ 245/1 кл.т. 0,2S Ктт = 1200/1 рег. № 37101-08	STE 1/245 кл.т. 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	RTU-325L рег. № 37288-08
2	КВЛ 220 кВ Омега-Сигма II цепь	АМТ 245/1 кл.т. 0,2S Ктт = 1200/1 рег. № 37101-08	STE 1/245 кл.т. 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	УСВ-3 рег. № 51644-12

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчика, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,5	2,2	2,0	2,0
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчика электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчика - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +5 до +35 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. 36697-12): - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. 36697-17): - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325L: - средняя наработка до отказа, ч, не менее устройство синхронизации времени УСВ-3: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	165000 72 220000 72 100000 45000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчике электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	АМТ 245/1	6 шт.
Трансформатор напряжения	STE 1/245	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.042.339.ФО	1 экз.

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) ПС 220 кВ №445 Сигма, аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ №445 Сигма

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

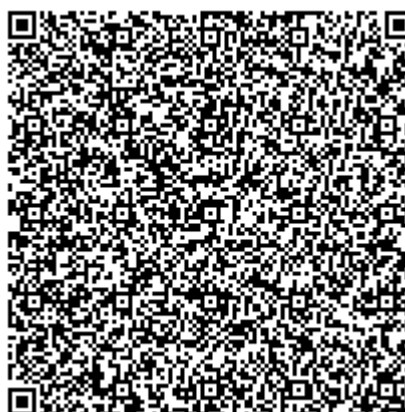
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» января 2022 г. № 78

Регистрационный № 84379-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система I/A Series установки Лч-35-11/600 ПАО «Саратовский НПЗ»

Назначение средства измерений

Система I/A Series установки Лч-35-11/600 ПАО «Саратовский НПЗ» (далее – система) предназначена для измерений и измерительных преобразований стандартизованных аналоговых выходных сигналов датчиков и преобразователей измерительных в виде силы постоянного тока, регистрации и хранения измеренных значений, формирования управляющих и аварийных аналоговых и дискретных сигналов на основе измерений параметров технологических процессов на установке Лч-35-11/600 ПАО «Саратовский НПЗ».

Описание средства измерений

Система является проектно-компонентной, многоуровневой распределённой системой, применяемой для осуществления производственного контроля над соблюдением установленных законодательством РФ требований промышленной безопасности опасного производственного объекта. Функция системы состоит в измерении и преобразовании стандартизованных аналоговых электрических сигналов, поступающих от датчиков и измерительных преобразователей, приёма и обработки дискретных сигналов, сбора и отображения информации и формирования управляющих аналоговых и дискретных сигналов для управления технологическими процессами. Система включает в себя подсистему сбора, первичной обработки и контроля технической информации, выполняющую:

- опрос датчиков и приведение к единицам измерений физических величин технологических параметров;
- контроль отклонений технологических параметров от регламентных норм;
- автоматическую диагностику состояния технических средств;
- формирование базы данных в режиме реального времени;
- обеспечение хранения значений уставок и данных, передаваемых со станции оператора, а также конфигурационной информации.

Система включает:

- измерительные модули типа FBM211 и FBM214 / FBM214b;
 - управляющий процессор FCP270;
 - терминальные панели, являющиеся модулями соединения с полевыми сигналами и обеспечивающие защиту модулей FBM;
 - вспомогательное оборудование (блоки питания, адаптеры, коммутаторы);
 - автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора и сервер.
- На рис. 1 приведён внешний вид измерительных модулей FBM.

