

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» апреля 2022 г. № 915

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Резервуары вертикальные стальные цилиндрические	PBC-2000	Е	85183-22	105,106, 107	Общество с ограниченной ответственностью "Производственная компания "Красный Яр" (ООО ПК "Красный Яр"), Новосибирская обл., Новосибирский р-н, п. Красный Яр	Общество с ограниченной ответственностью "Производственная компания "Красный Яр" (ООО ПК "Красный Яр"), Новосибирская обл., Новосибирский р-н, п. Красный Яр	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "ННК-Хабаровский нефтеперерабатывающий завод" (АО "ННК-Хабаровский НПЗ"), г. Хабаровск	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	22.10.2021
2.	Резервуары вертикальные стальные цилиндрические	PBC-3000	Е	85184-22	1, 2	Общество с ограниченной ответственностью "Производственная компания "Красный Яр" (ООО ПК	Общество с ограниченной ответственностью "Производственная компания "Красный Яр" (ООО ПК	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "ННК-Хабаровский нефтеперерабатывающий завод" (АО "ННК-	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	22.10.2021

						"Красный Яр"), Новосибирская обл., Новосибирский р-н, п. Красный Яр	"Красный Яр"), Новосибирская обл., Новосибирский р-н, п. Красный Яр				Хабаровский НПЗ"), г. Хабаровск		
3.	Газосигнализаторы	ДГ	С	85185-22	ДГ-2У-1 зав.№ 8675, ДГ-3-У зав. № 3457777, ДГ-2-ПМ-2 зав. № 9472, ДГ-4-ПМ зав. № 9393, ДГ-5-ПМ зав. № 7213	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственная фирма "Полисервис" (ООО "НПФ "Полисервис"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственная фирма "Полисервис" (ООО "НПФ "Полисервис"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП 242-2453-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственная фирма "Полисервис" (ООО "НПФ "Полисервис"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	20.12.2021
4.	Установки поверочные для средств измерений коэффициента гармоник	РЭКГ-2	Е	85186-22	001, 002	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие "Радио, приборы и связь" (ООО "НПП "Радио, приборы и связь"), г. Нижний Новгород	Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений" (ФГУП "ВНИИФТРИ"), Московская обл., Солнечногорский р-н, г. Солнечногорск, р.п. Менделеево	ОС	651-21-045 МП	1 год	Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений" (ФГУП "ВНИИФТРИ"), Московская обл., Солнечногорский р-н, г. Солнечногорск, р.п. Менделеево	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская обл., Солнечногорский р-н, г. Солнечногорск, р.п. Менделеево	29.10.2021
5.	Анализаторы жидкости автоматиче-	Con 6 m	С	85187-22	Con 6 m LF зав.№№ 2000608, 2000607, 2000592,	Dr. Thiedig GmbH & Co KG, Германия	Dr. Thiedig GmbH & Co KG, Германия	ОС	МП 106-223-2021	1 год	Dr. Thiedig GmbH & Co KG, Германия	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им.	13.01.2022

	ские				Соп 6 m 2LF зав. №№ 2000606, 2000605, 2000604, 2000603, 2000339, 2000338, 2000337, Соп 6 m pH зав. №№ 2000300, 2000593, 2000594, 2000595, 2000596, 2000597, 2000598, 2000599, 2000600, 2000601, 2000602							Д.И. Менделе- ева", г. Екатеринбу- бург	
6.	Резервуары стальные горизон- тальные ци- линдриче- ские дву- стенные	РГД-25	Е	85188-22	19/4.04-01; 19/4.04- 02; 19/4.04-03	Общество с ограниченной ответственно- стью "ВСТ" (ООО "ВСТ"), Ставрополь- ский край, г. Пятигорск	Федеральное государствен- ное казенное учреждение "Войсковая часть 11380" (ФГКУ "В/ч 11380"), Крас- нодарский край, Темрюк- ский район, п. Стрелка, уроч- ище "Дубо- вый рынок"	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Федеральное государствен- ное казенное учреждение "Войсковая часть 11380" (ФГКУ "В/ч 11380"), Крас- нодарский край, Темрюк- ский район, п. Стрелка, уроч- ище "Дубо- вый рынок"	ФБУ "Красно- дарский ЦСМ", г. Краснодар	10.11.2021
7.	Аппаратура геодезиче- ская спутни- ковая	Trimble R12	С	85189-22	5946F00413, 6030F00645	Trimble Inc., США (произ- водственная площадка Flex Ltd., Мексика)	Trimble Inc., США	ОС	МП АПМ 92-20	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "Тримбл РУС" (ООО "Тримбл РУС"), г. Москва	ООО "Авто- прогресс-М", г. Москва	04.02.2022
8.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер-	Обозна- чение отсут- ствует	Е	85190-22	ЭПК1446/18	Акционерное общество "Энергопро- мышленная компания" (АО "ЭПК"), г. Екатеринбу-	Акционерное общество "Уралэлектро- медь" (АО "Уралэлектро- медь"), Сверд- ловская обл.,	ОС	МП 201- 004-2022	4 года	Акционерное общество "Энергопро- мышленная компания" (АО "ЭПК"), г. Ека- теринбург	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	18.01.2022

	ческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Уралэлектромедь"					бург	г. Верхняя Пышма						
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Кларити"	Обозначение отсутствует	Е	85191-22	117	Общество с ограниченной ответственностью "ЕЭС-Гарант" (ООО "ЕЭС-Гарант"), Московская обл., г.о. Красногорск	Общество с ограниченной ответственностью "Кларити" (ООО "Кларити"), Нижегородская обл., г. Дзержинск	ОС	МП 007-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Связь и энергетика" (ООО "Связь и энергетика"), г. Москва	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	14.02.2022
10.	Системы контроля уровня загазованности	СКЗ-12-Ех-01.М1	С	85192-22	373, 346	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие "Герда" (ООО "НПП "Герда"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие "Герда" (ООО "НПП "Герда"), г. Москва	ОС	МП 205-11-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие "Герда" (ООО "НПП "Герда"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	23.12.2021
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС	Обозначение отсутствует	Е	85193-22	209	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312235-179-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "Энергокомплекс", Челябинская обл., г. Магнитогорск	21.01.2022

	КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энерго-снабжения ОАО "РЖД" в границах Вологодской области												
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "БТК Текстиль" г. Тула	Обозначение отсутствует	Е	85194-22	115	Общество с ограниченной ответственностью "ЕЭС-Гарант" (ООО "ЕЭС-Гарант"), Московская обл., г.о. Красногорск	Общество с ограниченной ответственностью "ЕЭС-Гарант" (ООО "ЕЭС-Гарант"), Московская обл., г.о. Красногорск	ОС	МП 008-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Связь и энергетика" (ООО "Связь и энергетика"), г. Москва	ООО "Спец-энергопроект", г. Москва	18.02.2022
13.	Система измерений количества и параметров нефтегазодляной смеси УПСВ "Покровская" АО "Оренбургнефть"	Обозначение отсутствует	Е	85195-22	2614-18	Закрытое акционерное общество "Научно-инженерный центр Инком-систем" (ЗАО НИЦ "Инком-систем"), г. Казань	Акционерное общество "Оренбургнефть" (АО "Оренбургнефть"), Оренбургская обл., г. Бузулук	ОС	МП 19-01062-13-2021	1 год	Акционерное общество "Оренбургнефть" (АО "Оренбургнефть"), Оренбургская обл., г. Бузулук	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Самара	25.12.2020
14.	Модули инклинометрии и ГК LWD 48.04.00.00.00 забойной телеметрической си-	Обозначение отсутствует	С	85196-22	7	Акционерное общество "Научно-производственная фирма "Геофизика" (АО НПФ	Акционерное общество "Научно-производственная фирма "Геофизика" (АО НПФ	ОС	МП 203-28-2021	1 год	Акционерное общество "Научно-производственная фирма "Геофизика" (АО НПФ	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	23.07.2021

	стемы с гид- равлическим каналом свя- зи Вектор					"Геофизика"), г. Уфа	"Геофизика"), г. Уфа				"Геофизика"), г. Уфа		
--	--	--	--	--	--	-------------------------	-------------------------	--	--	--	-------------------------	--	--

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» апреля 2022 г. № 915

Регистрационный № 85183-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-2000

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-2000 (далее по тексту – резервуар) предназначены для измерений объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и 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.

К данному типу относится резервуары с заводскими номерами 105, 106, 107.

Резервуары расположены на территории резервуарного парка Акционерного общества «ННК-Хабаровский НПЗ» по адресу: 680011, Россия, Хабаровск, ул. Металлистов.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт, что обеспечивает идентификацию каждого образца резервуара, а также сохранность номера во время всего срока эксплуатации.

