

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2141

**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	Машины координатно-измерительные портативные	FARO	C	86551-22	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Машины координатно-измерительные портативные	FARO	C	86551-22	Quantum S Max 2,5 м, зав. № A25-S5-21-36803	FARO Swiss Holding GmbH, Швейцария	FARO Swiss Holding GmbH, Швейцария	OC	МП-445/03-2022	1 год	Акционерное общество "КАМАДИ" (АО "КАМАДИ"), г. Санкт-Петербург	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	07.04.2022
2.	Термопреобразователи сопротивления платиновые	TR61	E	86552-22	AA000114308, AA000214308, AA000314308, AA000414308, D3003B14308, D3003A14308	Фирма "Enderdress+Hauser Sicestherm S.r.L.", Италия	Фирма "Enderdress+Hauser Sicestherm S.r.L.", Италия	OC	МП 1364-14-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Марийский нефтеперерабатывающий завод" (ООО "Марийский НПЗ"), Республика Марий Эл, Оршанский район, с. Табашино	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", Республика Татарстан, г. Казань	20.01.2022
3.	Приборы измерительные	"Perform anceBox "	E	86553-22	SN 5020237, SN 5020481, SN 5024199, SN	Компания "RACELOGIC Ltd.", Великобритания	Компания "RACELOGIC Ltd.", Великобритания	OC	651-22-028 МП	2 года	Общество с ограниченной ответственностью	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская	17.06.2022

					5018512	британия	британия					британия	ОС	МП 1410-1-2022	2 года	Акционерное общество "ОЗНА - Измерительные системы" (АО "ОЗНА - Измерительные системы"), г. Октябрьский, Республика Башкортостан	Акционерное общество "ОЗНА - Измерительные системы" (АО "ОЗНА - Измерительные системы"), г. Октябрьский, Республика Башкортостан	статью "УСЛУГИ АВТО" (ООО "УСЛУГИ АВТО"), г. Москва	УСЛУГИ АВТО", г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	08.04.2022
4.	Счетчики турбинные	"ТОР-НАДО"	С	86554-22	9, 10, 11, 12	Акционерное общество "ОЗНА - Измерительные системы" (АО "ОЗНА - Измерительные системы"), г. Октябрьский, Республика Башкортостан	Акционерное общество "ОЗНА - Измерительные системы" (АО "ОЗНА - Измерительные системы"), г. Октябрьский, Республика Башкортостан						ОС	МП 1410-1-2022	2 года	Акционерное общество "ОЗНА - Измерительные системы" (АО "ОЗНА - Измерительные системы"), г. Октябрьский, Республика Башкортостан	Акционерное общество "ОЗНА - Измерительные системы" (АО "ОЗНА - Измерительные системы"), г. Октябрьский, Республика Башкортостан	статью "УСЛУГИ АВТО" (ООО "УСЛУГИ АВТО"), г. Москва	УСЛУГИ АВТО", г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	08.04.2022
5.	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСП-700	Е	86555-22	6	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Терминал" (ООО "Газпромнефть-Терминал"), г. Новосибирск	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Терминал" (ООО "Газпромнефть-Терминал"), г. Новосибирск						ОС	МП 0043-2022	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Терминал" (ООО "Газпромнефть-Терминал"), г. Новосибирск	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Терминал" (ООО "Газпромнефть-Терминал"), г. Новосибирск	статью "УСЛУГИ АВТО" (ООО "УСЛУГИ АВТО"), г. Москва	УСЛУГИ АВТО", г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	27.06.2022
6.	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-1000	Е	86556-22	24	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Терминал" (ООО "Газпромнефть-Терминал"), г. Новосибирск	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Терминал" (ООО "Газпромнефть-Терминал"), г. Новосибирск						ОС	МП 0039-2022	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Терминал" (ООО "Газпромнефть-Терминал"), г. Новосибирск	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Терминал" (ООО "Газпромнефть-Терминал"), г. Новосибирск	статью "УСЛУГИ АВТО" (ООО "УСЛУГИ АВТО"), г. Москва	УСЛУГИ АВТО", г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	27.06.2022
7.	Резервуар стальной вертикальный	РВС-200	Е	86557-22	17	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Терминал" (ООО "Газпромнефть-Терминал"), г. Новосибирск	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Терминал" (ООО "Газпромнефть-Терминал"), г. Новосибирск						ОС	МП 0037-2022	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Терминал" (ООО "Газпромнефть-Терминал"), г. Новосибирск	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Терминал" (ООО "Газпромнефть-Терминал"), г. Новосибирск	статью "УСЛУГИ АВТО" (ООО "УСЛУГИ АВТО"), г. Москва	УСЛУГИ АВТО", г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	27.06.2022

11.	Газоанализаторы трассовые	Spectrex SafEye 300	C	86561-22	приемник ОР-IL000DRAL зав. №4651, источник ОР-LI00DRAL зав. №1607	Корпорация "Emerson Electric Co.", США; Производственная площадка: Фирма "Spectronix Ltd.", Израиль	Корпорация "Emerson Electric Co.", США	ОС	МП 242-2496-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ИНТЕР-ГРУПП" (ООО "ИНТЕР-ГРУПП"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	12.07.2022
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГО" (Регионы 5 очередь)	Обозначение отсутствует	E	86562-22	011	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосервис" (ООО "Энергосервис"), г. Кострома	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГО" (ООО "РУСЭНЕРГО"), г. Москва	ОС	МП СМО-2206-2022	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	28.06.2022
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "ОЭСК"	Обозначение отсутствует	E	86563-22	1	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая компания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая компания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП-432-RA.RU.310 556-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая компания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт-Петербург	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	01.07.2022
14.	Трансформаторы тока встроенные	SB 0,8	E	86564-22	05-364375, 05-364376, 05-364377, 05-364379, 05-364380, 05-364381, 05-364382, 05-	Фирма "ELEQ b.v.", Германия	Фирма "ELEQ b.v.", Германия	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	14.07.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2141

Регистрационный № 86558-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-700

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-700 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные вертикальные цилиндрические, номинальной вместимостью 700 м³.

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

Резервуары представляют собой наземные вертикально расположенные стальные сосуды, состоящие из цилиндрической стенки, днища и крыши.

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

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара. Знак поверки наносится в свидетельство о поверке резервуара.

Резервуары РВС-700 с заводскими номерами 2, 3, 7, 8 расположены по адресу: Ивановская область, г. Иваново, ул. 4-я Завокзальная, 40/6, Ивановская нефтебаза ООО «Газпромнефть-Терминал».

Общий вид резервуаров РВС-700 с указанием мест нанесения заводских номеров приведены на рисунках 1, 2, 3, 4.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-700 №2 с указанием места нанесения заводского номера



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВС-700 №3 с указанием места нанесения заводского номера



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 3 – Общий вид резервуара РВС-700 №7 с указанием места нанесения заводского номера



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 4 – Общий вид резервуара РВС-700 №8 с указанием места нанесения заводского номера

Пломбирование резервуаров РВС-700 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	700
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,20

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

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-700	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)

ИНН 5406807595

Адрес: 630099, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Максима Горького, д. 80, помещ. 13

Телефон: +7 (812) 679-56-00

Web-сайт: www.gazprom-neft.ru

E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)

ИНН 5406807595

Адрес: 630099, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Максима Горького, д. 80, помещ. 13

Телефон: +7 (812) 679-56-00

Web-сайт: www.gazprom-neft.ru

E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Испытательный центр

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

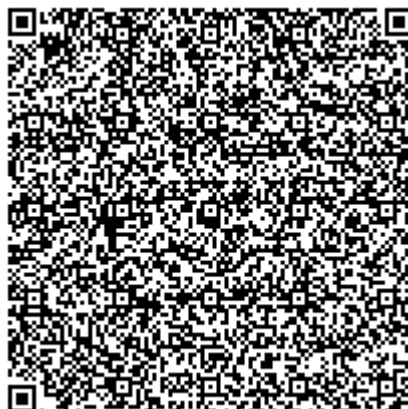
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2141

Регистрационный № 86559-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-1000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-1000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные вертикальные цилиндрические, номинальной вместимостью 1000 м³.

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

Резервуары представляют собой наземные вертикально расположенные стальные сосуды, состоящие из цилиндрической стенки, днища и крыши.

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

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара. Знак поверки наносится в свидетельство о поверке резервуара.

Резервуары РВС-1000 с заводскими номерами 5, 7, 8 расположены по адресу: Свердловская область, Белоярский район, р.п. Белоярский, ул. Тракторная, 7 Баженовская нефтебаза ООО «Газпромнефть-Терминал».

Общий вид резервуаров РВС-1000 с указанием мест нанесения заводских номеров приведены на рисунках 1, 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-1000 №5 с указанием места нанесения заводского номера



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВС-1000 №7 с указанием места нанесения заводского номера



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 3 – Общий вид резервуара РВС-1000 №8 с указанием места нанесения заводского номера

Пломбирование резервуаров РВС-1000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	1000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,20

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

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-1000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)

ИНН 5406807595

Адрес: 630099, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Максима Горького, д. 80, помещ. 13

Телефон: +7 (812) 679-56-00

Web-сайт: www.gazprom-neft.ru

E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)

ИНН 5406807595

Адрес: 630099, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Максима Горького, д. 80, помещ. 13

Телефон: +7 (812) 679-56-00

Web-сайт: www.gazprom-neft.ru

E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Испытательный центр

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

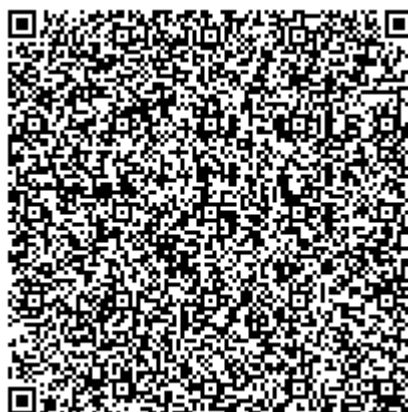
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2141

Регистрационный № 86560-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока LZZBJ9-36/250W3b

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока LZZBJ9-36/250W3b (далее – трансформаторы) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на явлении взаимной индукции.

Трансформаторы состоят из магнитопровода с двумя вторичными обмотками, которые залиты эпоксидной смолой.

Трансформаторы по принципу конструкции - опорные, с литой изоляцией.

Выходы первичной обмотки выведены на верхнюю часть литого корпуса в виде контактных площадок, каждая с двумя отверстиями для болтов. Вторичные обмотки выведены в литую коробку для зажимов, закрытую пластмассовой крышкой и расположенную у основания трансформаторов на узкой боковой стенке. Крышка, закрывающая зажимы, имеет возможность пломбировки для исключения несанкционированного доступа.

Рабочее положение трансформаторов в пространстве - любое. Крепление осуществляется с помощью четырех болтов. Заземляющий зажим находится на опорной плите трансформаторов. На боковой стенке корпуса трансформаторы имеют табличку технических данных.

Трансформаторы тока имеют заводские номера 149712108, 149732108, 149692108, 149702108, 149682108, 149722108.

Общий вид трансформаторов и место пломбирования представлены на рисунке 1.

Знак поверки наносится в свидетельство о поверке.

Заводской номер трансформатора наносится на самоклеящуюся информационную табличку (шильд) на корпусе.

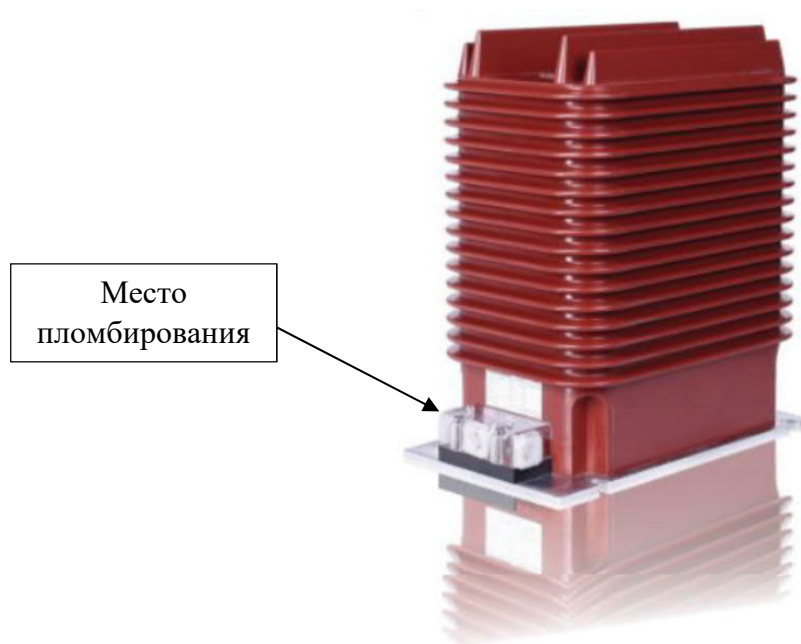


Рисунок 1 – Трансформаторы тока LZZBJ9-36/250W3b и обозначение места пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики трансформаторов тока

Наименование параметра	Значение
Заводской номер	149712108, 149732108, 149692108, 149702108, 149682108, 149722108
Год выпуска	2021
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный первичный ток, А	
1S1-1S2	50
2S1-2S2	50
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi=0,8$, В·А	10
Класс точности по ГОСТ 7746-2015	
1S1-1S2	0,5S
2S1-2S2	0,5

Таблица 2 – Основные технические характеристики трансформаторов тока

Наименование параметра	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -25 до +40

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	LZZBJ9-36/250W3b	6 шт.
Паспорта	-	6 шт.
Инструкция по установке, эксплуатации и техническому обслуживанию	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Введение» в инструкции по установке, эксплуатации и техническому обслуживанию.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. №2768 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»;

ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки».

Правообладатель

ABB Electrical Equipment (Xiamen) Co., Ltd., Китай

Адрес: No. 885 FangShanXiEr Road, Xiang'An Industrial Area 361101, Xiamen, Fujian, Китай

Изготовитель

ABB Electrical Equipment (Xiamen) Co., Ltd., Китай

Адрес: No. 885 FangShanXiEr Road, Xiang'An Industrial Area 361101, Xiamen, Fujian, Китай

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
ИНН 9729315781

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

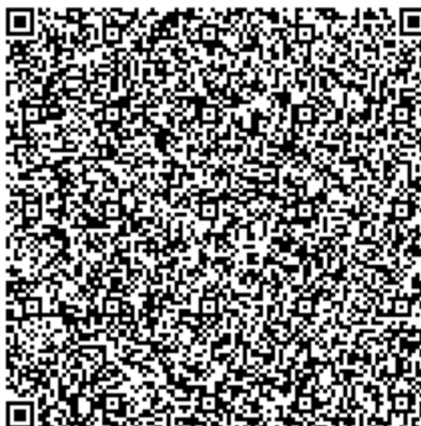
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы трассовые Spectrex SafEye 300

Назначение средства измерений

Газоанализаторы трассовые Spectrex SafEye 300 предназначены для измерений интегральной концентрации метана вдоль открытого оптического пути в воздухе рабочей зоны, в технологическом оборудовании, газоходах и т.п., и передачи измерительной информации внешним устройствам.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов трассовых Spectrex SafEye 300 (далее – газоанализаторов) – оптический инфракрасный, основанный на поглощении инфракрасного излучения определенной длины волны (3,4 мкм) молекулами метана.

Способ отбора пробы – диффузионный.

Газоанализаторы представляют собой стационарные автоматические одноканальные измерительные преобразователи непрерывного действия.

Конструктивно устройства контроля выполнены двухблочными (источник излучения OPS-LI0DRAL и приемник OPS-IL000DRAL), материал корпуса – окрашенный алюминий.

В комплект поставки газоанализаторов может входить комплект для монтажа на стенки воздуховода.

Газоанализаторы не имеют органов управления и настройки, доступных для пользователя. Для отображения режимов работы имеются 2 светодиодных индикатора, расположенных на лицевой панели блока приемника (могут гореть красным, оранжевым и зеленым цветом в режиме постоянного свечения, импульсного свечения, либо могут быть выключены).

Газоанализаторы обеспечивают выходные сигналы:

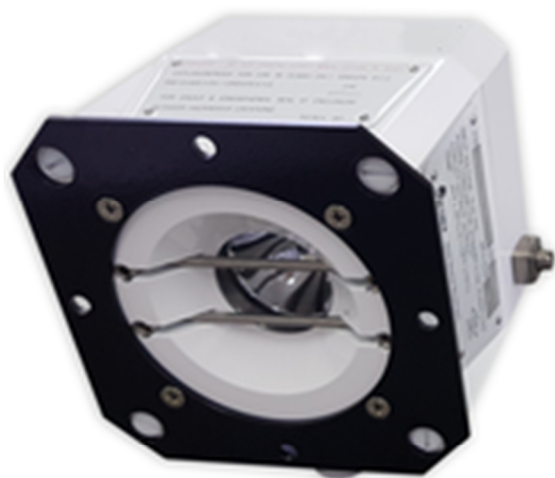
- цифровой, интерфейс связи RS485, протокол Modbus RTU;
- цифровой, протокол HART;
- унифицированный аналоговый выходной сигнал постоянного тока от 4 до 20 мА;
- три релейных выхода – реле неисправности, реле сигнализации, добавочное реле (сухие контакты).