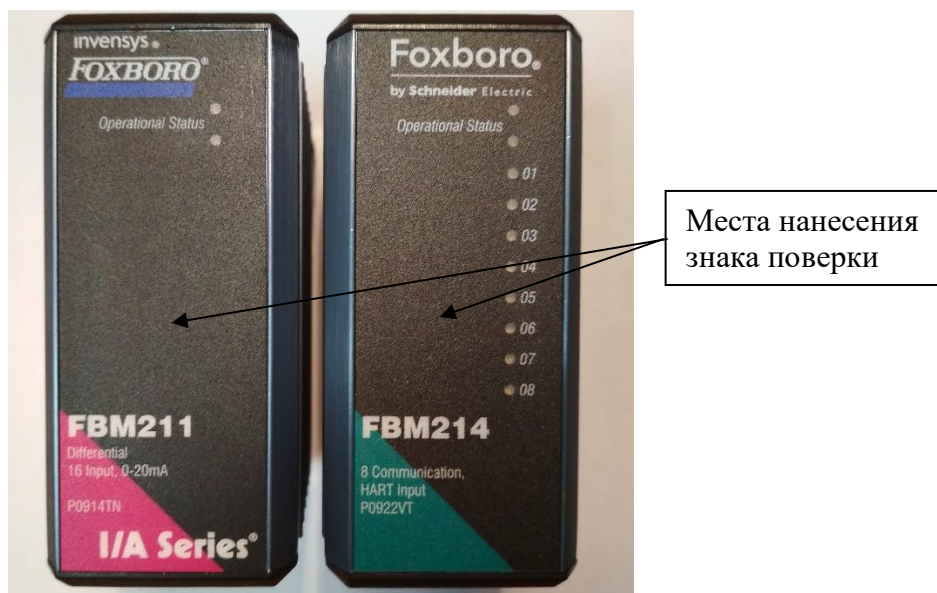
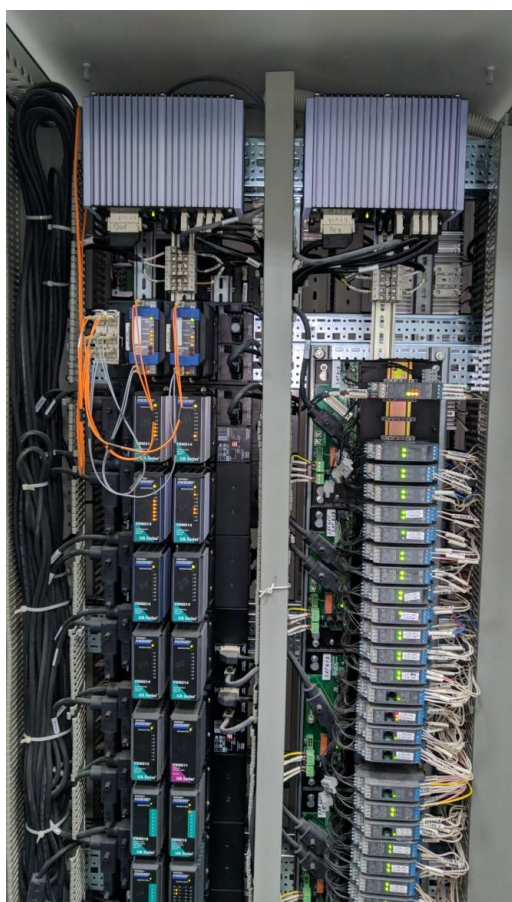


Рисунок 1 Модули Fieldbus (FBM), монтируемые на DIN - рейку

На рисунке 2 приведён вид на шкаф управления системы в сборе и указано место расположения таблички с указанием полного наименования системы и заводского номера.



а)



б)

Рисунок 2 - Шкаф управления системы: а) система в сборе; б) место расположения таблички

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы подразделяется на встроенное и внешнее ПО. Встроенное ПО, влияющее на метрологические характеристики измерительных модулей, установлено в их энергонезависимую память на предприятии – изготовителе и недоступно для изменения в процессе эксплуатации.

Внешнее ПО загружено в управляющий процессор FCP270 и установлено на АРМ оператора. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные внешнего ПО

Идентификационные данные	Значение	
	«I/A Series для Windows»	«FoxDraw/FoxView»
Идентификационное наименование ПО	Foxboro I/A Series	FoxDraw/FoxView
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 8.6, где 6 - номер подверсии	Не ниже 10.2.3, где 2.3 - номер подверсии

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Погрешности системы нормированы с учетом влияния ПО.

Метрологические и технические характеристики

Состав системы, метрологические и технические характеристики входящих в нее модулей приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 - Состав системы

Тип модуля	Кол-во каналов в модуле	Кол-во модулей в системе	Общее кол-во каналов
FBM211	16	19	304
FBM214 / FBM214b	8	44	352
Общее количество измерительных каналов в системе			656

Таблица 3 - Метрологические характеристики модулей

Модули	Сигналы		Пределы** допускаемой основной приведенной погрешности	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности от изменения температуры окружающей среды на 10 °С
	На входе	На выходе*		
FBM211 (16 аналоговых входных каналов)	От 4 до 20 мА	16 бит	± 0,5 % от диап. изм.	± 0,05 %
FBM214 / FBM214b (8 аналоговых входных каналов)	От 4 до 20 мА	15 бит	± 0,5 % от диап. изм.	± 0,05 %