Газоанализаторы обеспечивают выполнение следующих функций:

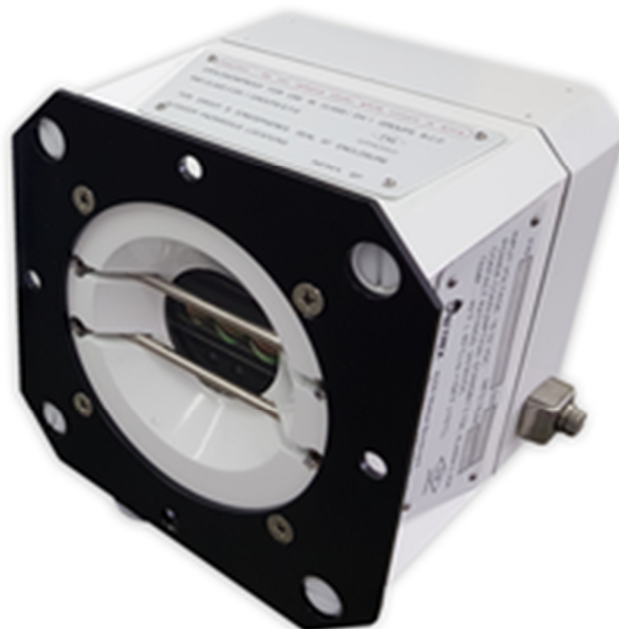
- непрерывное измерение содержания метана;
- визуальная сигнализация состояния газоанализатора;
- формирование унифицированного выходного аналогового сигнала от 4 до 20 мА;
- формирование выходного релейного сигнала;
- формирование выходного цифрового сигнала (RS485, HART);
- диагностику состояния.

Общий вид газоанализаторов приведен на рисунке 1. Пломбирование корпуса от несанкционированного доступа не предусмотрено. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

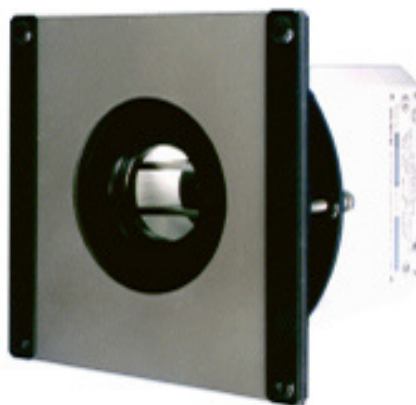
Заводской (серийный) номер и знак утверждения типа наносятся методом шелкографии на алюминиевую табличку, расположенную на боковой стороне блоков приемника и источника, общий вид табличек приведен на рисунке 2.



а) источник излучения OPS-LI0DRAL



б) приемник OPS-IL000DRAL



в) общий вид приемника и источника излучения с креплениями для установки на воздуховод
Рисунок 1 - Общий вид газоанализаторов

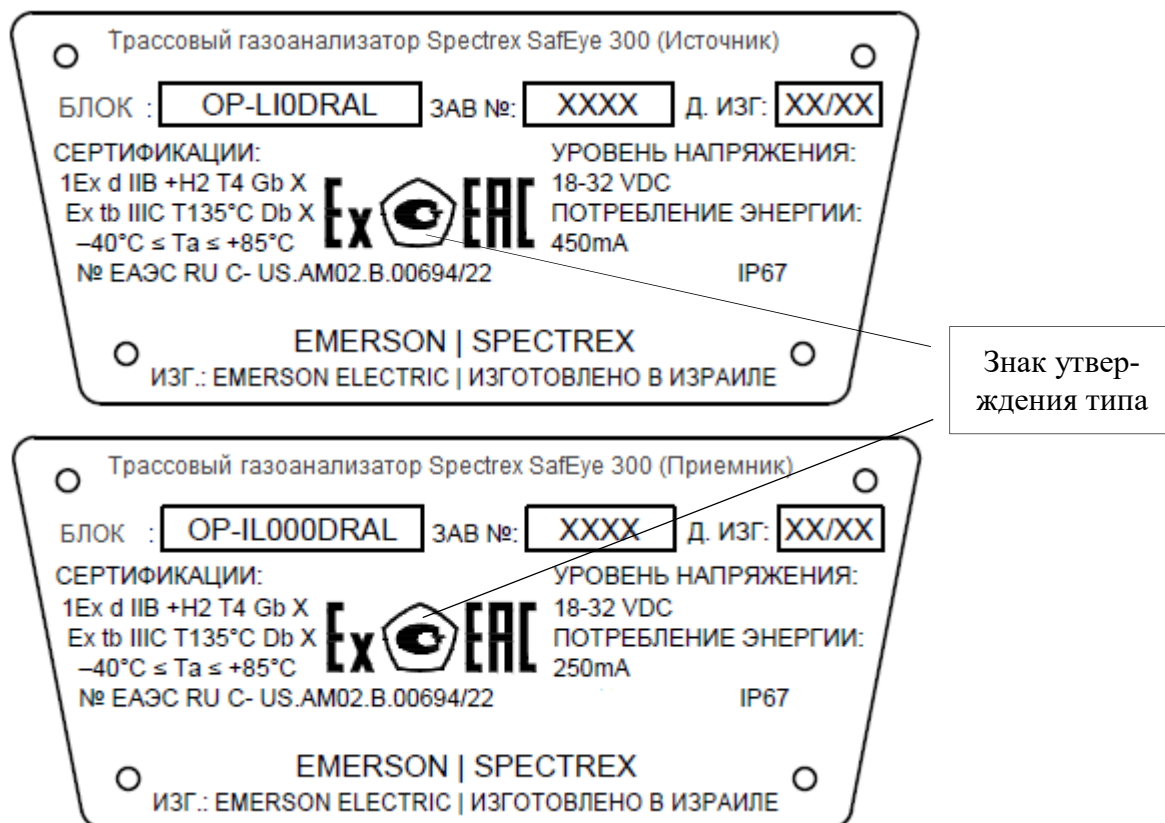


Рисунок 2 - Общий вид табличек блоков приемника и источника с маркировкой

Программное обеспечение

Газоанализаторы трассовые Spectrex SafEye 300 имеют встроенное программное обеспечение (далее - ПО). Встроенное ПО разработано изготовителем специально для решения задач измерения интегральной концентрации определяемого компонента и обеспечивает следующие основные функции:

- обработку и передачу измерительной информации от первичного измерительного преобразователя;
- формирование выходных аналогового и релейного (в зависимости от модели) сигналов;
- формирование выходного цифрового сигнала (RS485, HART);
- настройку нулевых показаний и чувствительности, задание порогов срабатывания релейного выхода;
- диагностику аппаратной части газоанализаторов и целостности встроенного ПО.

ПО устройств контроля реализует следующие расчетные алгоритмы:

1) вычисление значений объемной доли определяемого компонента на основании данных от первичного преобразователя;

2) вычисление значений выходных сигналов;

3) сравнение результатов измерений с заданными пороговыми значениями.

Идентификация встроенного ПО, а также конфигурирование и настройка газоанализатора осуществляются с помощью автономного ПО “WinHost Configuration and Diagnostic Software”, установленного на персональном компьютере, интерфейс связи RS485.

Влияние встроенного ПО учтено при нормировании метрологических характеристик.

Газоанализаторы имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Primary software	Secondary software
Идентификационное наименование ПО	S89921	S89912
Номер версии (идентификационный номер) ПО ¹⁾	Gb	E
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) ²⁾	0xE90D	0x8125
Алгоритм расчета контрольной суммы	CRC16	CRC16
¹⁾ Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. ²⁾ Значение контрольной суммы указано только для программного обеспечения указанной в таблице версии.		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Диапазоны измерений, пределы допускаемой погрешности

Диапазон показаний интегральной концентрации ¹⁾ метана, НКПР·м ²⁾	Диапазон измерений интегральной концентрации ¹⁾ метана, НКПР·м ²⁾	Пределы допускаемой основной ³⁾ погрешности	
		абсолютной, НКПР·м	относительной, %
от 0 до 1	от 0 до 0,5 включ. св. 0,5 до 1	±0,1 -	- ±20
от 0 до 2,5	от 0 до 1,25 включ. св. 1,25 до 2,5	±0,25 -	- ±20
¹⁾ Суммарное содержание определяемого компонента вдоль оптического пути (п. 3.4.5 ГОСТ Р 52350.29.4-2011). ²⁾ Значение НКПР в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020, объемная доля: метан 4,4 %. ³⁾ Нормальные условия измерений: температура окружающей среды (20±5) °С, относительная влажность от 30 до 80 %, атмосферное давление (101,3±3) кПа.			

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемого времени установления выходного сигнала T _{0,9} , с	10
Время прогрева газоанализаторов, не более, мин	3
Интервал времени непрерывной работы без корректировки выходного сигнала, мес, не менее	12
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора от влияния изменения температуры окружающей среды в пределах рабочих условий эксплуатации относительно условий определения основной погрешности, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±1,0

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора от влияния изменения атмосферного давления в пределах рабочих условий эксплуатации относительно условий определения основной погрешности, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	$\pm 0,2$ *
* При условии введения поправки на изменение атмосферного давления от нормальных условий (101,3$\pm$3) кПа по формуле $C_i = P_i \cdot \frac{101,3}{P},$ где C_i - результат измерений интегральной концентрации определяемого компонента, НКПР·м; P_i - показания газоанализатора, НКПР·м; P - значение атмосферного давления при проведении измерений, кПа.	

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон задания порогов срабатывания сигнализации, интегральная концентрация метана, НКПР·м	от 0,6 до 1,5
Длина трассы (оптического пути), м	от 0,6 до 3,5
Диапазон напряжений питания постоянным током, В	от 18 до 32
Электрический ток, потребляемый газоанализатором при номинальном значении напряжения питания 24 В, мА, не более:	
- приемник OPS-IL000DRAL	250
- источник излучения OPS-LI0DRAL	450
Габаритные размеры ¹⁾ , мм, не более	
приемник OPS-IL000DRAL	
- высота	132
- ширина	132
- длина	120
источник излучения OPS-LI0DRAL	
- высота	132
- ширина	132
- длина	120
Масса ¹⁾ , кг, не более	
- приемник OPS-IL000DRAL	4,0
- источник излучения OPS-LI0DRAL	4,3
По защищенности от влияния пыли и воды газоанализаторы соответствуют степени защиты по ГОСТ 14254-2015	IP66/67
Маркировка взрывозащиты ²⁾	1Ex d IIB+H2 T4 Gb X Ex tb IIC T135°C Db X
Средний срок службы, лет	20
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	100 000

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации	
- диапазон температуры окружающей среды, °C	от -40 до +85
- диапазон относительной влажности при температуре 35°C, % (без конденсации влаги)	от 0 до 95
- диапазон атмосферного давления, кПа	от 80 до 120
¹⁾ Без учета монтажной пластины и кабельных вводов. ²⁾ Газоанализаторы соответствуют требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных зонах». Маркировка взрывозащиты по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011)	

Знак утверждения типа наноситься

на табличку на корпусе газоанализатора методом шелкографии и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность газоанализаторов трассовых Spectrex SafEye 300

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализаторы трассовые Spectrex SafEye 300		
- источник излучения	OPS-LI0DRAL	1 шт.
- приемник	OPS-IL000DRAL	1 шт.
Комплект для монтажа на стенки воздуховода	-	1 компл.
Комплект для проверки и юстировки		*
Адаптер цифрового интерфейса RS485	RS485 Harness Kit	*
Руководство по эксплуатации	TM794200	не менее 1 экз. на партию
Паспорт	TPA-794200	1 шт.
* По заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Газоанализаторы трассовые Spectrex SafEye 300. Руководство по эксплуатации», разделы 5 - 9.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 № 2315;

ГОСТ 13320-81 «Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия»;

ГОСТ Р 52350.29.4-2011 «Взрывоопасные среды. Часть 29-4. Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов с открытым оптическим каналом»;

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

Стандарт предприятия на газоанализаторы трассовые Spectrex SafEye 300, изготавливаемые корпорацией «Emerson Electric Co.», США.

Правообладатель

Корпорация «Emerson Electric Co.», США
Адрес: 6021 Innovation Boulevard, Shakopee, MN 55379, USA
Телефон: +1 888 889 9170
Web-сайт: www.emerson.com

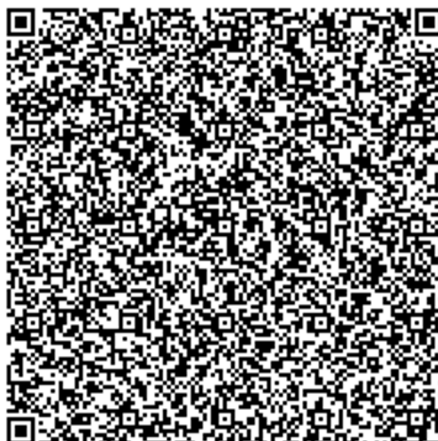
Изготовитель

Корпорация «Emerson Electric Co.», США
Адрес: 6021 Innovation Boulevard, Shakopee, MN 55379, USA
Телефон: +1 888 889 9170
Web-сайт: www.emerson.com

Производственная площадка:
Фирма «Spectronix Ltd.», Израиль
Адрес: 8 Kehilat Milano St., Industrial Area, PI 4508, Sderot, Israel
Web-сайт: www.spectrex.net
E-mail: spectrex.csc.rmtna@emerson.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19
Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14
Web сайт: www.vniim.ru
E-mail: info@vniim.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2141

Регистрационный № 86562-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГО» (Регионы 5 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГО» (Регионы 5 очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

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

1-ый уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), многофункциональные счётчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счётчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включает в себя сервер (далее - сервер АИИС КУЭ), устройство синхронизации системного времени (далее - УССВ), автоматизированные рабочие места (далее - АРМ), программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2.0», а также технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных.

АИИС КУЭ выполняет следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной, реактивной электроэнергии и времени;
- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин) во всех ИИК;
- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК, а также сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- прием и обработка данных от смежных АИИС КУЭ (30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии по точкам измерений и данных о состоянии соответствующих средств измерений);
- ввод в ручном режиме показаний и (или) профилей мощности с интервалом интегрирования 30 мин от приборов учета электроэнергии, не включенных в АИИС КУЭ;
- хранение результатов измерений по заданным критериям (первичной, рассчитанной и замещенной информации и т.д.) и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- формирование интегральных актов электроэнергии и актов учета перетоков;
- формирование и передача результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в виде макетов 80020, 51070, а также в иных форматах в организации-участники оптового рынка электрической энергии (мощности), смежным и прочим заинтересованным организациям;
- 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).

Величины первичных токов и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счётчика электроэнергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. По окончании интервала интегрирования мощности 30 минут текущие значения мощности добавляются в энергонезависимые регистры массива профиля мощности.

Сервер АИИС КУЭ:

- не реже одного раза в сутки автоматически опрашивает счётчики электроэнергии, считывает со счётчиков 30-минутные профили мощности и журналы событий для каждого ИК, выполняет синхронизацию времени в счётчиках электроэнергии и записывает полученные данные в базу данных;
- осуществляет импорт данных из макетов 80020 с использованием канала связи Internet от внешних АИИС КУЭ смежных организаций и записывает 30-минутный профиль мощности, журналы событий в базу данных АИИС КУЭ;
- обеспечивает ввод в ручном режиме показаний и (или) профилей мощности с интервалом интегрирования 30 мин от приборов учета электроэнергии, не включенных в АИИС КУЭ;
- выполняет синхронизацию времени часов сервера в соответствии с эталонным временем от УССВ;
- осуществляет обработку результатов измерений;
- обеспечивает хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных;
- передает результаты измерений и информацию о состоянии средств измерений по электронной почте с использованием канала связи Internet и электронной подписи (далее – ЭП) в организации-участники оптового рынка электрической энергии (мощности), смежным и прочим заинтересованным организациям.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя УССВ типа УСВ-2 на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС/GPS).

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-2 происходит с периодичностью один раз в час. Синхронизация часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-2 осуществляется независимо от показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-2.

Сравнение показаний часов счётчиков электроэнергии, которые опрашивает непосредственно сервер АИИС КУЭ, с показаниями часов сервера происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация времени часов счётчиков электроэнергии с часами сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний часов счётчиков с часами сервера АИИС КУЭ на величину более чем ± 1 с.

Синхронизация времени в АИИС КУЭ смежных организаций, от которых осуществляется импорт данных из макетов 80020, производится в соответствии с Описаниями типа средств измерений и документацией соответствующих АИИС КУЭ.

Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Для осуществления связи сервера АИИС КУЭ со счётчиками электроэнергии в качестве канала связи используется сеть Интернет, включая GSM-сеть оператора сотовой связи с использованием технологии GPRS или каналы GSM-сети оператора сотовой связи с использованием технологии CSD.

Дальнейшая передача информации от сервера АИИС КУЭ в виде макетов 80020, 51070, а также в иных согласованных форматах с использованием ЭП в организации-участники оптового рынка электрической энергии (мощности), смежным и прочим заинтересованным организациям осуществляется по каналу связи сети Интернет.