*- соответствует диапазону от 12800 до 64000 квант при отображении в ПО на АРМ оператора системы;

** - при нормальных условиях измерений (t = + 20 °С).

Таблица 4 - Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Параметры электропитания системы	
- напряжение переменного тока, В	220 ± 22
- напряжение постоянного тока, В	24 ± 1,2
Потребляемая мощность, кВт	2
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от + 10 до + 30
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
- относительная влажность (без конденсации), %	от 10 до 85
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система I/A Series установки Лч-35-11/600 ПАО «Саратовский НПЗ»	-	1 шт.
Техническая документация фирмы-изготовителя	-	комплект
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.
Паспорт	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений изложены в технической документации «Система I/A Series (Foxboro EVO™)» раздел 3 «Описание блоков интегрированного управления».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе I/A Series установки Лч-35-11/600 ПАО «Саратовский НПЗ»

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

ГОСТ Р 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности».

Изготовитель

Фирма «Invensys Systems Inc.», США
33 Commercial Street
Foxboro, MA 02035-2099, USA
<http://iom.invensys.com>

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

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

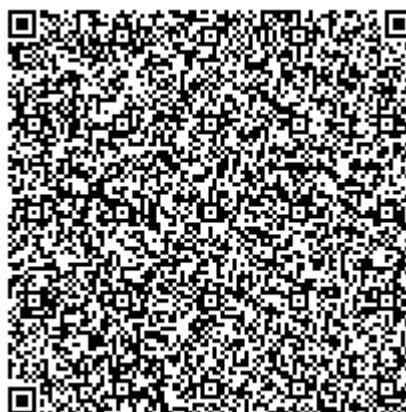
Юридический адрес: 190005, г.Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

e-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» января 2022 г. № 78

Регистрационный № 84380-22

Лист № 1
Всего листов 20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Чекон» Северо-Кавказской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Краснодарского края

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Чекон» Северо-Кавказской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Краснодарского края (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 распределенной функцией измерения.

Измерительный канал (ИК) АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни.

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета (ИВКЭ), реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД) основного типа ЭКОМ-3000 и резервного типа RTU-327, выполняющих функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя основной и резервный серверы, устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Основной сервер функционирует на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ». Резервный сервер функционирует на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы основных и резервных УСПД. С основных УСПД данные передаются по основному каналу связи в основной сервер ИВК, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и оформление отчетных документов. В резервных УСПД производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), и далее по основному каналу связи данные передаются в резервный сервер ИВК, где происходит оформление отчетных документов.

Допускается передача данных с резервных УСПД с обработкой измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) в основной сервер ИВК. При этом обработка измерительной информации в основном сервере ИВК не производится.

Основной и резервный серверы функционируют независимо друг от друга. Исключение из работы одного из серверов (основного или резервного) из ИК не влияет на функционирование находящегося в работе сервера и АИИС КУЭ в целом.

Основные и резервные УСПД функционируют независимо друг от друга. Исключение из работы основного или резервного УСПД из ИК не влияет на функционирование находящихся в работе УСПД и АИИС КУЭ в целом.

Дальнейшая передача информации от ИВК третьим лицам осуществляется по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ.

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В состав СОЕВ входят часы УСПД, счетчиков, ИВК, сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3.

Основной сервер ИВК оснащен основным сервером синхронизации времени ССВ-1Г и резервным устройством синхронизации времени УСВ-3. Сравнение показаний часов между основным сервером ИВК и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера.

Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ИВК и сервером синхронизации времени осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый). В случае отсутствия связи с основным сервером синхронизации времени ССВ-1Г, синхронизация NTP-сервера осуществляется от резервного устройства синхронизации времени УСВ-3 не реже 1 раза в сутки.

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

Основные и резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от ИВК, в том числе посредством ntp-сервера.

Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД (основных и резервных) происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается на паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В основном сервере используется ПО «ГОРИЗОНТ»

ПО «ГОРИЗОНТ» используется при учете электрической энергии и обеспечивает сбор, обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии (ОРЭМ).

ПО «ГОРИЗОНТ» имеет русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции).

ПО «ГОРИЗОНТ» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. ПО «ГОРИЗОНТ» обеспечивает работу по защищенным протоколам передачи данных.

Метрологически значимой частью ПО «ГОРИЗОНТ» является библиотека Eac.MetrologicallySignificantComponents.dll.

Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ» указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО (библиотека Eac.MetrologicallySignificantComponents.dll)	54b0a65fcdd6b713b20fff43655da81b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD 5

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

В резервном сервере используется ПО «Энергия Альфа 2».

ПО «Энергия Альфа 2» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Энергия Альфа 2».

Метрологически значимой частью ПО «Энергия Альфа 2» является файл enalpha.exe.

Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2» указаны в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.3.3
Цифровой идентификатор ПО (файл enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD 5

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2» «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Состав измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Уровень ИИК					Рег. №	Уровень ИВКЭ	Уровень ИВК
		Вид СИ	Тип, модификация СИ		Класс точности	Коэффициент трансформации		УСПД основной (тип, рег. №) УСПД резервный (тип, рег. №)	УССВ (тип, рег. №) УССВ (тип, рег. №)
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
1	ВЛ 220 кВ Киевская - Чекон, ОРУ-220 кВ	ТТ	А	ТРГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	1000/5	53971-13	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	ССВ-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	ТРГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	1000/5	53971-13		
		ТТ	С	ТРГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	1000/5	53971-13		
		ТН	А	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		ТН	В	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		ТН	С	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		Счетчик	A1802RAL-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
2	Т-1 220	ТТ	А	ТРГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	150/5	53971-13	RTU-327 рег. № 41907-09	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТРГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	150/5	53971-13		
		ТТ	С	ТРГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	150/5	53971-13		
		ТН	А	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		ТН	В	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		ТН	С	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		Счетчик	A1802RAL-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
3	ШСВ 220	ТТ	А	ТРТ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	1000/5	53971-13	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU-327 пер. № 41907-09	ССВ-1Г пер. № 58301-14 УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	ТРТ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	1000/5	53971-13		
		ТТ	С	ТРТ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	1000/5	53971-13		
		ТН	А	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		ТН	В	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		ТН	С	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		Счетчик	А1802RAL-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
4	ВЛ 220 кВ Бужора - Чекон, ОРУ-220 кВ	ТТ	А	ТРТ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	1000/5	53971-13		
		ТТ	В	ТРТ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	1000/5	53971-13		
		ТТ	С	ТРТ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	1000/5	53971-13		
		ТН	А	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		ТН	В	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		ТН	С	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		Счетчик	А1802RAL-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
5	Т-2 220	ТТ	А	ТРТ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	150/5	53971-13		
		ТТ	В	ТРТ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	150/5	53971-13		
		ТТ	С	ТРТ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	150/5	53971-13		
		ТН	А	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		ТН	В	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		ТН	С	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		Счетчик	А1802RAL-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
6	РП 220	ТТ	А	ТРГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	1000/5	53971-13	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14 RTU-327 рег. № 41907-09	ССБ-1Г рег. № 58301-14 УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТРГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	1000/5	53971-13		
		ТТ	С	ТРГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2S	1000/5	53971-13		
		ТН	А	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		ТН	В	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		ТН	С	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	53343-13		
		Счетчик	A1802RAL-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
7	Т-1 27,5, 1 СШ 27,5 кВ	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-35-01 У2	0,5S	1000/5	51623-12		
		ТТ	В	ТОЛ-СЭЩ-35-01 У2	0,5S	1000/5	51623-12		
		ТТ	С	нет	-	-	-		
		ТН	А	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	В	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	С	нет	-	-	-		
		Счетчик	A1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
8	ФКС-1 27,5, 1 СШ 27,5 кВ	ТТ	А	нет	-	-	-		
		ТТ	В	ТОЛ-СЭЩ-35-01 У2	0,5S	1000/5	51623-12		
		ТТ	С	нет	-	-	-		
		ТН	А	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	В	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	С	нет	-	-	-		
		Счетчик	A1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
9	ФКС-3 27,5, 1 СШ 27,5 кВ	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-35-01 У2	0,5S	1000/5	51623-12	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14 RTU-327 рег. № 41907-09	ССБ-1Г рег. № 58301-14 УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	нет	-	-	-		
		ТТ	С	нет	-	-	-		
		ТН	А	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	В	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	С	нет	-	-	-		
		Счетчик	А1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
10	ОВ-1 27,5, 1 СШ 27,5 кВ	ТТ	А	нет	-	-	-		
		ТТ	В	ТОЛ-СЭЩ-35-01 У2	0,5S	1000/5	51623-12		
		ТТ	С	нет	-	-	-		
		ТН	А	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	В	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	С	нет	-	-	-		
		Счетчик	А1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
11	ОВ-2 27,5, 2 СШ 27,5 кВ	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-35-01 У2	0,5S	1000/5	51623-12		
		ТТ	В	нет	-	-	-		
		ТТ	С	нет	-	-	-		
		ТН	А	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	В	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	С	нет	-	-	-		
		СЭЭ	А1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
12	ФКС-4 27,5, 1 СШ 27,5 кВ	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-35-01 У2	0,5S	1000/5	51623-12	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14 RTU-327 рег. № 41907-09	ССБ-1Г рег. № 58301-14 УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	нет	-	-	-		