В Журналах событий счётчиков электроэнергии фиксируется время событий, предусмотренных в Описаниях типов соответствующих средств измерений, включая время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

В Журналах событий сервера АИИС КУЭ сохраняются журналы событий, импортируемые из счётчиков электроэнергии, собственные иницируемые действия в программном обеспечении, включая коррекцию часов внешних устройств, а также импортированные события из внешних АИИС КУЭ. В Журналах событий, иницированных сервером АИИС КУЭ, для коррекции времени во внешних устройствах, включая собственные часы сервера, фиксируется время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 011) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2.0» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче по электронной почте от ИВК в организации-участники оптового рынка электрической энергии (мощности), смежные и прочие заинтересованные организации является обеспечение защиты информации на программном уровне – применение ЭП.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4
BinaryPackControls.dll	Не ниже 8.0	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9D81 5476	MD5
CheckDataIntegrity.dll		EO21 CF9C 974D D7EA 9121 984D 4754 D5C7	
ComIECFunction.dll		BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27	
ComModbusFunction.dll		AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917	
ComStdFunction.dll		EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
DateTimeProcessing.dll	Не ниже 8.0	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D	MD5
SafeValuesDataUpdate.dll		B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB	
SimpleVerifyDataStatuses.dll 1		61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39	
SummaryCheckCRC.dll		EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5	
ValuesDataProcessing.dll		013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645	

ПО «Пирамида 2.0» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Состав ИИК			ИВК	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик			Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/10/6/0,4 кВ ТПА, ЗРУ 6-10 кВ, I секция 10 кВ, яч.59, КЛ-10 кВ	ТОЛ-10 Ктт 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-07	НТМИ-10-66 Ктн 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2, Рег. № 41681-10 Сервер Supermicro SYS-6019P-MTR	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
2	ПС 110/10/6/0,4 кВ ТПА, ЗРУ 6-10 кВ, II секция 10 кВ, яч.14, КЛ-10 кВ	ТОЛ-10 Ктт 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-07	НТМИ-10-66 Ктн 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
3	РП-10 кВ ГФК, 1 с.ш. 10 кВ, яч.2, КЛ 10 кВ ГФК Ввод №1	ТЛО-10 Ктт 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ Ктн 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 70324-18	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,0 ±5,2
4	РП-10 кВ ГФК, 2 с.ш. 10 кВ, яч.17, КЛ 10 кВ ГФК Ввод №2	ТЛО-10 Ктт 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ Ктн 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 70324-18	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,0 ±5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ТП-11296 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.1, Ввод 10 кВ Т-1	ТПЛ Ктт 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-16	НТМК-10 Ктн 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 355-49	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-2, Рег. № 41681-10 Сервер Supermicro SYS-6019P-MTR	активная	±1,2	±3,3
6	ТП-11296 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.8, Ввод 10 кВ Т-2	ТПЛ Ктт 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-16	НТМК-10 Ктн 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 355-49	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
7	РТП-851 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 сек 6 кВ, яч.4а, Ввод 6 кВ Т- 1	ТОЛК Ктт 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-11	НОМ-6 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	Меркурий 230 ART-00 PQCSIGDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,0 ±5,2
8	РТП-851 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 сек 6 кВ, яч.2а, Ввод 6 кВ Т- 2	ТОЛК Ктт 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-11	НОМ-6 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,0 ±5,2
9	ГПП-1 110/6 кВ Заречье, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.8, КЛ 6 кВ ТП ЦКИБ СОО	ТПЛ-10-М Ктт 300/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 22192-07	ЗНОЛ Ктн 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
10	ГПП-1 110/6 кВ Заречье, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч.39, КЛ 6 кВ ТП ЦКИБ СОО	ТПЛ-10-М Ктт 300/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 22192-07	ЗНОЛ Ктн 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
11	РП-19 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.18, КЛ-6 кВ ф.18	ТПФМ-10 Ктт 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	РП-19 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.8, КЛ-6 кВ ф.8	ТПФМ-10 Ктт 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2, Рег. № 41681-10 Сервер Supremicro SYS-6019P-MTR	активная	±1,2	±3,3
13	ПС 110/10 кВ Великодворье, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.16, МВ-10 кВ ф.1004, КЛ 10 кВ ф.1004	ТОЛ 10 Ктт 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ Ктн 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,9 ±4,6
14	ПС 110/10 кВ Великодворье, ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.11, МВ-10 кВ ф.1007, КЛ 10 кВ ф.1007	ТОЛ 10-1 Ктт 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛ Ктн 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,9 ±4,6
15	ПС 110/10 кВ Клен, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.7, ВЛ-10 кВ №7	ТОЛ-СЭЩ-10 Ктт 200/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-06	НАМИ-10 Ктн 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±1,5	±2,0 ±3,8
16	ПС 110/10 кВ Клен, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.2, ВЛ-10 кВ №2	ТОЛ-СЭЩ-10 Ктт 200/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-06	НАМИ-10 Ктн 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±1,5	±2,0 ±3,8
17	ПС 110/6 кВ Щегловская, ЗРУ-6 кВ, яч. 7А+Б, ф. 7А, ф. 7Б	ТПОЛ-10 Ктт 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	ПС 110/6 кВ Щегловская, ЗРУ-6 кВ, яч. 15А+Б, ф. 15А, ф. 15Б	ТПОЛ-10 Ктт 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-2, Рег. № 41681-10 Сервер Supermicro SYS-6019P-MTR	активная	±1,2	±3,3
19	ТП1 6/0,4 кВ, РУ 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 3, ф. Оленино (Солнечный)	ТЛО-10 Ктт 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК Ктн 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-18		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с								±5

Примечания:

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

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

3 Границы погрешности результатов измерений приведены при cosφ=0,8, токе ТТ, равном 100% от Ином для нормальных условий и для рабочих условий при cosφ=0,8, токе ТТ, равном 5% от Ином для ИК №№1, 2, 5, 6, 11-14, 17-19 и для ИК №№3, 4, 7-10, 15, 16 при cosφ=0,8, токе ТТ, равном 2% от Ином, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счётчиков от +15 до +35 °С для ИК №№1-19.

4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.

5 Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков на аналогичные средства измерения, утвержденных типов, с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик.

6 Допускается замена УСВВ на аналогичное средство измерения, утвержденного типа.

7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

9 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владелец АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	19
Нормальные условия параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц – температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 3, 4, 7-10, 15, 16 – ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2, 5, 6, 11-14, 17-19 – коэффициент мощности: $\cos\varphi$ $\sin\varphi$ – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счётчиков, °C – температура окружающей среды в месте расположения ИБК, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов 1) счётчик СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01 (Рег. № 36697-17): – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч 2) счётчик Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч 3) счётчик Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN, Меркурий 230 ART-00 PQCSIGDN: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч 4) счётчик СЭТ-4ТМ.03М.04 (Рег. № 36697-12): – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч 5) счётчик СЭТ-4ТМ.03.01: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч 6) УСВ-2: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч 7) сервер: – коэффициент готовности, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 2 320000 2 150000 2 165000 2 90000 2 35000 2 0,99 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
1) счётчик СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.04: – тридцатиминутный профиль мощности в двух направлениях, сут, не менее	113,7 12
– при отключении питания, лет, не менее	
2) счётчик Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R: – тридцатиминутный профиль мощности в двух направлениях, сут, не менее	170 10
– при отключении питания, лет, не менее	
3) счётчик Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN, Меркурий 230 ART-00 PQCSIGDN: – тридцатиминутный профиль мощности в двух направлениях, сут, не менее	85 10
– при отключении питания, лет, не менее	
4) счётчик СЭТ-4ТМ.03.01: – тридцатиминутный профиль мощности в двух направлениях, сут, не менее	113,7 10
– при отключении питания, лет, не менее	
5) сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий автоматически фиксируется время и даты наступления событий:

1) в счётчиках электроэнергии ИИК:

– факты связи со счётчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
– факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

– формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;

– отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;

– перерывы питания счётчика с фиксацией времени пропадания и восстановления

– другие события;

2) в сервере ИВК:

– изменение значений результатов измерений;

– изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;

– факт и величина синхронизации (коррекции) времени;

– пропадание питания;

– замена счётчика;

– полученные с уровня ИИК «Журналы событий» ИИК;

– другие события.

Защищённость применяемых компонентов:

1) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счётчика;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;
- 2) защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счётчика;
 - сервера.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТЛО-10	8
Трансформатор тока	ТПЛ	4
Трансформатор тока	ТОЛК	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	6
Трансформатор тока	ТПФМ-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТОЛ 10-I	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ	2
Трансформатор напряжения	НТМК-10	1
Трансформатор напряжения	НОМ-6	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQCSIGDN	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.04	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер	Supermicro SYS-6019P-MTR	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2.0»	1
Методика поверки		1
Паспорт-формуляр	ЭНСЕ.095367.011 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГО» (Регионы 5 очередь), аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

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

ИНН 4401144416

Адрес: 115035, г. Москва, ул. Садовническая, д.14, стр. 9, офис 304

Изготовитель

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

ИНН 4401095367

Адрес: 156013, г. Кострома, Мира проспект, д. 37-39/28

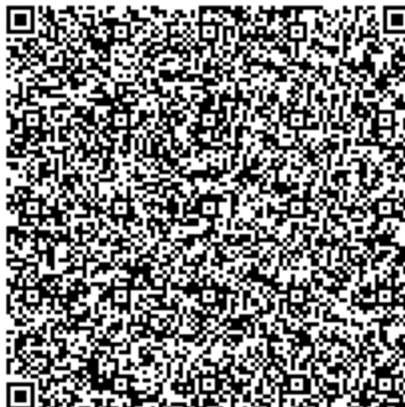
Испытательный центр

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

ИНН 3328489050

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2141

Регистрационный № 86563-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ОЭСК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ОЭСК» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- привязку результатов измерений к шкале времени UTC(SU);
- ведение журналов событий с данными о состоянии объектов измерений и средств измерений;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений и журналов событий;
- хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных в течение 3,5 лет;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей;
- подготовка данных в виде электронного документа XML для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, и журналам событий по запросу со стороны внешних систем;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает два уровня:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий 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 (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Е-ресурс» ES.02».

ИИК, ИВК, устройства коммуникации и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика 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 мин. Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счетчика с привязкой к шкале времени UTC(SU). Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти события, такие как коррекция часов счетчиков, включение и выключение счетчиков, включение и выключение резервного питания счетчиков, открытие и закрытие защитной крышки и другие. События сохраняются в журнале событий также с привязкой к шкале времени UTC(SU).

ИВК выполнен на базе комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02 и включает в себя:

- сервер баз данных;
- автоматизированные рабочие места (АРМ).

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков со всех ИИК;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере баз данных и передачу шкалы времени на уровень ИИК;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИВК осуществляет обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 с использованием GSM-коммуникаторов для передачи данных от счетчиков до уровня ИБК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы (основной канал);
- посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), действующая следующим образом. ИБК получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-3 (рег. №64242-16). При автоматическом выполнении задания на коррекцию времени счетчиков (не менее одного раза в сутки по расписанию), ИБК определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает заданную допустимую величину (не более $\pm 5,0$ с) ИБК формирует команду коррекции времени (синхронизации). Журналы событий счетчиков и ИБК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Заводской номер 1 в виде цифро-буквенного обозначения наносится в формуляр типографским способом. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В ИБК АИИС КУЭ используется программное обеспечение из состава комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02. Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения АИИС КУЭ приведены в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ПО «Е-ресурс» ES.02
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не ниже 1.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	Вычисляется контролирующей утилитой, указывается в формуляре ПТК «Е-ресурс» ES.02
Идентификационное наименование программного обеспечения	контролирующая утилита escheck
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не присвоен
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	52e65bf4a60108fdd59bac8941e1c0fd

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	ГПП-1 110 кВ Пластмасс, ЗРУ-10кВ, 1СШ 10кВ, яч.17	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	ПТК «Е- ресурс» ES.02, Рег. № 53447-13; УСВ-3, рег. № 64242-16
2	ГПП-1 110 кВ Пластмасс, ЗРУ-10кВ, 4СШ 10кВ, яч.50	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	

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 таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.
3. Изменения оформляются техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносятся изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	I ₂ ≤ I _{изм} < I ₅		I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀	
		δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %
1	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-
2	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
	0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
	0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
	1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	I ₂ ≤ I _{изм} < I ₅		I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀	
		δ _W ^A %	δ _W ^P %	δ _W ^A %	δ _W ^P %	δ _W ^A %	δ _W ^P %	δ _W ^A %	δ _W ^P %
1	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
2	0,50	±5,1	±3,7	±3,4	±3,4	±2,6	±3,1	±2,6	±3,1
	0,80	±3,0	±4,9	±2,3	±3,9	±1,9	±3,4	±1,9	±3,4
	0,87	±2,8	±5,6	±2,2	±4,3	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
	1,00	±2,3	-	±1,4	-	±1,3	-	±1,3	-

Примечания к таблицам 3 и 4:

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ± 5 с

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

δ_{w0}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_{w0}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С	от 2(5) до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от 2(5) до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, мин	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, мин	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра АИИС.73-74/01052022-ТРП.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ОЭСК». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2
Счетчики	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2
СОЕВ	УСВ-3	1
ИБК	Е-ресурс	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ОЭСК». Формуляр	АИИС.73-74/01052022-ТРП.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ОЭСК» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергетическая компания «СТИ»
(ООО «ЭК «СТИ»)
ИНН 7839041402
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Троицкий проспект, д. 12 лит. А, пом. 4 «Н»
Телефон (факс): +7 (812) 251-13-73, +7 (812) 251-32-58
E-mail: info@ek-sti.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергетическая компания «СТИ»
(ООО «ЭК «СТИ»)
ИНН 7839041402
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Троицкий проспект, д. 12 лит. А, пом. 4 «Н»
Телефон (факс): +7 (812) 251-13-73, +7 (812) 251-32-58
E-mail: info@ek-sti.ru

Испытательный центр

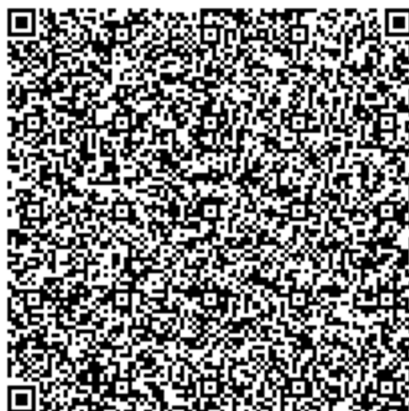
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2141

Регистрационный № 86564-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока встроенные SB 0,8

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока встроенные SB 0,8 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока смонтированы снаружи на высоковольтных вводах элегазовых выключателей. Трансформаторы тока помещены в съемный влагозащищенный корпус. Первичной обмоткой трансформаторов тока является токоведущий стержень, проходящий через ввод. Высоковольтная изоляция обеспечивается композиционным (полимерным) изолятором-покрышкой ввода, заполненным элегазом. Напряжение по длине покрышки эффективно выравнивается посредством внутреннего экрана. Вторичные обмотки размещаются на тороидальных сердечниках, выполненных из ленты текстурированной кремнистой стали. Выводы вторичных обмоток подключены к клеммным колодкам, закрепленным в шкафу управления выключателя. Клеммные колодки закрыты крышками с возможностью пломбирования для предотвращения несанкционированного доступа к выводам. На корпусе трансформаторов тока размещена маркировочная табличка с указанием технических данных.

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока встроенные SB 0,8 зав. № 05-364375, 05-364376, 05-364377, 05-364379, 05-364380, 05-364381, 05-364382, 05-364383, 05-364384, 05-364388, 05-364389, 05-364392, 09033726, 09033728, 09033730, 09033881, 09033882, 09033883, 09033886, 09033887, 09033890.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

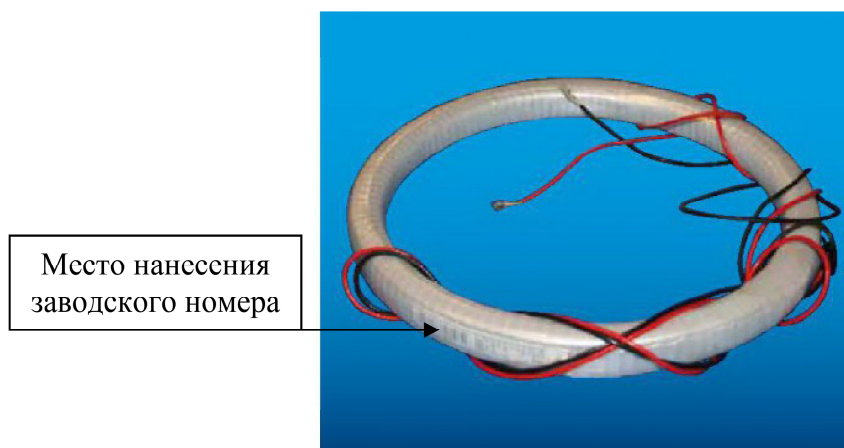


Рисунок 1. Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера

Пломбирование трансформаторов тока не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров		
	05-364375, 05-364376, 05-364377, 05-364379, 05-364380, 05-364381, 05-364382, 05-364383, 05-364384, 05-364388, 05-364389, 05-364392	09033726, 09033728, 09033730	09033881, 09033882, 09033883, 09033886, 09033887, 09033890
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	500	500	200
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	1	1	1
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S	0,2S	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	7,5	5	5

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C	от -45 до +40

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока встроенный	SB 0,8	1 шт.
Паспорт	SB 0,8	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.859-2013 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ).
Государственная поверочная схема для средств измерений коэффициента и угла масштабного преобразования синусоидального тока.

Правообладатель

Фирма «ELEQ b.v.», Германия

Адрес: ELEQ b.v., Siemensstrasse 1, 50170 Kerpen- Sindorf, Germany

Изготовитель

Фирма «ELEQ b.v.», Германия

Адрес: ELEQ b.v., Siemensstrasse 1, 50170 Kerpen- Sindorf, Germany

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, д.31

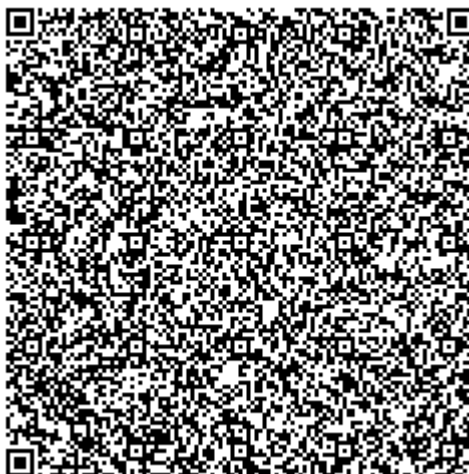
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы измерительные «PerformanceBox»

Назначение средства измерений

Приборы измерительные «PerformanceBox» (далее – приборы) предназначены для измерения собственной скорости движения.

Описание средства измерений

Принцип действия приборов основан на параллельном приеме и обработке сигналов глобальной навигационной спутниковой системы и вычислении на основе обработанных данных значений собственной скорости движения. Значения собственной скорости движения отображаются на экране прибора, а также записываются в log-файлы на карту памяти.

Приборы представляют собой устройства, выполненные в цельном корпусе с экраном, в состав которых входит встроенный приемник сигналов глобальных навигационных спутниковых систем, со встроенной спутниковой антенной. Приборы имеют возможность подключения внешней спутниковой антенны.

Общий вид приборов представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид приборов

Схема маркировки приборов представлена на рисунке 2.

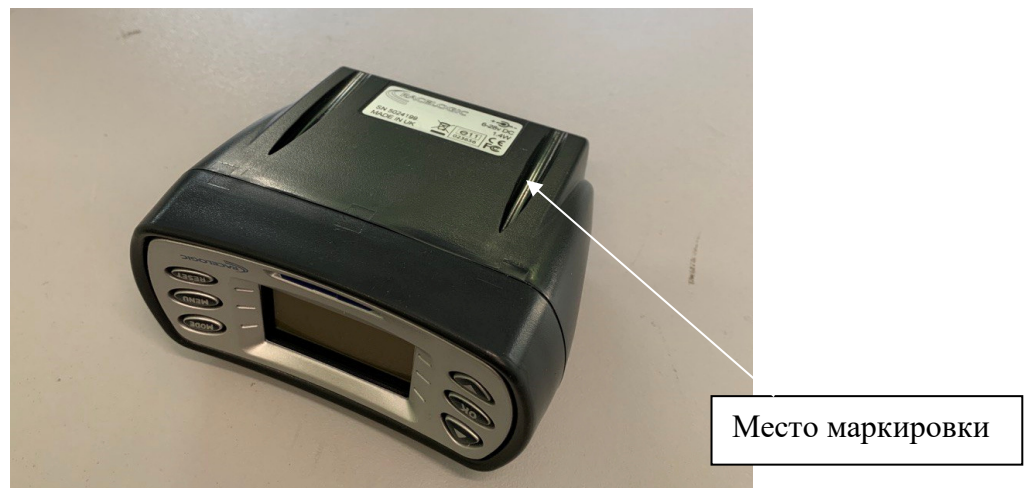


Рисунок 2 – Схема маркировки

Серийный номер наносится на прямоугольную самоклеящуюся этикетку, расположенную на тыльной стороне корпуса приборов, типографским способом. Формат нанесения серийного номера буквенно-числовой. Пример маркировки приборов представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Пример маркировки приборов

Пломбирование приборов не предусмотрено.
Знак поверки на приборы не наносится.

К приборам измерительным «PerformanceBox» данного типа относятся приборы измерительные «PerformanceBox» сер. №№ SN 5020237, SN 5020481, SN 5024199, SN 5018512.

Программное обеспечение

Функционирование приборов осуществляется под управлением программного обеспечения (далее – ПО) PerformanceBox Software.

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

Таблица 1- Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PerformanceBox Software
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.8.2
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений собственной скорости движения, км/ч	от 0 до 160
Пределы допускаемой абсолютной инструментальной погрешности измерений собственной скорости движения, км/ч	$\pm 0,1$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более: - длина - ширина - высота	113 63 93
Масса, кг, не более	0,225
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C	от -20 до +50

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность приборов

Наименование	Обозначение	Количество
Прибор измерительный «PerformanceBox»	-	1 шт.
Антенна спутниковая внешняя	-	по заказу
Кабель питания	-	1 шт.
Кронштейн крепления	-	1 шт.
Карта памяти	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в разделе 2.4 «Устройство и работа» документа «Прибор измерительный «PerformanceBox»». Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Техническая документация изготовителя.

Правообладатель

Компания «RACELOGIC Ltd.», Великобритания
Адрес: Unit 10-11 Swan Business Centre, Osier Way, Buckingham, Buckinghamshire, UK

Изготовитель

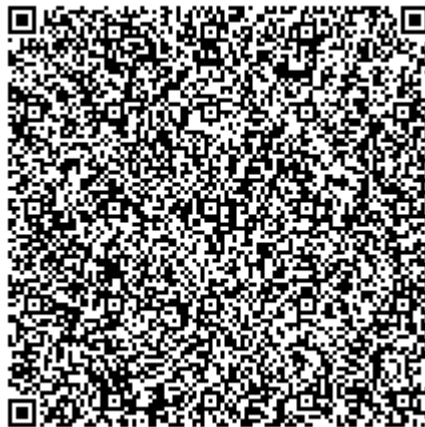
Компания «RACELOGIC Ltd.», Великобритания
Адрес: Unit 10-11 Swan Business Centre, Osier Way, Buckingham, Buckinghamshire, UK

Испытательный центр

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

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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2141

Регистрационный № 86565-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики давления QBE

Назначение средства измерений

Датчики давления QBE (далее по тексту – датчики) предназначены для непрерывных измерений избыточного давления и преобразования измеренного значения давления в унифицированный аналоговый выходной сигнал силы постоянного тока, установленные на Амурском газоперерабатывающем заводе.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на упругой деформации чувствительного элемента. Измеряемое давление воздействует на мембрану чувствительного элемента, на которую нанесен пьезорезистивный элемент. Под воздействием измеряемого давления мембрана деформируется, что приводит к изменению электрического сопротивления пьезорезистивного элемента, которое в электронном модуле усиливается и преобразуется в унифицированный аналоговый выходной сигнал.

Конструктивно датчики состоят из чувствительного элемента и электронного модуля, размещенных в цилиндрическом корпусе, и унифицированной клеммной коробки.

К данному типу относятся датчики давления QBE, модификации QBE9103-P10U с серийными номерами 170704-164-01-0078; 170704-164-01-0081; 170516-106-01-0018; 170704-164-01-0050; 180219-174-01-0016; 190321-276-01-0077, которые нанесены на корпус датчиков методом лазерной гравировки.

Нанесение знака поверки на корпус датчиков не предусмотрено. Пломбирование датчиков не предусмотрено.



Рисунок 1 - Общий вид датчиков

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений избыточного давления, МПа (бар)	от -0,1 до 0,9 (от -1 до 9)
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений избыточного давления погрешности, %	$\pm 0,3$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений избыточного давления погрешности, вызванной изменением температуры окружающего воздуха от нормальных условий измерений, %/10 °C	$\pm 0,25$

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 7 до 33
Выходной сигнал в виде силы постоянного тока, мА	от 4 до 20
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °C, - относительная влажность, %, не более	от +15 до +25 100
Рабочие условия измерений: - температура окружающей среды, °C, - относительная влажность, %, не более	от -30 до +85 100
Габаритные размеры (диаметр×длина), мм, не более:	25×70
Масса, г, не более	90

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик давления	QBE	1 шт.
Формуляр	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

указаны в пункте 2.1.2 раздела 2.1 «Описание средства измерений», приведенного в формуляре

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 июня 2018 г. № 1339 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 Мпа».

Правообладатель

Siemens Switzerland Ltd., Швейцария
Адрес: Switzerland, Gubelstrasse 22, CH6300, Zug
Телефон: +41 (41) 724-33-68
Web-сайт: www.siemens.ch

Изготовители

Siemens Switzerland Ltd., Швейцария
Адрес: Switzerland, Gubelstrasse 22, CH6300, Zug
Телефон: +41 (41) 724-33-68
Web-сайт: www.siemens.ch

Испытательный центр

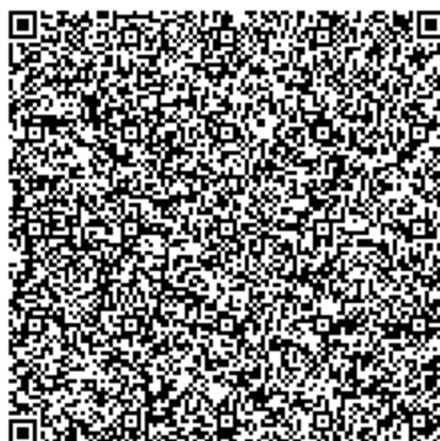
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

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

Телефон: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2141

Регистрационный № 86566-22

Лист № 1
Всего листов 51

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ в составе измерительных каналов (ИК) №№ 1-117 состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), 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» (основные и/или резервные) и ПАО «ФСК ЕЭС»;

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

АИИС КУЭ в составе ИК № 118 состоит из двух уровней:

1-й уровень – ИИК включает ТН, ТТ, счетчики, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – ИВК включает сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», УССВ, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

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

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» создан на базе специализированного программного обеспечения (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

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

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

Цифровой сигнал при помощи технических средств приёма-передачи данных с выходов счетчиков ИК №№ 1-113 поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327). Допускается опрос счетчиков любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. ИВКЭ ОАО «РЖД» единомоментно работает либо на основном УСПД, либо на резервном.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков ИК №№ 114-117 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации.

Цифровой сигнал с выходов счётчика ИК № 118 при помощи технических средств приёма – передачи данных поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где осуществляется оформление отчетных документов.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», с УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» – на сервер ПАО «ФСК ЕЭС», 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.

В соответствии регламентами ОРЭМ сервер ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

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 6.

СОЕВ включает в себя УССВ типов Метроном-50М, ССВ-1Г, УСВ-3, СТВ-01, часы серверов ОАО «РЖД», ПАО «ФСК ЕЭС» и ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков.

УССВ типов ССВ-1Г, УСВ-3, Метроном-50М, СТВ-01 осуществляют приём и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

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

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

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

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

Счётчики ИК №№ 1-113 синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД» (основных и/или резервных). Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка времени счётчиков осуществляется при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» оснащен УССВ типа СТВ-01. Периодичность сравнения показаний часов сервера и УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

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

Счётчики ИК №№ 114-117 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счётчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

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 сервера происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Счётчик ИК № 118 синхронизируется от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчика и сервера происходит при каждом сеансе связи. Корректировка времени счётчика осуществляется при превышении установки коррекции времени, которая настраивается с учетом допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 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 - 4.

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

Таблица 4 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

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», СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 5 - 7.

Таблица 5 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Состав ИК АИИС КУЭ						
Номер ИК	Наименование объекта учета	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)	Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ
1	2	3	4		5	6
1	ПС 110 кВ Болдино, ввод 110 кВ Т-1	ТТ К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №16635-05	A	ТГФ110	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
			B	ТГФ110		
			C	ТГФ110		
		ТН К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛП		
			B	НАМИ-110 УХЛП		
			C	НАМИ-110 УХЛП		
2	ПС 110 кВ Болдино, ввод 110 кВ Т-2	Счетчик К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4			
			A	ТГФ110-П*		
			B	ТГФ110-П*		
		ТТ К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №34096-07	C	ТГФ110-П*		
			A	НАМИ-110 УХЛП		
			B	НАМИ-110 УХЛП		
	ТН К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	C	НАМИ-110 УХЛП			
		ЕА02RALX-РЗВ-4				
		Счетчик К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6	
3	ПС 110 кВ Болдино, РУ 10 кВ, Ф.№4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
			ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A			НАМИ-10-95 УХЛ2
				B				
		C						
4	ПС 110 кВ Болдино, РУ 10 кВ, Ф.№6	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10			
			B	-				
			C	ТПОЛ-10				
		5	ПС 110 кВ Болдино, РУ 10 кВ, Ф.№7	ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05			A
B								
C								
				Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08			СЭТ-4ТМ.03М
		ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №1261-08		A			ТПОЛ-10
			B		-			
			C	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2			
			B					
			C					
				Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2-14		

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
6	ПС 110 кВ Бодино, РУ 10 кВ, Ф.№8	ТТ	К _Г =0,2S К _{ГТ} =200/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 RTU-327 Пер. № 41907-09 УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17			
		ТН	К _Г =0,5 К _{ГН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				B					
				C				ТПОЛ-10	
7	ПС 110 кВ Вековка, ввОД 110 кВ Т-1	ТН	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2-14					
		ТТ	К _Г =0,2S К _{ГТ} =200/1 №16635-05	A	ТГФ110				
				B	ТГФ110				
				C	ТГФ110				
		ТН	К _Г =0,2 К _{ГН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
		ТТ	К _Г =0,2S К _{ГТ} =200/1 №16635-05	A	ТГФ110				
				B	ТГФ110				
8	ПС 110 кВ Вековка, ввОД 110 кВ Т-2	ТН	К _Г =0,2 К _{ГН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	C	ТГФ110				
				A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Вековка, ввод 110 кВ Т-3	ТТ	К _Г =0,2S К _{ТТ} =200/1 №16635-05	А	ТГФ110	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
		ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-12	В	НАМИ-110 УХЛ1		
10	ПС 110 кВ Вековка, ввод 110 кВ Т-4	ТТ	К _Г =0,2S К _{ТТ} =200/1 №16635-05	С	НАМИ-110 УХЛ1		
				А	ТГФ110		
				В	-		
		ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	С	-		
				А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
11	ПС 110 кВ Вековка, ввод 110 кВ Т-5	Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	С	НАМИ-110 УХЛ1		
		ТТ	К _Г =0,2S К _{ТТ} =200/1 №16635-05	А	СЭТ-4ТМ.03		
				В	ТГФ110		
				С	-		
		ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	А	СЭТ-4ТМ.03		

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6				
12	ПС 110 кВ Вековка, 2СШ-10 кВ, Ф.№10 (1020)	ТТ	К _Г =0,2S К _{ГГ} =150/5 №25433-03	A	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17					
		ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C				ТЛО-10			
13	ПС 110 кВ Владимир- ТЯГОВАЯ, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ТЯГОВАЯ-1	ЧЕТЧИК	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2-14							
		ТТ	К _Г =0,2S К _{ГГ} =200/1 №16635-05	A	ТГФ110						
				B	ТГФ110						
				C	ТГФ110						
		ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1						
				B	НАМИ-110 УХЛ1						
				C	НАМИ-110 УХЛ1						
		ЧЕТЧИК	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03							
		14	ПС 110 кВ Владимир- ТЯГОВАЯ, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ТЯГОВАЯ-2	ТТ	К _Г =0,2S К _{ГГ} =200/1 №16635-05			A	ТГФ110		
								B	ТГФ110		
				C	ТГФ110						
ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03, 24218-08, 24218-08			A	НАМИ-110 УХЛ1						
				B	НАМИ-110 УХЛ1						
				C	НАМИ-110 УХЛ1						
ЧЕТЧИК	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04			СЭТ-4ТМ.03							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ ВЛдмип- ТЯГОВАЯ, РУ-6 кВ, ф. №1	ТТ	К _Г =0,2S К _{ГТ} =800/5 №30709-11	A	ТЛП-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
		ТН	К _Г =0,5 К _{ГТН} =6000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10		
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №20175-01	B	НАМИТ-10		
				C	НАМИТ-10		
16	ПС 110 кВ ВЛдмип- ТЯГОВАЯ, РУ 6 кВ, ф. №2	ТТ	К _Г =0,2S К _{ГТ} =400/5 №30709-11	A	ТЛП-10		
		ТН	К _Г =0,5 К _{ГТН} =6000/100 №16687-07	B	-		
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №20175-01	C	ТЛП-10		
				A	НАМИТ-10		
17	ПС 110 кВ ВЛдмип- ТЯГОВАЯ, РУ 6 кВ, ф. №4	ТТ	К _Г =0,2S К _{ГТ} =300/5 №30709-11	A	НАМИТ-10		
		ТН	К _Г =0,5 К _{ГТН} =6000/100 №16687-07	B	НАМИТ-10		
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №20175-01	C	НАМИТ-10		
				A	НАМИТ-10		