		ТТ	С	нет	-	-	-		
		ТН	А	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	В	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	С	нет	-	-	-		
		Счетчик	А1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
13	Т-2 27,5, 2 СШ 27,5 кВ	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-35-01 У2	0,5S	1000/5	51623-12		
		ТТ	В	ТОЛ-СЭЩ-35-01 У2	0,5S	1000/5	51623-12		
		ТТ	С	нет	-	-	-		
		ТН	А	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	В	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	С	нет	-	-	-		
		Счетчик	А1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
14	ФКС-2 27,5, 2 СШ 27,5 кВ	ТТ	А	нет	-	-	-		
		ТТ	В	ТОЛ-СЭЩ-35-01 У2	0,5S	1000/5	51623-12		
		ТТ	С	нет	-	-	-		
		ТН	А	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	В	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	С	нет	-	-	-		
		Счетчик	А1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
15	ФКС-5 27.5, 2 СШ 27,5 кВ	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-35-01 У2	0,5S	1000/5	51623-12	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14 RTU-327 рег. № 41907-09	ССБ-1Г рег. № 58301-14 УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	нет	-	-	-		
		ТТ	С	нет	-	-	-		
		ТН	А	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	В	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	0,5	$(27500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	54371-13		
		ТН	С	нет	-	-	-		
		Счетчик	А1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
16	Т-1 10, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ	ТТ	А	ТЛП-10-1 У3	0,5S	2000/5	30709-11		
		ТТ	В	ТЛП-10-1 У3	0,5S	2000/5	30709-11		
		ТТ	С	ТЛП-10-1 У3	0,5S	2000/5	30709-11		
		ТН	А	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	В	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	С	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		Счетчик	А1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
17	Ф-1-ПЭ, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ	ТТ	А	ТЛО-10 У3	0,5S	100/5	25433-11		
		ТТ	В	ТЛО-10 У3	0,5S	100/5	25433-11		
		ТТ	С	ТЛО-10 У3	0,5S	100/5	25433-11		
		ТН	А	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	В	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	С	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		Счетчик	А1805RL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
18	Ф-1 10 резерв, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ	ТТ	А	ТЛО-10 У3	0,5S	100/5	25433-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14 RTU-327 рег. № 41907-09	ССБ-1Г рег. № 58301-14 УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТЛО-10 У3	0,5S	100/5	25433-11		
		ТТ	С	ТЛО-10 У3	0,5S	100/5	25433-11		
		ТН	А	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	В	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	С	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		Счетчик	А1805RL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
19	Т-2 10, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ	ТТ	А	ТЛП-10-1 У3	0,5S	2000/5	30709-11		
		ТТ	В	ТЛП-10-1 У3	0,5S	2000/5	30709-11		
		ТТ	С	ТЛП-10-1 У3	0,5S	2000/5	30709-11		
		ТН	А	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	В	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	С	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		Счетчик	А1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
20	Ф-2-ПЭ, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ	ТТ	А	ТЛО-10 У3	0,5S	100/5	25433-11		
		ТТ	В	ТЛО-10 У3	0,5S	100/5	25433-11		
		ТТ	С	ТЛО-10 У3	0,5S	100/5	25433-11		
		ТН	А	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	В	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	С	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		Счетчик	А1805RL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
21	Ф-3-ПЭ, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ	ТТ	А	ТЛО-10 УЗ	0,5S	75/5	25433-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14 RTU-327 рег. № 41907-09	ССБ-1Г рег. № 58301-14 УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТЛО-10 УЗ	0,5S	75/5	25433-11		
		ТТ	С	ТЛО-10 УЗ	0,5S	75/5	25433-11		
		ТН	А	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	В	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	С	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		Счетчик	А1805RL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
22	ТСН-1 0,4	ТТ	А	ТТН60	0,5S	1000/5	58465-14		
		ТТ	В	ТТН60	0,5S	1000/5	58465-14		
		ТТ	С	ТТН60	0,5S	1000/5	58465-14		
		ТН	А	нет	-	-	-		
		ТН	В	нет	-	-	-		
		ТН	С	нет	-	-	-		
		Счетчик	А1805RL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
23	ТСН-2 0,4	ТТ	А	ТТН60	0,5S	1000/5	58465-14		
		ТТ	В	ТТН60	0,5S	1000/5	58465-14		
		ТТ	С	ТТН60	0,5S	1000/5	58465-14		
		ТН	А	нет	-	-	-		
		ТН	В	нет	-	-	-		
		ТН	С	нет	-	-	-		
		Счетчик	А1805RL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
24	СЦБ 0,4	ТТ	А	ТТН40	0,5S	400/5	58465-14	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14 RTU-327 рег. № 41907-09	ССБ-1Г рег. № 58301-14 УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТТН40	0,5S	400/5	58465-14		
		ТТ	С	ТТН40	0,5S	400/5	58465-14		
		ТН	А	нет	-	-	-		
		ТН	В	нет	-	-	-		
		ТН	С	нет	-	-	-		
		Счетчик	А1805RL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
25	Ф-ПГ 10	ТТ	А	ТЛП-10-1 УЗ	0,5S	2000/5	30709-11		
		ТТ	В	ТЛП-10-1 УЗ	0,5S	2000/5	30709-11		
		ТТ	С	ТЛП-10-1 УЗ	0,5S	2000/5	30709-11		
		ТН	А	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	В	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	С	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		Счетчик	А1805RL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
26	РТСН 0,4	ТТ	А	ТТН60	0,5S	600/5	58465-14		
		ТТ	В	ТТН60	0,5S	600/5	58465-14		
		ТТ	С	ТТН60	0,5S	600/5	58465-14		
		ТН	А	нет	-	-	-		
		ТН	В	нет	-	-	-		
		ТН	С	нет	-	-	-		
		Счетчик	А1805RL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
27	Ф-1 10 СЦБ	ТТ	А	ТЛО-10 У3	0,5S	20/5	25433-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	ССБ-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	ТЛО-10 У3	0,5S	20/5	25433-11		
		ТТ	С	ТЛО-10 У3	0,5S	20/5	25433-11		
		ТН	А	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	В	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	С	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		Счетчик	А1805RL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
28	Ф-2 10 СЦБ	ТТ	А	ТЛО-10 У3	0,5S	20/5	25433-11	RTU-327 рег. № 41907-09	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТЛО-10 У3	0,5S	20/5	25433-11		
		ТТ	С	ТЛО-10 У3	0,5S	20/5	25433-11		
		ТН	А	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	В	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		ТН	С	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	46738-11		
		Счетчик	А1805RL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		