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ ВЛДМИР-ТЯГОВАЯ, РУ 6 кВ, Ф.№5	ТТ	КТ=0,2S КТГ=1000/5 №30709-11	A	ТЛП-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 КСч=1 №20175-01	B			
				C			
19	ПС 110 кВ ВЛДМИР-ТЯГОВАЯ, РУ-6 кВ, ф.№6	ТТ	КТ=0,2S КТГ=1200/5 №30709-11	A	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №16687-07	B	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 КСч=1 №20175-01	C	ТЛП-10		
				A	НАМИТ-10		
20	ПС 110 кВ ВЛДМИР-ТЯГОВАЯ, РУ 6 кВ, Ф.№7	ТТ	КТ=0,2S КТГ=600/5 №30709-11	A	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №16687-07	B	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 КСч=1 №20175-01	C	ТЛП-10		
				A	НАМИТ-10		
					СЭТ-4ТМ.02.2-14		

1	2	3		4			5	6
21	ПС 110 кВ Владимир- Тяговая, РВ-6 кВ, Ф.№9	ТТ	КТ=0,2S КТГ=600/5 №30709-11	A	ТЛП-10		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10			
				B				
				C				
22	ПС 110 кВ Владимир- Тяговая, РВ-6 кВ, Ф.№11	СЧЕТЧИК	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2-14				
		ТТ	КТ=0,2S КТГ=800/5 №30709-11	A	ТЛП-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №16687-07	B	НАМИТ-10			
				C				
23	ПС 110 кВ Владимир- Тяговая, РВ-6 кВ, Ф.№12	СЧЕТЧИК	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2-14				
		ТТ	КТ=0,2S КТГ=800/5 №30709-11	A	ТЛП-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №16687-07	B	НАМИТ-10			
				C				
		СЧЕТЧИК	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2-14				

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
24	ПС 110 кВ Ильичев, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Г =0,2S К _{ГТ} =150/1 №16635-05	А	ТГФ110	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17			
		ТН	К _Г =0,2 К _{ГТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03, 24218-08, 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
25	ПС 110 кВ Ильичев, ввод 110 кВ Т-2	Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.16					
		ТТ	К _Г =0,2S К _{ГТ} =150/1 №16635-05	А	ТГФ110				
				В	ТГФ110				
				С	ТГФ110				
26	ПС 110 кВ Ильичев, РУ- 10 кВ, Ф.№1 (1008)	ТН	К _Г =0,2 К _{ГТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
		ТТ	К _Г =0,2S К _{ГТ} =150/5 №25433-06	А	ТЛО-10				
				В	-				
				С	ТЛО-10				
		ТН	К _Г =0,5 К _{ГТН} =10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2-14					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6				
27	ПС 110 кВ Ильичев, РВ-10 кВ, Ф.№2 (1010)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 №25433-06	A	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17					
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
28	ПС 110 кВ Ильичев, РВ-10 кВ, Ф.№3 (1018)	Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2-14							
		ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 №25433-06	A	ТЛО-10						
				B	-						
				C	ТЛО-10						
29	ПС 110 кВ Колокша, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Владимирская - Ундог с отпайками	ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2-14							
					C						
29	ПС 110 кВ Колокша, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Владимирская - Ундог с отпайками	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 П*						
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	B	ТГФМ-110 П*						
				C	ТГФМ-110 П*						
				Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06						
B	НАМИ-110 УХЛ1										
C	НАМИ-110 УХЛ1										
29	ПС 110 кВ Колокша, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Владимирская - Ундог с отпайками	Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4			5	6
30	ПС 110 кВ Колокша, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Владимирская - Ворша с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 П*	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	В	ТГФМ-110 П*			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	С	ТГФМ-110 П*			
				А	НАМИ-110 УХЛ1			
31	ПС 110 кВ Колокша, РУ 10 кВ, Ф.№4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	В	НАМИ-110 УХЛ1			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №20175-01	А	НАМИ-10-95 УХЛ2			
				В	НАМИ-10-95 УХЛ2			
32	ПС 110 кВ Колокша, РУ 10 кВ, Ф.№5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1856-63	С	НАМИ-10-95 УХЛ2			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №20175-01	В	НАМИ-10-95 УХЛ2			
				С	НАМИ-10-95 УХЛ2			
		СЭТ-4ТМ.02.2-14						

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4			5	6
33	ПС 110 кВ Колокша, РУ 10 кВ, Ф.№7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	В	-			
				С	ТПОЛ-10			
				А	НАМИ-10-95 УХЛ2			
В								
С								
34	ПС 110 кВ Мстера, ОРУ 110 кВ, Отпайка ВЛ 110 кВ Вязники - Достижение-1	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2-14				
		ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 П*			
				В	ТГФМ-110 П*			
				С	ТГФМ-110 П*			
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛП			
				В	НАМИ-110 УХЛП			
				С	НАМИ-110 УХЛП			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4				
35	ПС 110 кВ Мстера, ОРУ 110 кВ, Отпайка ВЛ 110 кВ Вязники - Достижение-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 П*			
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	В	ТГФМ-110 П*			
				С	ТГФМ-110 П*			
				А	НАМИ-110 УХЛП			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	В	НАМИ-110 УХЛП			
				С	НАМИ-110 УХЛП			
				A1802RALQ-P4GB-DW-4				

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4			5	6
36	ПС 110 кВ Мстера, РУ-10 кВ, Ф. №1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №1261-02	A	ТПОЛ 10		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
			ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
					B			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3				
37	ПС 110 кВ Мстера, РУ-10 кВ, Ф. №2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №1261-02	A	ТПОЛ 10			
			ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	B	-		
					C	ТПОЛ 10		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3				
38	ПС 110 кВ Мстера, РУ-10 кВ, Ф. №3	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №1261-02	A	ТПОЛ 10			
			ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	B	-		
					C	ТПОЛ 10		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3				

1	2	3	4	5	6
39	ПС 110 кВ Мэтра, РУ-10 кВ, Ф. №4	ТТ КГ=0,2S КГГ=600/5 №30709-06 ТН КГ=0,5 КГН=10000/100 №20186-05 Счетчик КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	A ТЛП-10 B - C ТЛП-10 A НАМИ-10-95 УХЛ2 B C СЭТ-4ТМ.03.01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
40	ПС 110 кВ Мэтра, РУ-10 кВ, Ф. №5	ТТ КГ=0,2S КГГ=600/5 №30709-06 ТН КГ=0,5 КГН=10000/100 №20186-05 Счетчик КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	A ТЛП-10 B - C ТЛП-10 A НАМИ-10-95 УХЛ2 B C СЭТ-4ТМ.03.01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
41	ПС 110 кВ Мэтра, РУ-10 кВ, Ф. №5 ТЯГОВАЯ, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Стрелочная - ТЯГОВАЯ 1	ТТ КГ=0,2S КГГ=300/1 №36672-08 ТН КГ=0,2 КГН=110000/√3/100/√3 №24218-08 Счетчик КГ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A ТТФМ-110 П* B ТТФМ-110 П* C ТТФМ-110 П* A НАМИ-110 УХЛ1 B НАМИ-110 УХЛ1 C НАМИ-110 УХЛ1 A1802RALQ-P4GB-DW-4	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
42	ПС 110 кВ Муром-Тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Стрелочная - Тяговая 2	ТТ	К _Г =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 П*	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17			
		ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	В	ТГФМ-110 П*				
				С	ТГФМ-110 П*				
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	А	НАМИ-110 УХЛП				
		В	НАМИ-110 УХЛП						
		С	НАМИ-110 УХЛП						
43	ПС 110 кВ Муром-Тяговая, СШ-6 кВ, Ф.№5 (ВВ5-6кВ)	ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2473-69	А	ТЛМ-10				
				В	-				
				С	ТЛМ-10				
		ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06				
				В	ЗНОЛ.06				
				С	ЗНОЛ.06				
44	ПС 110 кВ Неаевская, Ввод 110 кВ Т-1	Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2-14					
		ТТ	К _Г =0,2S К _{ТТ} =150/1 №16635-05	А	ТГФ110				
				В	ТГФ110				
				С	ТГФ110				
		ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛП				
				В	НАМИ-110 УХЛП				
				С	НАМИ-110 УХЛП				
				Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6					
45	ПС 110 кВ Нечаевская, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №16635-05	A	ТГФ110	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17						
			ТН	К _{ТН} =110000/ $\sqrt[3]{100}/\sqrt[3]{3}$ №24218-03	A			НАМИ-110 УХЛП				
				B	НАМИ-110 УХЛП							
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	C	НАМИ-110 УХЛП							
46	ПС 110 кВ Нечаевская, РУ-10 кВ, Ф.№1 (1015)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №7069-07	A	ТОЛ-10							
			ТН	К _{ТН} =10000/100 №16687-07	B					-		
				C	ТОЛ-10							
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №20175-01	A	НАМИТ-10							
47	ПС 110 кВ Нечаевская, РУ-10 кВ, Ф.№2 (1002)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №7069-07	A	ТОЛ-10							
			ТН	К _{ТН} =10000/100 №16687-07	B							-
				C	ТОЛ-10							
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №20175-01	A	НАМИТ-10							

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4		5	6	
48	ПС 110 кВ Новки, ОРУ 110 кВ, Отпайка ВЛ 110 кВ Берково - Южная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Берково - Южная I с отпайками Новки, Федулово, КЭЗ)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	В	ТОГФМ-110		
			ТОГФМ-110	А	НАМИ, мод. НАМИ-110		
				В	НАМИ, мод. НАМИ-110		
		ТОГФМ-110	А	НАМИ, мод. НАМИ-110			
49	ПС 110 кВ Новки, ОРУ 110 кВ, Отпайка ВЛ 110 кВ Берково - Южная II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Берково - Южная 2 с отпайками Новки, Федулово, КЭЗ)	Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09
		ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110		
			ТОГФМ-110	В	ТОГФМ-110		
				ТОГФМ-110	А		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	В	НАМИ, мод. НАМИ-110		
НАМИ, мод. НАМИ-110	С		НАМИ, мод. НАМИ-110				
50	ПС 110 кВ Новки, РУ 35 кВ, ВЛ-35 кВ КАМЗ-1	Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
		ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №37491-08	А	STSM-38		
			ТОГФМ-110	В	STSM-38		
				ТОГФМ-110	С	STSM-38	
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
ТОГФМ-110	В		НАМИ-35 УХЛ1				
	ТОГФМ-110		С	НАМИ-35 УХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4			5	6
51	ПС 110 кВ Новки, РУ 35 кВ, Ф.№2 Брызгалово	ТТ	КТ=0,2S КТГ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-09	B	STSM-38			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 КСч=1 №36697-08	C	STSM-38			
		ТТ	КТ=0,2S КТГ=200/1 №37491-08	A	НАМИ-35 УХЛ1			
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-09	B	СЭТ-4ТМ.03М.16			
52	ПС 110 кВ Новки, РУ 35 кВ, Ф.№4 КаМЗ-2	Счетчик	КТ=0,2S/0,5 КСч=1 №36697-08	C	СЭТ-4ТМ.03М.16			
		ТТ	КТ=0,2S КТГ=200/1 №37491-08	A	НАМИ-35 УХЛ1			
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-09	B	СЭТ-4ТМ.03М.16			
		Счетчик	КТ=0,2S КТГ=300/1 №37491-08	C	НАМИ-35 УХЛ1			
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-09	A	СЭТ-4ТМ.03М.16			
53	ПС 110 кВ Новки, РУ 35 кВ, Ф.№5 Камешково (БЛ 35 кВ Новки-Камешково)	Счетчик	КТ=0,2S/0,5 КСч=1 №36697-08	C	СЭТ-4ТМ.03М.16			
		ТТ	КТ=0,2S КТГ=300/1 №37491-08	A	НАМИ-35 УХЛ1			
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-09	B	СЭТ-4ТМ.03М.16			
		Счетчик	КТ=0,2S КТГ=300/1 №37491-08	C	НАМИ-35 УХЛ1			
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-09	A	СЭТ-4ТМ.03М.16			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4			5	6
54	ПС 110 кВ Новки, РУ 35 кВ, Ф.№6 Горки (ВЛ-35 кВ Новки-Горки)	ТТ	К _Г =0,2S К _{ГГ} =300/1 №37491-08	A	STSM-38	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
		ТН	К _Г =0,5 К _{ГН} =35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1			
				B				
				C				
55	ПС 110 кВ Новки, Ввод Т1 27,5 кВ	Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16				
		ТТ	К _Г =0,5 К _{ГГ} =1000/5 №3187-72	A	TB-35/25			
				B	TB-35/25			
				C	TB-35/25			
		ТН	К _Г =0,5 К _{ГН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65			
				B	ЗНОМ-35-65			
				C	-			
56	ПС 110 кВ Новки, Ввод Т2 27,5 кВ	Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2-14				
		ТТ	К _Г =0,5 К _{ГГ} =1000/5 №3187-72	A	TB-35/25			
				B	TB-35/25			
				C	TB-35/25			
		ТН	К _Г =0,5 К _{ГН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65			
				B	ЗНОМ-35-65			
				C	-			
56	ПС 110 кВ Новки, Ввод Т2 27,5 кВ	Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2-14				

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Петушки, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Базовая - Петушки	ТТ	К _Г =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №22440-07	A	ТВГ-110	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
			ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A		НАМИ-110 УХЛП
				B	НАМИ-110 УХЛП		
		C		НАМИ-110 УХЛП			
		EA02RALX-P3B-4					
58	ПС 110 кВ Петушки, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Петушки - Покров	ТТ	К _Г =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №22440-07	A	ТВГ-110		
			B	ТВГ-110			
			C	ТВГ-110			
		ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛП		
			B	НАМИ-110 УХЛП			
59	ПС 110 кВ Петушки, РУ-35 кВ, Ф.№1 (Костерево-1)	Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4			
			ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =600/5 №19720-06	A		ТВ-35-П
				B	ТВ-35-П		
		C		ТВ-35-П			
		ТН		К _Г =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-07	A		ЗНОМ-35-65
B	ЗНОМ-35-65						
C	ЗНОМ-35-65	СЭТ-4ТМ.03М					
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08				

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
60	ПС 110 кВ Петушки, РУ-35 кВ, Ф.№2 (Костерево-2)	ТТ	К _Г =0,5 К _{ГТ} =600/5 №19720-06	А	ТВ-35-II	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17			
		ТН	К _Г =0,5 К _{ГН} =35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ №912-07	А	ЗНОМ-35-65				
				В	ЗНОМ-35-65				
				С	ЗНОМ-35-65				
61	ПС 110 кВ Петушки, РУ 10 кВ, Ф.№3	Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
		ТТ	К _Г =0,5S К _{ГТ} =600/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10				
				В	-				
				С	ТОЛ-СЭЩ-10				
62	ПС 110 кВ Петушки, РУ 10 кВ, Ф.№6	ТН	К _Г =0,2 К _{ГН} =10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10				
				В					
				С					
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.03					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4			5	6	
63	ПС 110 кВ Петушки, РУ 10 кВ, ф.№7	ТТ	Кт=0,5S Ктт=600/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17			
				B	-				
				C	ТОЛ-СЭЩ-10				
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10				
B									
C									
64	ПС 110 кВ Петушки, РУ 10 кВ, ф.№18	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.03					
				ТТ	Кт=0,5S Ктт=600/5 №32139-06			A	ТОЛ-СЭЩ-10
								B	-
		C	ТОЛ-СЭЩ-10						
ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10						
		B							
		C							
65	ПС 110 кВ Петушки, РУ 10 кВ, ф.№19	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.03					
				ТТ	Кт=0,5S Ктт=600/5 №32139-06			A	ТОЛ-СЭЩ-10
								B	-
		C	ТОЛ-СЭЩ-10						
ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10						
		B							
		C							
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.03							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4			5	6
66	ПС 110 кВ Петушки, РУ 10 кВ, ф. №21	ТТ	Кт=0,5S Ктт=600/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	B	-			
				C	ТОЛ-СЭЩ-10			
				A	НАМИ-10			
B								
C								
67	ПС 10 кВ УНДОЛ-ТЯГОВАЯ, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.108	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.03				
		ТТ	Кт=0,2S Ктт=600/5 №25433-03	A	ТЛО-10			
				B	ТЛО-10			
				C	ТЛО-10			
68	ПС 10 кВ УНДОЛ-ТЯГОВАЯ, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.116	ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №20175-01	B	СЭТ-4ТМ.02.2-14			
				C	СЭТ-4ТМ.02.2-14			
				A	ТЛО-10			
	ПС 10 кВ УНДОЛ-ТЯГОВАЯ, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.116	ТТ	Кт=0,2S Ктт=600/5 №25433-07	B	ТЛО-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	C	ТЛО-10			
				A	НАМИ-10-95 УХЛ2			
				B				
	ПС 10 кВ УНДОЛ-ТЯГОВАЯ, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.116	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №20175-01	C	НАМИ-10-95 УХЛ2			
				A	СЭТ-4ТМ.02.2-14			
				B	СЭТ-4ТМ.02.2-14			
				C	СЭТ-4ТМ.02.2-14			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
69	ПС 110 кВ Чулково, ОРУ 110 кВ, Отпайка ВЛ 110 кВ Вязники - Гороховец	ТТ	К _Г =0,2S К _{ТГ} =200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 П*	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
		ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	В	ТГФМ-110 П*		
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	С	ТГФМ-110 П*		
		ТТ	К _Г =0,2S К _{ТГ} =200/1 №36672-08	А	НАМИ-110 УХЛП		
70	ПС 110 кВ Чулково, ОРУ 110 кВ, Отпайка ВЛ 110 кВ Илевники - Гороховец	ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	В	НАМИ-110 УХЛП		
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	С	НАМИ-110 УХЛП		
		ТТ	К _Г =0,2S К _{ТГ} =200/1 №36672-08	А	НАМИ-110 УХЛП		
		ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	В	НАМИ-110 УХЛП		
71	ПС 35 кВ Александров Тяговая №28, РУ 35 кВ, Ввод-1 35 кВ	ТТ	К _Г =0,2S К _{ТГ} =400/1 №37491-08	А	СТСМ-38	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03	
		ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №37493-08	В	СТСМ-38		
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	С	СТСМ-38		
		ТТ	К _Г =0,2S К _{ТГ} =400/1 №37491-08	А	НАМИ-110 УХЛП		
72	ПС 35 кВ Александров Тяговая №28, РУ 35 кВ, Ввод-1 35 кВ	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №37493-08	В	НАМИ-110 УХЛП		
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	С	НАМИ-110 УХЛП		
		ТТ	К _Г =0,2S К _{ТГ} =400/1 №37491-08	А	НАМИ-110 УХЛП		
		ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №37493-08	В	НАМИ-110 УХЛП		