Примечание

Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 4 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
7 – 21, 25, 27, 28 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
22 – 24, 26 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
7 – 21, 25, 27, 28 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,9	2,1	2,1
	0,5	2,7	2,1	1,5	1,5
22 – 24, 26 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	1,8	1,8
	0,5	2,6	2,0	1,3	1,3

Продолжение таблицы 4

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,0	1,4	1,2	1,2
7 – 21, 25, 27, 28 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,2	1,9	1,9
	0,5	5,1	3,4	2,7	2,7
22 – 24, 26 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,5	1,5
	0,8	2,9	2,1	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,2	2,4	2,4
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,3	1,9	1,7	1,7
	0,5	1,9	1,6	1,5	1,5
7 – 21, 25, 27, 28 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,2	4,2	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,7	3,4	3,4
22 – 24, 26 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,1	4,1	3,6	3,6
	0,5	4,0	3,6	3,3	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 5 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электрической энергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от +5 до +35 от +5 до +35 от +10 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка до отказа, ч, не менее УСПД RTU-327: - средняя наработка до отказа, ч, не менее ССВ-1Г: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч - время восстановления, ч	120000 72 75000 40000 22000 2 45000 2
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 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 счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

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 информации 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТРГ-УЭТМ®-220 IV У1	18 шт.

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35-01 У2	11 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10-1 У3	9 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10 У3	18 шт.
Трансформатор тока	ТТН60	9 шт.
Трансформатор тока	ТТН40	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНГ-УЭТМ®-220 IV У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2	4 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	12 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1802RAL-P4GB-DW-4	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1805RAL-P4G-DW-4	11 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1805RL-P4G-DW-4	11 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Паспорт-формуляр	5747-2-6.1-ЭСТ4.ПФ	1 экз.

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) тяговой подстанции «Чекон» Северо-Кавказской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Краснодарского края», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Чекон» Северо-Кавказской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Краснодарского края

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

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)
ИНН 7708503727
Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д. 2
Телефон: +7 (499) 262-99-01
Web-сайт: www.rzd.ru
E-mail: info@rzd.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



Регистрационный № 84381-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газосигнализаторы автоматические ГСА/АИГ

Назначение средства измерений

Газосигнализаторы автоматические ГСА/АИГ (в дальнейшем - газосигнализаторы) предназначены для контроля зараженности воздуха парами отравляющих и сильнодействующих веществ: зарин, зоман, вещество типа Vx, иприт, люизит, хлор и аммиак.

Описание средства измерений

Газосигнализаторы могут применяться в качестве автономного средства химического контроля воздуха производственных и иных помещений, а также вне помещений для контроля воздуха окружающей среды.

Газосигнализаторы могут быть использованы как в стационарном варианте, так и в переносном.

Общий вид газосигнализатора представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид газосигнализатора автоматического ГСА/АИГ

Газосигнализатор работает в режиме непрерывного автоматического контроля воздуха с выдачей светового и звукового сигналов оповещения при появлении в воздухе концентраций паров, превышающих заданные.

Принцип действия газосигнализатора ГСА/АИГ основан на ионизационном и электрохимическом методах.

Газосигнализатор ГСА/АИГ состоит из: преобразователя концентрации ионизационного (служит для обнаружения отравляющих веществ (зарин, зоман, вещество типа Vx, иприт и люизит), преобразователя концентрации (служит для обнаружения отравляющих веществ (аммиак, хлор)), корпуса, внутри которого расположены платы (плата питания, плата коммутирующая и плата управления). В нижней крышке находится батарея аккумуляторная и устройство звуковое. На лицевой панели газосигнализатора расположены светодиоды и кнопка включения и выключения газосигнализатора. Разъем “ПИТАНИЕ” предназначен для заряда аккумуляторной батареи и электропитания газосигнализатора от сети постоянного или переменного тока. Разъем “ОБМЕН” предназначен для вывода информации с датчиков на персональный компьютер.

Для защиты прибора от несанкционированного вскрытия газосигнализатор опломбирован пломбами ОТК (рисунок 2).



Рисунок 2 – Место пломбировки от несанкционированного доступа газосигнализатора автоматического ГСА/АИГ

Нанесение знака поверки на газосигнализаторы не предусмотрено.

Внешний вид газосигнализатора и место нанесения знака утверждения типа представлены на рисунке 1.

Программное обеспечение

Газосигнализаторы имеют встроенное программное обеспечение (далее - ПО).

Встроенное ПО разработано для решения задач обработки и представления данных, сбора информации с датчиков, отображения данных на персональном компьютере, передачи по сети RS-485 по протоколу ModbusRTU следующей информации:

- Данных о состоянии прибора;
- Данных о превышении порогов по всем каналам измерения;
- Сообщений об ошибках и предупреждений.

ПО структурно подразделяется на следующие части:

- измерительную часть, которая выполняет измерения показаний различных датчиков и устройств газосигнализатора;
- управляющую часть, которая используя данные полученные от измерительной части ПО и установленные параметры, выполняет управление различными механизмами, обеспечивая требуемую функциональность газосигнализатора.

Идентификационные данные встроенного программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ID OV
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.18 и выше
Цифровой идентификатор CRC	Отображается в формуляре ДКТЦ. 413445.003 ФО

Влияние встроенного программного обеспечения газосигнализаторов автоматических ГСА/АИГ учтено при нормировании метрологических характеристик.

Уровень защиты ПО и измерительной информации от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014 соответствует уровню:

- средний: программное обеспечение защищено от преднамеренных изменений с помощью простых программных средств (например, с помощью текстового редактора).