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
72	ПС 35 кВ Александров ТЯГОВАЯ №28, РУ 35 кВ, Ввод-2 35 кВ	ТТ	К _Г =0,2S К _{ГГ} =400/1 №37491-08	A	STSM-38	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17			
		ТН	К _Г =0,5 К _{ГН} =35000/√3/100/√3 №37493-08	B	STSM-38				
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-17	C	STSM-38				
				A	NTSM-38				
B	NTSM-38								
73	ПС 110 кВ Бельково, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Г =0,2S К _{ГГ} =50/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛП				
		ТН	К _Г =0,2 К _{ГН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	B	ТБМО-110 УХЛП				
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	C	ТБМО-110 УХЛП				
				A	НАМИ-110 УХЛП				
74	ПС 110 кВ Бельково, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Г =0,2S К _{ГГ} =50/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛП				
		ТН	К _Г =0,2 К _{ГН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	B	ТБМО-110 УХЛП				
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	C	ТБМО-110 УХЛП				
				A	НАМИ-110 УХЛП				
				A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
				A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4			5	6
75	ПС 110 кВ Бельково, РУ-10 кВ, Ф.№1	ТТ	Кг=0,5 Ктт=200/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
		ТН	Кг=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	В	-			
				С	ТПЛМ-10			
				А	НАМИ-10-95 УХЛ2			
В								
С								
76	ПС 110 кВ Бельково, РУ-10 кВ, Ф.№4	Счетчик	Кг=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3				
		ТТ	Кг=0,5 Ктт=200/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10			
		ТН	Кг=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	В	-			
				С	ТПЛМ-10			
А	НАМИ-10-95 УХЛ2							
В								
С								
77	ПС 110 кВ Бельково, РУ-10 кВ, Ф.№5	Счетчик	Кг=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3				
		ТТ	Кг=0,5 Ктт=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10			
		ТН	Кг=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	В	-			
				С	ТПЛМ-10			
А	НАМИ-10-95 УХЛ2							
В								
С								
		Счетчик	Кг=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3				

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4			5	6
78	ПС 110 кВ Бельково, РУ-10 кВ, Ф.№7	ТТ	Кг=0,5 Ктт=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
		ТН	Кг=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	В	-			
		Счетчик	Кг=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	С	ТПЛ-10			
		ТТ	Кг=0,2S Ктт=150/1 №23256-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2			
79	ПС 110 кВ Киржач, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТН	Кг=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	В	EA05RL-P1B-3			
		Счетчик	Кг=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	С	БМО-110 УХЛ1			
		ТТ	Кг=0,2S Ктт=150/1 №23256-05	А	БМО-110 УХЛ1			
		ТН	Кг=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	В	БМО-110 УХЛ1			
80	ПС 110 кВ Киржач, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	Кг=0,2S Ктт=150/1 №23256-05	А	НАМИ-110 УХЛ1			
		ТН	Кг=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	В	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Кг=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	С	НАМИ-110 УХЛ1			
		ТТ	Кг=0,2S Ктт=150/1 №23256-05	А	СЭТ-4ТМ.03			

1	2	3	4	5	6
81	ПС 110 кВ Киржач, Р\У 10 кВ, ф-1	ТТ	А ТПОЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
			Б -		
			С ТПОЛ-10		
		ТН	А НАМИ-10-95 УХЛ2		
82	ПС 110 кВ Киржач, Р\У 10 кВ, ф-2		Б -		
			С ТПОЛ-10		
		А НАМИ-10-95 УХЛ2			
		Б -			
Счетчик	А ТПОЛ-10				
83	ПС 110 кВ Киржач, Р\У 10 кВ, ф-3	ТТ			
			С ТПОЛ-10		
		ТН	А НАМИ-10-95 УХЛ2		
		Счетчик	А НАМИ-10-95 УХЛ2		

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4			5	6		
84	ПС 110 кВ Киржач, РУ-10 кВ, Ф. №4	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №44701-10	A	ТПЛ-СВЭЛ-10		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17			
			ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	B	-				
					C	ТПЛ-СВЭЛ-10				
		A			НАМИ-10-95 УХЛ2					
85	ПС 110 кВ Киржач, РУ-10 кВ, Ф. №6	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3				ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №22192-03	A			ТПЛ-10-М	
						B			-	
		C	ТПЛ-10-М							
86	ПС 110 кВ Киржач, РУ-10 кВ, Ф. №8	ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2				ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
				B	-					
				C	ТОЛ 10					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3						ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №7069-79			A	ТОЛ 10					
				B	-					
		C	ТОЛ 10							
86	ПС 110 кВ Киржач, РУ-10 кВ, Ф. №8	ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17			
				B	-					
				C	ТОЛ 10					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3				ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №7069-79			A	ТОЛ 10					
				B	-					
		C	ТОЛ 10							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4			5	6
87	ПС 110 кВ Киржач, РУ-10 кВ, Ф. №9	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №44701-10	А	ТПЛ-СВЭЛ-10		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
			ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	В	-		
					С	ТПЛ-СВЭЛ-10		
		А			НАМИ-10-95 УХЛ2			
В								
С								
88	ПС 110 кВ Киржач, РУ 10 кВ, ф-10	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3				
			ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
					В	-		
		С			ТПОЛ-10			
89	ПС 110 кВ Киржач, РУ 10 кВ, ф-11	ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2			
				В				
				С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3				
ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №44701-10			А	ТПЛ-СВЭЛ-10			
				В	-			
		С	ТПЛ-СВЭЛ-10					
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2					
		В						
		С						
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3						

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4			5	6
90	ПС 110 кВ Киржач, РВ 10 кВ, ф-12	ТТ	К _Г =0,5 К _{ГТ} =800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
		ТН	К _Г =0,5 К _{ГН} =10000/100 №20186-05	В	-			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	С	ТПОЛ-10			
				А	НАМИ-10-95 УХЛ2			
91	ПС 110 кВ Санино, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	Счетчик	К _Г =0,2S К _{ГТ} =50/1 №23256-05	В	НАМИ-10-95 УХЛ2			
		ТТ	К _Г =0,2 К _{ГН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	БМО-110 УХЛ1			
		ТН	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	Б	БМО-110 УХЛ1			
		Счетчик	К _Г =0,2 К _{ГН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	С	БМО-110 УХЛ1			
92	ПС 110 кВ Санино, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	А	НАМИ-110 УХЛ1			
		ТТ	К _Г =0,2 К _{ГТ} =100/1 №23256-05	Б	НАМИ-110 УХЛ1			
		ТН	К _Г =0,2 К _{ГН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	А	НАМИ-110 УХЛ1			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4			5	6
93	ПС 110 кВ Санино, РУ-10 кВ, Ф.№1 С/Х	ТТ	Кг=0,5 Ктт=200/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10			ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
		ТН	Кг=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10			
				B				
				C				
94	ПС 110 кВ Санино, РУ-10 кВ, Ф.№2 С/Х	ТН	Кг=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10			
		Счетчик	Кг=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	A	ТПЛМ-10			
				B				
				C				
95	ПС 110 кВ Санино, РУ-10 кВ, Ф.ДЮК (Ф.3)	ТН	Кг=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10			
		Счетчик	Кг=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	A	ТПЛ-10			
				B				
				C				

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
96	ПС 110 кВ Усад, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Г =0,2S К _{ТТ} =150/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛП	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
		ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	В	ТБМО-110 УХЛП		
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	С	ТБМО-110 УХЛП		
		ТТ	К _Г =0,2S К _{ТТ} =150/1 №23256-05	А	НАМИ-110 УХЛП		
97	ПС 110 кВ Усад, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	В	НАМИ-110 УХЛП		
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	С	НАМИ-110 УХЛП		
		ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =300/5 №3690-73	А	НАМИ-110 УХЛП		
		ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-05	В	НАМИ-110 УХЛП		
98	ПС 110 кВ Усад, РУ-35 Городская	Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	С	НАМИ-110 УХЛП		
		ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =300/5 №3690-73	А	НАМИ-110 УХЛП		
		ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-05	В	НАМИ-110 УХЛП		
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	С	НАМИ-110 УХЛП		

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4			5	6	
99	ПС 110 кВ УсаД, РУ-10 кВ, Ф. №3	ТТ	Кт=0,5 Ктт=800/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B	-				
				C	ТПОЛ-10				
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2				
B									
C									
100	ПС 110 кВ УсаД, РУ-10 кВ, Ф. №4	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
				ТТ	Кт=0,5 Ктт=800/5 №1261-59	A		ТПОЛ-10	
						B		-	
		C	ТПОЛ-10						
101	ПС 110 кВ УсаД, РУ-10 кВ, Ф. №5	ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				B					
				C					
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №1276-59			A	ТПЛ-10				
				B	-				
		C	ТПЛ-10						
101	ПС 110 кВ УсаД, РУ-10 кВ, Ф. №5	ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				B					
				C					
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

1	2	3	4	5	6
102	ПС 110 кВ Усад, РУ-10 кВ, Ф. №6	ТТ КГ=0,5 КГТ=150/5 №1276-59 ТН КГ=0,5 КГН=10000/100 №20186-00 Счетчик КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	A ТПЛ-10 B - C ТПЛ-10 A НАМИ-10-95 УХЛ2 B C EA05RL-P1B-3	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
103	ПС 110 кВ Усад, РУ-10 кВ, Ф. №8	ТТ КГ=0,5 КГТ=200/5 №2473-69, 2363-68 ТН КГ=0,5 КГН=10000/100 №20186-00 Счетчик КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	A ТЛМ-10 B - C ТЛМ-10 A НАМИ-10-95 УХЛ2 B C EA05RL-P1B-3	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
104	ПС 110 кВ Балакирево, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Александров-Балакирево 1	ТТ КГ=0,2S КГТ=300/1 №23256-05 ТН КГ=0,2 КГН=110000/√3/100/√3 №24218-03 Счетчик КГ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	A ТБМО-110 УХЛ1 B ТБМО-110 УХЛ1 C ТБМО-110 УХЛ1 A НАМИ-110 УХЛ1 B НАМИ-110 УХЛ1 C НАМИ-110 УХЛ1 EA02RAL-P3B-4	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03	

1	2	3	4	5	6
105	ПС 110 кВ Балакирево, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Александров-Балакирево 2	ТТ К_Т=0,2S К_{ТТ}=300/1 №23256-05 ТН К_Т=0,2 К_{ТН}=110000/√3/100/√3 №24218-03 Счетчик К_Т=0,2S/0,5 К_{сч}=1 №16666-97	A ТБМО-110 УХЛ1 B ТБМО-110 УХЛ1 C ТБМО-110 УХЛ1 A НАМИ-110 УХЛ1 B НАМИ-110 УХЛ1 C НАМИ-110 УХЛ1 EA02RAL-P3B-4	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
106	ПС 110 кВ Балакирево, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Переславская 1	ТТ К_Т=0,2S К_{ТТ}=300/1 №23256-05 ТН К_Т=0,2 К_{ТН}=110000/√3/100/√3 №24218-03 Счетчик К_Т=0,2S/0,5 К_{сч}=1 №16666-97	A ТБМО-110 УХЛ1 B ТБМО-110 УХЛ1 C ТБМО-110 УХЛ1 A НАМИ-110 УХЛ1 B НАМИ-110 УХЛ1 C НАМИ-110 УХЛ1 EA02RAL-P3B-4		
107	ПС 110 кВ Балакирево, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Переславская 2	ТТ К_Т=0,2S К_{ТТ}=300/1 №23256-05 ТН К_Т=0,2 К_{ТН}=110000/√3/100/√3 №24218-03 Счетчик К_Т=0,2S/0,5 К_{сч}=1 №16666-97	A ТБМО-110 УХЛ1 B ТБМО-110 УХЛ1 C ТБМО-110 УХЛ1 A НАМИ-110 УХЛ1 B НАМИ-110 УХЛ1 C НАМИ-110 УХЛ1 EA02RAL-P3B-4		

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6				
108	ПС 110 кВ Балакирево, РУ-10 кВ, Ф.№1 (яч.16)	ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =75/5 №15128-01	A	ТОЛ 10-I	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 RTU-327 Пер. № 19495-03 УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17					
				B	-						
				C	ТОЛ 10-I						
		ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10						
B											
C											
109	ПС 110 кВ Балакирево, РУ-10 кВ, Ф.№2 (яч.12)	Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-4-AL-C29-T+							
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =75/5 №15128-01					A	ТОЛ 10-I
										B	-
		C	ТОЛ 10-I								
110	ПС 110 кВ Балакирево, РУ-10 кВ, Ф.№5	ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10						
				B							
				C							
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-4-AL-C29-T+							
ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =200/5 №22192-03			A	ТПЛ-10-М						
				B	-						
		C	ТПЛ-10-М								
110	ПС 110 кВ Балакирево, РУ-10 кВ, Ф.№5	ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10						
				B							
				C							
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-4-AL-C29-T+							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4			5	6
111	ПС 110 кВ Балакирево, РУ-10 кВ, Ф.№20	ТТ	К _г =0,5 К _{тт} =200/5 №15128-96	А	ТОЛ 10-І	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 19495-03		
				В	-			
				С	ТОЛ 10-І			
		ТН	К _г =0,2 К _{тн} =10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10			
112	ПС Долбино тяговая СМВ 110 кВ	Счетчик	К _г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	В	НАМИ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
		ТТ	К _г =0,2S К _{тт} =200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛІ			
		ТН	К _г =0,2 К _{тн} =110000/√3/100/√3 №24218-03	В	ТБМО-110 УХЛІ			
		Счетчик	К _г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	С	НАМИ-110 УХЛІ			
113	ПС Долбино тяговая РП 110 кВ	Счетчик	К _г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09		
		ТТ	К _г =0,2S К _{тт} =200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛІ			
		ТН	К _г =0,2 К _{тн} =110000/√3/100/√3 №24218-03	В	ТБМО-110 УХЛІ			
		Счетчик	К _г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	С	НАМИ-110 УХЛІ			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4			5	6
114	ПС 220 кВ Александров, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Александров, Тяговая 1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №33045-06	A	ТБМО-35 УХЛ1	TK16L Рег. № 36643-07 СТВ-01 Рег. № 49933-12 Метроном-50M Рег. № 68916-17		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	B	ТБМО-35 УХЛ1			
				C	ТБМО-35 УХЛ1			
				A	НАМИ-35 УХЛ1			
115	ПС 220 кВ Александров, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Александров, Тяговая 2	Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	B	НАМИ-35 УХЛ1			
		ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №33045-06	A	ТБМО-35 УХЛ1			
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	B	ТБМО-35 УХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	C	НАМИ-35 УХЛ1			
116	ПС 220 кВ Александров, ЗРУ 6 кВ №1, ф.609	Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	A	ТЛП-10			
		ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №30709-11	B	ТЛП-10			
		ТН	КТ=0,2 КТН=6000/100 №11094-87	C	ТЛП-10			
				A	НАМИ-10			
117	ПС 220 кВ Александров, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Александров, Тяговая 3	Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	B	НАМИ-10			
		ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №33045-06	A	ТБМО-35 УХЛ1			
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	B	ТБМО-35 УХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	C	НАМИ-35 УХЛ1			

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
117	ПС 220 кВ Александров, ЗРУ 6 кВ №2, ф.637	ТТ К_Т=0,5 К_{ТТ}=600/5 №7069-79 ТН К_Т=0,2 К_{ТН}=6000/100 №11094-87 Счетчик К_Т=0,2S/0,5 К_{сч}=1 №25971-06	A ТОЛ 10 B - C ТОЛ 10 A НАМИ-10 B C EPQS 111.21.18.LL	TK16L Рег. № 36643-07	СТВ-01 Рег. № 49933-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
118	ПС 110 кВ Матаховская, ОРУ 27,5 кВ ввод Т2	ТТ К_Т=0,5 К_{ТТ}=600/5 №3642-73 ТН К_Т=0,2; 0,5 К_{ТН}=27500/100 №46738-11 Счетчик К_Т=0,2S/0,5 К_{сч}=1 №36697-17	A TBT-35M B - C TBT-35M A ЗНОЛ, мод. ЗНОЛ-27 III B ЗНОЛ, мод. ЗНОЛ-27 III C - CЭТ-4TM.03M	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17

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 5, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 6 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 6 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1, 2, 7, 8, 10, 11, 13, 14, 25, 29, 30, 34, 35, 41, 42, 44, 45, 57, 58, 69, 70, 73, 74, 79, 80, 91, 92, 96, 97, 104-107, 112, 113	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
3, 6, 12, 15-23, 26-28, 36, 39, 40, 67, 68	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
4	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,8
5, 37, 38, 84, 87, 89	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
9, 24, 48, 49	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
31-33, 43, 46, 47, 55, 56, 75-78, 81-83, 85, 86, 88, 90, 98-103	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
50-54, 72	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
59, 60, 118	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
61-66	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,2	3,9
71	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
93-95, 108-111	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
114, 115	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,8	3,5
116	Активная	0,9	4,7
	Реактивная	2,2	3,9

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
117	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,2	4,2
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие P = 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} , cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.			