Метрологически значимые части ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

Конструкция СИ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО газосигнализатора и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики газосигнализаторов приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Порог срабатывания в нормальных климатических условиях, мг/м ³ :	
– парам зарина	$6,0 \cdot 10^{-2}$
– парам зомана	$6,0 \cdot 10^{-2}$
– парам вещества типа Vx	$5,0 \cdot 10^{-2}$
– парам иприта	5,0
– парам люизита	5,0
– парам хлора	5,0
– парам аммиака	40,0
Пределы допускаемой относительной погрешности порога срабатывания, %	
– парам зарина	± 20
– парам зомана	± 20
– парам вещества типа Vx	± 20
– парам иприта	± 20
– парам люизита	± 20
– парам хлора	± 20
– парам аммиака	± 20
Время срабатывания газосигнализатора, с, не более	10
Время выхода на рабочий режим, мин, не более	5

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Последствие газосигнализатора, с, не более: – при пороговых концентрациях зарина и зомана – при пороговых концентрациях вещества типа Vx, иприта, люизита, хлора и аммиака	30 300

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время непрерывной работы от аккумуляторной батареи, ч, не менее	24
Мощность, потребляемая газосигнализатором при питании от сети, В·А, не более	0,5
Электропитание газосигнализатора аккумуляторная батарея – напряжение, В сеть переменного тока – напряжение, В – частота, Гц	от 205 до 230 от 205 до 230 от 49 до 51
Средняя наработка на отказ (при работе 12 ч в сутки), ч	10 000
Средний срок службы, лет, не менее	10
Габаритные размеры, мм, не более	118×60×185
Масса газосигнализатора, кг, не более	0,9
Условия эксплуатации: – температура, °С зарин, зоман люизит, иприт, вещество типа Vx хлор, аммиак – относительная влажность, % – атмосферное давление, мм рт. ст.	от минус 20 до 40 от 15 до 40 от минус 20 до 40 от 30 до 80 от 730 до 800
Условия транспортирования: – температура, °С – относительная влажность, %, не более	от минус 50 до 50; 80
Условия хранения: – температура, °С – относительная влажность, %, не более	от 5 до 40 80

Знак утверждения типа

наносится методом штемпелевания на титульный лист Руководства по эксплуатации ДКТЦ.413445.003 РЭ и на боковую сторону корпуса газосигнализатора в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Комплектность газосигнализатора приведена в таблице 4

Таблица 4 Комплектность газосигнализатора

Наименование	Обозначение	Количество
Газосигнализатор автоматический ГСА/АИГ	ДКТЦ.413445.003	1 шт.
Устройство зарядное автоматическое	Модель ChALi-220-7.2-500	1 шт.
Чехол	ДКТЦ.322444.001	1 шт.
Комплект ЗИП согласно ведомости ЗИП ДКТЦ.413445.003 ЗИ	—	1 шт.
Компакт-диск с программным обеспечением	—	1 шт.
Комплект документации: - руководство по эксплуатации; - формуляр; - методика поверки; - паспорт «Батарея аккумуляторная LI-18650*2»; - паспорт «Автоматическое зарядное устройство ChALi-220-7.2-500»	ДКТЦ.413445.003 РЭ ДКТЦ.413445.003 ФО ДКТЦ.413445.003 МП	1 экз. 1 экз. 1 экз. 1 экз. 1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведена в документе ДКТЦ.413445.003 РЭ «Газосигнализатор автоматический ГСА/АИГ. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газосигнализаторам автоматическим ГСА/АИГ

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

ГОСТ 8.578-2014 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых средах

ДКТЦ.413445.003 ТУ Газосигнализатор автоматический ГСА/АИГ. Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество «Государственный научно-исследовательский химико-аналитический институт» (АО «ГосНИИхиманалит»)

ИНН 7839332218

Юридический адрес: Россия, 190020, г. Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 17

Почтовый адрес: Россия, 190020, г. Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 17

Телефон: 8(812) 786-61-59

Факс: 8 (812) 252-48-47

E-mail: himanalit@mail.ru, himan@peterstar.ru

Испытательные центры

Акционерное общество «Государственный научно-исследовательский химико-аналитический институт»

(АО «ГосНИИхиманалит»)

Адрес: Россия, 190020, г. Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 17, лит. А

Телефон: 8 (812) 786-61-59

Факс: 8 (812) 786-61-59

E-mail: himanalit@mail.ru, himan@peterstar.ru

Аттестат аккредитации АО «ГосНИИхиманалит» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312907.

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области»

(ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

Адрес: Россия, 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: 8 (800) 511- 01-12

Факс: (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484.