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83 ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-011-29056091-11	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +22 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09) - для УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03) - для УСПД ТК16L - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г - для СТВ-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +55 от +1 до +50 от 0 до +75 от -20 до +60 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40 от +10 до +30

Продолжение таблицы 7

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики электроэнергии Альфа:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	50 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии Альфа А1800:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-08):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии EPQS:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	40 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД ТК16L:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	55 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД ЭКОМ-3000:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
ИВК:	
- коэффициент готовности, не менее	0,99
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1

Продолжение таблицы 7

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

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	42 шт.
Трансформаторы тока	ТВГ-110	6 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110	30 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110-П*	3 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 П*	24 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФМ-110	6 шт.
Трансформаторы тока	STSM-38	21 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-35 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-35/25	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-35-П	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВТ-35М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	3 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	14 шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10	25 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-І	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	12 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	10 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	11 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-НТЗ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	22 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ, мод. НАМИ-110	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	96 шт.
Трансформаторы напряжения	NTSM-38	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ, мод. ЗНОЛ-27 ІІІ	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	11 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	7 шт.

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	17 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	4 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа	4 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	36 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	14 шт.
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	26 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	16 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	12 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	EPQS	4 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	4 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	5 шт.
Устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	TK16L	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Серверы точного времени	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.234.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 Владимирской области», аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 01.06.2017 г.

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

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

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

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

Правообладатель

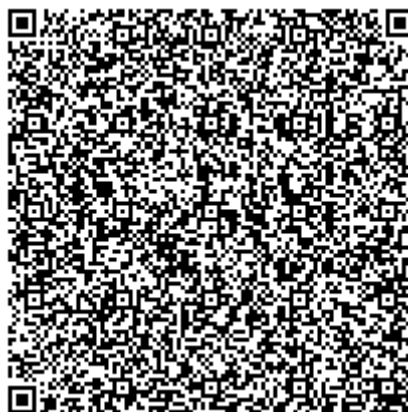
Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

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

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН: 7444052356
Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, 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
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2141

Регистрационный № 86551-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Машины координатно-измерительные портативные FARO

Назначение средства применений

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

Описание средства измерений

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

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

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

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

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

КИМ изготавливаются четырёх серий: Quantum S Max, Quantum M Max, Quantum E Max, Gage Max, отличающихся между собой метрологическими и некоторыми техническими характеристиками. В каждой серии выпускается несколько модификаций, отличающихся между собой количеством осей вращения, диапазоном и погрешностью измерений:

- серия Quantum S Max включает в себя пять модификаций с шестью и пять модификаций с семью осями вращения: 2,0 м; 2,5 м; 3,0 м; 3,5 м; 4,0 м;

- серия Quantum M Max включает в себя пять модификаций с шестью и пять модификаций с семью осями вращения: 2,0 м; 2,5 м; 3,0 м; 3,5 м; 4,0 м;

- серия Quantum E Max включает в себя пять модификаций с семью осями вращения: 2,0 м; 2,5 м; 3,0 м; 3,5 м; 4,0 м;

- серия Gage Max включает в себя одну модификацию с шестью осями вращения: 1,5 м.

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

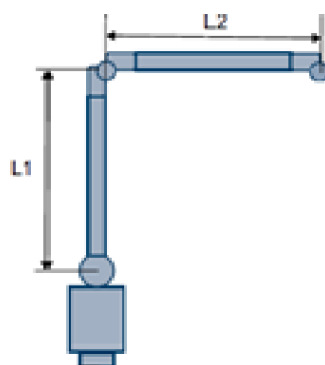


Рисунок 1 – Схема обозначения сегментов КИМ

Машины шестиосевых модификаций выпускаются только с контактными щупами. Машины семиосевых модификаций выпускаются с контактными щупами и дополнительно могут комплектоваться бесконтактными лазерными сканирующими головками FARO Laser Line Probe (LLP) моделей FAROBlu xR, FAROBlu xP, FAROBlu xS.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид машин координатно-измерительных портативных приведён на рисунке 2.



а)



б)



в)



г)



д)



е)

Рисунок 2 – Машины координатно-измерительные портативные FARO:
а) Gage Max, б) Quantum E Max; в) Quantum S Max с 6 осями вращения;
г) Quantum S Max с 7 осями вращения; д) Quantum M Max с 6 осями вращения; е) Quantum M
Max с 7 осями вращения

Общий вид бесконтактных лазерных измерительных головок приведён на рисунке 3.



Рисунок 3 – Бесконтактные лазерные измерительные головки:
а) FAROBlu xR; б) FAROBlu xP, в) FAROBlu xS, г) установленная на щуп

Маркировочная наклейка с заводским номером КИМ и место нанесения знака утверждения типа средства измерений приведены на рисунке 4.

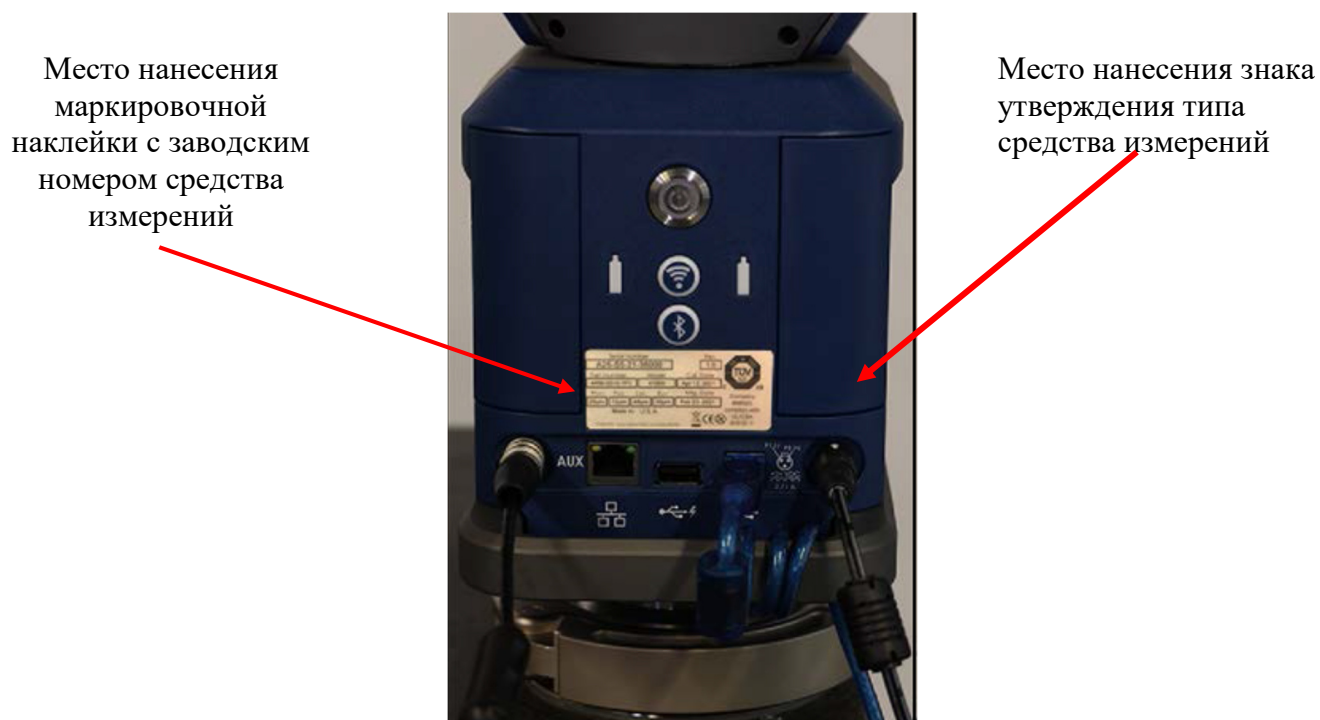


Рисунок 4 – Места нанесения маркировочной наклейки с заводским номером и знака утверждения типа средства измерений

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

Программное обеспечение

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

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

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	Metrolog X4	Autodesk Power Inspect	FARO CAM2	Poly Works
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	V.7	V.10	V.10	V.2016
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-			

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики КИМ серии Quantum S Max с шестью осями вращения

Наименование характеристики	Значение				
Модификация	Quantum S Max 2,0 м 6 осей	Quantum S Max 2,5 м 6 осей	Quantum S Max 3,0 м 6 осей	Quantum S Max 3,5 м 6 осей	Quantum S Max 4,0 м 6 осей
Диапазон измерений, м	от 0 до 2,0	от 0 до 2,5	от 0 до 3,0	от 0 до 3,5	от 0 до 4,0
Повторяемость результата измерений координат точки (при измерениях контактным датчиком), мм	0,030	0,032	0,046	0,064	0,078
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений геометрических параметров (при измерениях контактным датчиком), мм	±0,024	±0,026	±0,038	±0,052	±0,063

Таблица 3 - Метрологические характеристики КИМ серии Quantum S Max с семью осями вращения

Наименование характеристики	Значение				
Модификация	Quantum S Max 2,0 м 7 осей	Quantum S Max 2,5 м 7 осей	Quantum S Max 3,0 м 7 осей	Quantum S Max 3,5 м 7 осей	Quantum S Max 4,0 м 7 осей
Диапазон измерений, м	от 0 до 2,0	от 0 до 2,5	от 0 до 3,0	от 0 до 3,5	от 0 до 4,0
Повторяемость результата измерений координат точки (при измерениях контактным датчиком), мм	0,040	0,044	0,074	0,090	0,108
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений геометрических параметров (при измерениях контактным датчиком), мм	±0,025	±0,028	±0,050	±0,062	±0,076

Наименование характеристики	Значение				
Модификация	Quantum S Max 2,0 м 7 осей	Quantum S Max 2,5 м 7 осей	Quantum S Max 3,0 м 7 осей	Quantum S Max 3,5 м 7 осей	Quantum S Max 4,0 м 7 осей
Допускаемое отклонение положения координат центра сферы при многократных измерениях, мм, при измерениях лазерным сканером:					
- LLP xR	±0,030	±0,034	±0,040	±0,054	±0,068
- LLP xP	±0,038	±0,042	±0,048	±0,061	±0,074
- LLP xS	±0,046	±0,050	±0,055	±0,068	±0,080

Таблица 4 - Метрологические характеристики КИМ серии Quantum M Max с шестью осями вращения

Наименование характеристики	Значение				
Модификация	Quantum M Max 2,0 м 6 осей	Quantum M Max 2,5 м 6 осей	Quantum M Max 3,0 м 6 осей	Quantum M Max 3,5 м 6 осей	Quantum M Max 4,0 м 6 осей
Диапазон измерений, м	от 0 до 2,0	от 0 до 2,5	от 0 до 3,0	от 0 до 3,5	от 0 до 4,0
Повторяемость результата измерений координат точки (при измерениях контактным датчиком), мм	0,035	0,038	0,052	0,068	0,084
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений геометрических параметров (при измерениях контактным датчиком), мм	±0,027	±0,030	±0,042	±0,056	±0,067

Таблица 5 - Метрологические характеристики КИМ серии Quantum M Max с семью осями вращения

Наименование характеристики	Значение				
Модификация	Quantum M Max 2,0 м 7 осей	Quantum M Max 2,5 м 7 осей	Quantum M Max 3,0 м 7 осей	Quantum M Max 3,5 м 7 осей	Quantum M Max 4,0 м 7 осей
Диапазон измерений, м	от 0 до 2,0	от 0 до 2,5	от 0 до 3,0	от 0 до 3,5	от 0 до 4,0
Повторяемость результата измерений координат точки (при измерениях контактным датчиком), мм	0,045	0,049	0,080	0,096	0,118
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений геометрических параметров при измерениях контактным датчиком, мм	±0,029	±0,032	±0,054	±0,066	±0,082
Допускаемое отклонение положения координат центра сферы при многократных измерениях при измерениях лазерным сканером, мм:					
- LLP xR	±0,035	±0,039	±0,046	±0,062	±0,078
- LLP xP	±0,041	±0,046	±0,053	±0,067	±0,081
- LLP xS	±0,052	±0,056	±0,062	±0,076	±0,090

Таблица 6 - Метрологические характеристики КИМ серии Quantum E Max, Gage Max

Наименование характеристики	Значение					
	Quantum E Max 2,0 м 7 осей	Quantum E Max 2,5 м 7 осей	Quantum E Max 3,0 м 7 осей	Quantum E Max 3,5 м 7 осей	Quantum E Max 4,0 м 7 осей	
Модификация						Gage Max 1,5 м 6 осей
Диапазон измерений, м	от 0 до 2,0	от 0 до 2,5	от 0 до 3,0	от 0 до 3,5	от 0 до 4,0	от 0 до 1,5
Повторяемость результата измерений координат точки (при измерениях контактным датчиком), мм	0,060	0,055	0,088	0,110	0,136	0,024
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений геометрических параметров (при измерениях контактным датчиком), мм	±0,040	±0,046	±0,066	±0,082	±0,100	±0,022
Допускаемое отклонение положения координат центра сферы при многократных измерениях при измерениях лазерным сканером, мм:						
- LLP xR	±0,042	±0,048	±0,056	±0,076	±0,095	-
- LLP xP	±0,053	±0,059	±0,067	±0,085	±0,104	-
- LLP xS	±0,060	±0,065	±0,077	±0,085	±0,112	-

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение										
	6						7				
Количество осей вращения											
Модификация*	1,5 м	2,0 м	2,5 м	3,0 м	3,5 м	4,0 м	2,0 м	2,5 м	3,0 м	3,5 м	4,0 м
Габаритные размеры (длина сегмента L1), мм, не более	398	629	755	879	1004	1128	629	755	879	1004	1128
Габаритные размеры (длина сегмента L2), мм, не более	213	444	569	694	819	942	444	569	694	819	942
Масса, кг, не более	8,2	9,5	9,6	9,7	9,9	10,1	9,6	9,7	9,8	10,0	10,2
Напряжение электропитания, В	от 198 до 242										
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от +18 до +22 95										
* - для всех серий											

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Машина координатно-измерительная портативная FARO в комплекте (модификация в соответствии с заказом потребителя)	-	1 шт.
Транспортировочный кейс для КИМ	-	1 шт.
Футляр для щупа	-	1 шт.
3 мм щуп i-Probe	-	1 шт.
6 мм щуп i-Probe ¹⁾	-	1 шт.
Компенсационный конус FARO и Т-образное приспособление	-	1 шт.
Компенсационная сфера FARO ¹⁾	-	1 шт.
Источник питания	-	1 шт.
USB-кабель	-	1 шт.
USB-накопитель с установочными файлами драйверов устройства	-	1 шт.
Литий-ионный интеллектуальный аккумуляторный блок (по заказу)	-	1 шт.
Пылезащитный чехол	-	1 шт.
Сертификат заводской калибровки	-	1 экз.
Пластина для поверхностного монтажа	-	1 шт.
Рукоятка пистолетного типа ²⁾	-	1 шт.
Съемная панель кнопок ²⁾	-	1 шт.
Крышка крепления щупа ²⁾	-	1 шт.
Бесконтактная лазерная сканирующая головка FARO Laser Line Probe, модель в соответствии с заказом потребителя (по заказу) ²⁾	-	1 шт.
Программное обеспечение	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации на русском языке	-	1 экз.
¹⁾ – кроме серии Gage Max. ²⁾ – только для моделей с 7 осями вращения		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 9 «Методика измерений» документа «Машины координатно-измерительные портативные FARO. Руководство по эксплуатации.»

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

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

Техническая документация FARO Swiss Holding GmbH, Швейцария.

Правообладатель

FARO Swiss Holding GmbH, Швейцария
 Адрес: Wiesengasse 20, 8222 Beringen, Switzerland
 Телефон: +1 (800) 736-0234
 E-mail: support@faro.com

Изготовитель

FARO Swiss Holding GmbH, Швейцария
 Адрес: Wiesengasse 20, 8222 Beringen, Switzerland
 Телефон: +1 (800) 736-0234
 E-mail: support@faro.com

Испытательный центр

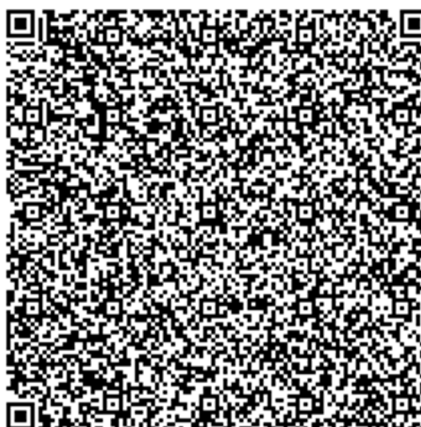
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

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

Телефон: +7 (495) 274-0101

E-mail: info@prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2141

Регистрационный № 86552-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термопреобразователи сопротивления платиновые TR61

Назначение средства измерений

Термопреобразователи сопротивления платиновые TR61 (далее – преобразователи температуры) предназначены для измерений температуры нефти в составе системы измерений количества и показателей качества нефти № 1008 на входе Марийского НПЗ (далее – СИКН).

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей температуры основан на преобразовании сигнала первичного термопреобразователя сопротивления в унифицированный выходной сигнал силы постоянного тока от 4 до 20 мА.

Преобразователи температуры состоят из измерительной вставки, представляющей из себя платиновый чувствительный элемент, помещенный в защитный чехол, который соединен с преобразователем измерительным iTemp РСР ТМТ 181 (далее – ИП) с унифицированным электрическим выходным сигналом постоянного тока. Электрическая цепь преобразователей температуры с чувствительными элементами выполнена по четырехпроводной схеме.

ИП конструктивно выполнен в корпусе из поликарбоната с расположенными на нем клеммами для подключения первичного термопреобразователя сопротивления и клеммами для вывода выходного сигнала и питания. Внутри корпуса расположен электронный блок с микропроцессором, обеспечивающим аналого-цифровое преобразование и обработку результатов преобразования. Все цепи (вход, выход, питание) гальванически развязаны.

Установка пломб на преобразователи температуры не предусмотрена. Нанесение знака поверки на преобразователи температуры не предусмотрено.

Заводские номера преобразователей температуры нанесены металлографическим способом на маркировочных табличках, закрепленных на корпусах преобразователей температуры. Единичные экземпляры преобразователей температуры имеют заводские № АА000114308, АА000214308, АА000314308, АА000414308, D3003B14308, D3003A14308.

Преобразователи температуры расположены в отопляемом помещении блок-бокса СИКН.

Общий вид преобразователей температуры представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид преобразователей температуры

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики преобразователей температуры приведены в таблицах 1, 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °C	от +5 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	±0,2

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип чувствительного элемента	1×Pt100 TF
Выходной сигнал силы постоянного тока, мА	от 4 до 20
Диаметр погружной части, мм	9
Длина погружной части, мм	80 150 300
– преобразователь температуры с заводским № D3003B14308;	
– преобразователи температуры с заводскими № AA000114308, AA000214308, AA000314308, D3003A14308;	
– преобразователь температуры с заводским № AA000414308	
Напряжение питания постоянного тока, В	от 8 до 35
Масса, кг, не более	2
Условия эксплуатации:	20±5
– температура окружающего воздуха, °C	
Степень защиты от влаги и пыли	IP66
Маркировка взрывозащиты	1Ex d IIC T6

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспортов преобразователей температуры печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность преобразователей температуры приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность преобразователей температуры

Наименование	Обозначение	Количество
Термопреобразователи сопротивления платиновые TR61, заводские № AA000114308, AA000214308, AA000314308, AA000414308, D3003B14308, D3003A14308	—	6 шт.
Технический паспорт	—	6 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Принцип измерения» документа «Техническое описание. Omnigrad S TR61».

Нормативные документы, устанавливающие требования к термопреобразователям сопротивления платиновым TR61

ГОСТ 8.885-2009 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры».

Правообладатель

Фирма «Endress+Hauser Sicestherm S.r.L.», Италия
Адрес: Via M.Luther King 7, 20060 Pessano con Bornago, Italy
Телефон: +49 7622 28 0
Факс: +49 7622 28 14 38
E-mail: info@ehsice.endress.com

Изготовитель

Фирма «Endress+Hauser Sicestherm S.r.L.», Италия
Адрес: Via M.Luther King 7, 20060 Pessano con Bornago, Italy
Телефон: +49 7622 28 0
Факс: +49 7622 28 14 38
E-mail: info@ehsice.endress.com

Испытательный центр

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

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

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

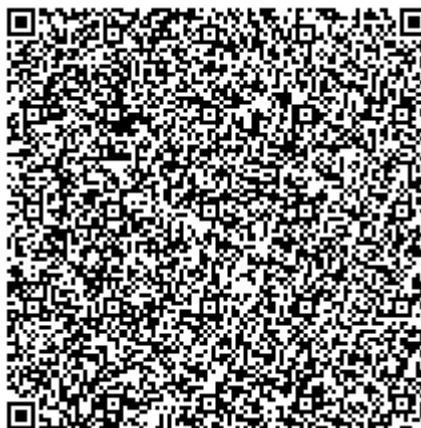
Телефон: 8(843) 272-70-62

Факс: 8(843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2141

Регистрационный № 86554-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики турбинные «ТОРНАДО»

Назначение средства измерений

Счетчики турбинные «ТОРНАДО» (далее – счетчики) предназначены для измерений объема жидкости в потоке.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на измерении числа оборотов турбины, вращающейся со скоростью, пропорциональной расходу жидкости, протекающей в трубопроводе.

Счетчики состоят из корпуса, узла измерительного и хомутового соединения.

Узел измерительный состоит из преобразователя электронного, турбины, магнитной муфты, обтекателя, корпуса, крышки и экрана. Крышка является герметичной перегородкой, отделяющей преобразователь электронный от рабочей полости корпуса счетчика. Обтекатель и экран служат для направления потока жидкости в рабочей полости корпуса. Вращающаяся турбина с магнитом создает переменное магнитное поле, которое фиксируется преобразователем электронным.

Преобразователь электронный состоит из электронной платы с дисплеем, датчика Холла, клавиш светодиодных, электрических разъемов для подачи напряжения питания на преобразователь электронный и выдачи импульсного сигнала на внешнее устройство, и служит для преобразования переменного магнитного поля в значения объема жидкости в потоке. Снятие показаний со счетчика осуществляется по индикатору дисплея, и/или по подключенному к преобразователю электронного внешнему устройству (контроллеру) и/или через радиомодуль. Клавиши светодиодные предназначены для настройки и переключения параметров счетчика. Преобразователь электронный размещен внутри взрывонепроницаемой оболочки.

Хомутовое соединение служит для соединения узла измерительного и корпуса счетчика в единую конструкцию. Корпус и крышка узла измерительного обеспечивают ограничение доступа к преобразователю электронному.

Счетчики монтируются к трубопроводу с помощью быстросъемных хомутов.

Счетчики выпускаются в двух исполнениях, отличающихся пределами допускаемой относительной погрешности и наличием или отсутствием радиомодуля.

Общий вид счетчиков представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид счетчиков

Пломбировка счетчиков осуществляется нанесением знака поверки давлением на свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные с помощью проволоки, проведенную через специальные отверстия в крышке узла измерительного, хомутового соединения и пробки.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки приведены на рисунке 2.

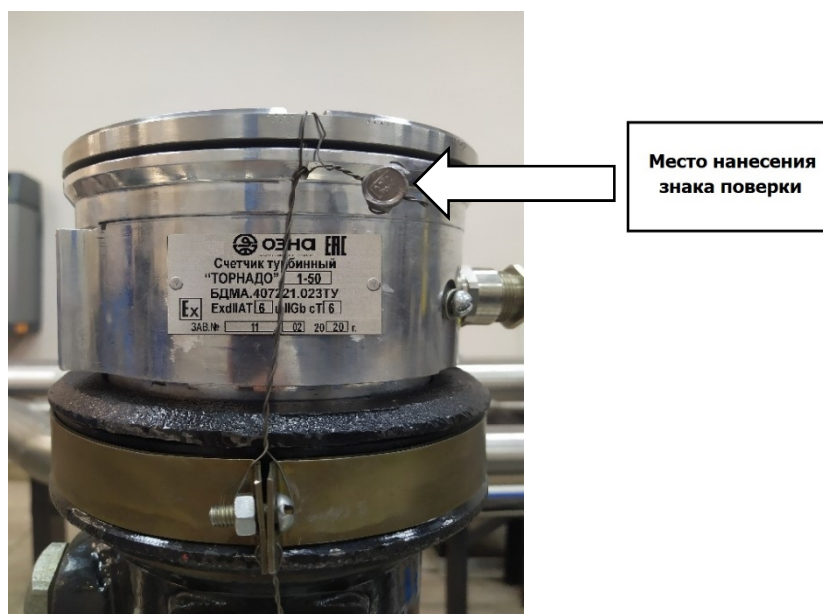


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Заводской номер наносится в числовом формате на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе узла измерительного счетчика, методом лазерной гравировки.

Обозначения мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Обозначения мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение счетчиков встроенное.

После включения питания программное обеспечение проводит ряд самодиагностических проверок, во время работы осуществляет сбор и обработку поступающих данных, а также циклическую проверку целостности конфигурационных данных.

Программное обеспечение счетчиков предназначено для обработки сигналов, выполнения математической обработки результатов измерений, обеспечения взаимодействия с периферийными устройствами, хранения в энергонезависимой памяти результатов измерений и их вывода на устройства индикации.

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

Метрологические характеристики средства измерений нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Программное обеспечение счетчика разделяется на метрологически значимую и метрологически незначимую части.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приводятся в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	Std
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 1.xxx ¹⁾
Цифровой идентификатор программного обеспечения	—
¹⁾ номер подверсии, предназначенный для отслеживания исходных текстов ПО в системе контроля версий изготовителя, может быть любым	

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование параметров	Значение			
Класс точности	1		2	
Номинальный диаметр	DN 50	DN 80	DN 50	DN 80
Диапазон объемного расхода жидкости, м ³ /ч	от 6 до 30	от 15 до 75	от 3 до 30	от 3 до 75
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объема жидкости в потоке, %	± 1,0		± 1,5	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	жидкость (вода, нефть, нефтепродукты)
Температура измеряемой среды, °C	от -45 до +95 ¹⁾
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0 до 6,3
Содержание парафина, объемное, %, не более	10
Кинематическая вязкость, м ² /с	от 0,295·10 ⁻⁶ до 120·10 ⁻⁶
Содержание сернистых соединений по весу, %, не более	3
Количество механических примесей, мг/л, не более	3000
Размер частиц механических примесей, мм, не более	5
Объемное расходное газосодержание, %, не более	1
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP67
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В	24±2,4
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,3
Габаритные размеры, мм, не более	
– высота	405
– ширина	185
– длина	220
Масса, кг, не более	25
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C	от -45 до +70
– относительная влажность, %	от 30 до 95
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 107
Средний срок службы, лет	8
Средняя наработка на отказ, ч	40000
Маркировка взрывозащиты	1ExdIIAT5...1ExdIIAT6 II Gb с T5....II Gb с T6
¹⁾ Конкретное значение указывается в паспорте	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе измерительного узла счетчика, методом лазерной гравировки и в верхнем левом углу титульных листов руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик турбинный	«ТОРНАДО»	1 шт.
Паспорт	ТРНД.50(80).00.00.000 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ТРНД.50(80).00.00.000 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 13 «Методика измерений» документа «Счетчики турбинные «ТОРНАДО». Руководство по эксплуатации» ТРНД.50(80).00.00.000 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

БДМА.407221.023 ТУ Счетчики турбинные «ТОРНАДО». Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество «ОЗНА – Измерительные системы»

(АО «ОЗНА – Измерительные системы»)

ИНН 0265037983

Адрес: 452607, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, д. 60

Телефон: +7(34767) 9-50-10, факс: +7(34767) 9-51-26

Web-сайт: www.ozna.ru

E-mail: ms@ozna.ru

Изготовитель

Акционерное общество «ОЗНА – Измерительные системы»

(АО «ОЗНА – Измерительные системы»)

ИНН 0265037983

Адрес: 452607, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, д. 60

Телефон: +7(34767) 9-50-10, факс: +7(34767) 9-51-26

Web-сайт: www.ozna.ru

E-mail: ms@ozna.ru

Испытательный центр

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

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

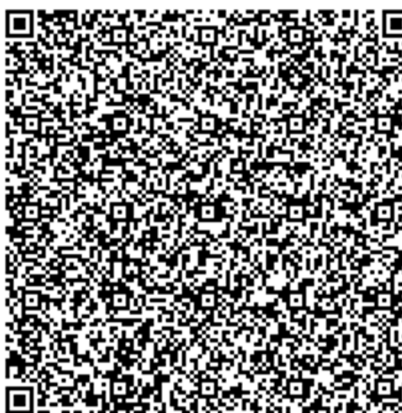
Фактический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

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

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2141

Регистрационный № 86555-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-700

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-700 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной вертикальный цилиндрический, номинальной вместимостью 700 м³.

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

Резервуар представляет собой наземный вертикально расположенный стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки, днища, крыши и понтона.

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

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабской цифры, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара. Знак поверки наносится в свидетельство о поверке резервуара.

Резервуар РВСП-700 с заводским номером 6 расположен по адресу: Ивановская область, г. Иваново, ул. 4-я Завокзальная, 40/6, Ивановская нефтебаза ООО «Газпромнефть-Терминал».

Общий вид резервуара РВСП-700 с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВСП-700 с указанием места нанесения заводского номера
Пломбирование резервуара РВСП-700 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	700
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,20

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

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСП-700	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)

ИНН 5406807595

Адрес: 630099, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Максима Горького,
д. 80, помещ. 13

Телефон: +7 (812) 679-56-00

Web-сайт: www.gazprom-neft.ru

E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)

ИНН 5406807595

Адрес: 630099, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Максима Горького,
д. 80, помещ. 13

Телефон: +7 (812) 679-56-00

Web-сайт: www.gazprom-neft.ru

E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Испытательный центр

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

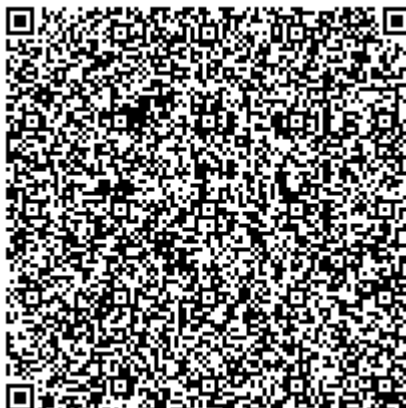
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

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



Регистрационный № 86556-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-1000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-1000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной вертикальный цилиндрический, номинальной вместимостью 1000 м³.

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

Резервуар представляет собой наземный вертикально расположенный стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки, днища и крыши.

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

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара. Знак поверки наносится в свидетельство о поверке резервуара.

Резервуар РВС-1000 с заводским номером 24 расположен по адресу: Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Полевая, 34, Новокузнецкая нефтебаза ООО «Газпромнефть-Терминал».

Общий вид резервуара РВС-1000 с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-1000 с указанием места нанесения заводского номера
Пломбирование резервуара РВС-1000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	1000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,20

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

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-1000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

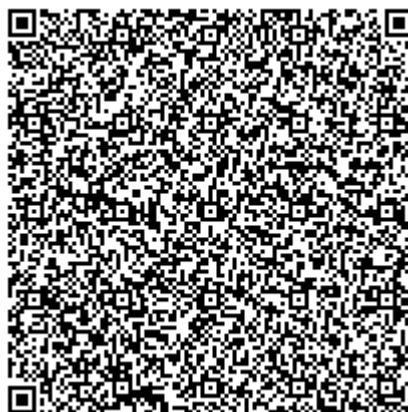
Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)
ИНН 5406807595
Адрес: 630099, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Максима Горького, д. 80, помещ. 13
Телефон: +7 (812) 679-56-00
Web-сайт: www.gazprom-neft.ru
E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)
ИНН 5406807595
Адрес: 630099, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Максима Горького, д. 80, помещ. 13
Телефон: +7 (812) 679-56-00
Web-сайт: www.gazprom-neft.ru
E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Испытательный центр

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2141

Регистрационный № 86557-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-200

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-200 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной вертикальный цилиндрический, номинальной вместимостью 200 м³.

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

Резервуар представляет собой наземный вертикально расположенный стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки, днища и крыши.

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

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара. Знак поверки наносится в свидетельство о поверке резервуара.

Резервуар РВС-200 с заводским номером 17 расположен по адресу: Тюменская область, Тобольский район, 256,9 км автомобильной дороги Тюмень-Ханты-Мансийск, 285 м правого поворота, Малозоркальцевское с/п, 2 строение 6/1, Тобольская нефтебаза ООО «Газпромнефть-Терминал».

Общий вид резервуара РВС-200 с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-200 с указанием места нанесения заводского номера
Пломбирование резервуара РВС-200 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	200
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,20

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

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-200	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)
ИНН 5406807595
Адрес: 630099, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Максима Горького, д. 80, помещ. 13
Телефон: +7 (812) 679-56-00
Web-сайт: www.gazprom-neft.ru
E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)
ИНН 5406807595
Адрес: 630099, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Максима Горького, д. 80, помещ. 13
Телефон: +7 (812) 679-56-00
Web-сайт: www.gazprom-neft.ru
E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

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