Нанесение знака поверки на резервуар не предусмотрено. Знак поверки рекомендуется наносить на свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством.

Конструкцией резервуара не предусмотрено пломбирование и нанесение знака утверждения типа.

Общий вид резервуаров представлен на рисунках 1-2.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров
с зав. №№ 105 и 106



Рисунок 2 – Общий вид резервуара с зав. № 107

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 1-2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара геометрическим методом, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар	РВС-2000	3 шт.
Паспорт	-	3 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 9 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам вертикальным стальным цилиндрическим РВС-2000

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 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» (Часть 3)

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Производственная компания «Красный Яр» (ООО ПК «Красный Яр»)

ИНН: 5433178882

Адрес: 630533, Новосибирская обл., Новосибирский р-н, п. Красный Яр, тер. Промышленная, здание 1, пом. 1.

Испытательный центр

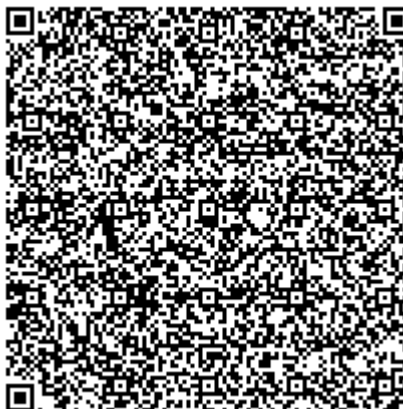
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

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

Тел.: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» апреля 2022 г. № 915

Регистрационный № 85184-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-3000

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-3000 (далее по тексту – резервуар) предназначены для измерений объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и 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.

К данному типу относится резервуары с заводскими номерами 1, 2.

Резервуары расположены на территории резервуарного парка Акционерного общества «ННК-Хабаровский НПЗ» по адресу: 680011, Россия, Хабаровск, ул. Металлистов.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт, что обеспечивает идентификацию каждого образца резервуара, а также сохранность номера во время всего срока эксплуатации.

Нанесение знака поверки на резервуар не предусмотрено. Знак поверки рекомендуется наносить на свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством.

Конструкцией резервуара не предусмотрено пломбирование и нанесение знака утверждения типа.

Общий вид резервуаров представлен на рисунках 1-2.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара с зав. № 1



Рисунок 2 – Общий вид резервуара с зав. № 2

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 1-2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	3000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара геометрическим методом, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар	РВС-3000	2 шт.
Паспорт	-	2 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 9 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам вертикальным стальным цилиндрическим РВС-3000

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 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» (Часть 3)

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Производственная компания «Красный Яр» (ООО ПК «Красный Яр»)

Адрес: 630533, Новосибирская обл., Новосибирский р-н, п. Красный Яр, тер. Промышленная, здание 1, пом. 1.

Испытательный центр

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

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

Тел.: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» апреля 2022 г. № 915

Регистрационный № 85185-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газосигнализаторы ДГ

Назначение средства измерений

Газосигнализаторы ДГ предназначены для измерений дозврывоопасных концентраций метана, пропана и объемной доли оксида углерода в воздухе и сигнализации о достижении заданных пороговых значений.

Описание средства измерений

Принцип действия газосигнализаторов ДГ (далее - сигнализаторы):

- объемной доли оксида углерода – электрохимический, основанный на измерении электрического тока, вырабатываемого электрохимической ячейкой в результате химической реакции с участием молекул определяемого компонента;

- дозврывоопасных концентраций метана или пропана – термокаталитический, основанный на измерении теплового эффекта от сгорания анализируемого компонента на поверхности катализатора.

Способ забора пробы – диффузионный.

Сигнализаторы являются стационарными одно- или двухканальными приборами непрерывного действия.

Сигнализаторы выпускаются в пяти моделях (ДГ-1, ДГ-2, ДГ-3, ДГ-4, ДГ-5), отличающихся конструктивным исполнением, материалом корпуса, видом выходных сигналов, определяемым компонентом и порогами срабатывания сигнализации.

Сигнализаторы обеспечивают выходные сигналы, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Отличительные признаки сигнализаторов

Условное наименование	Обозначение	Материал корпуса	Определяемый компонент	Порог срабатывания		Выходные сигналы
				Порог 1	Порог 2	
ДГ-1-У-1	АТПН.413412.001	Металл	СО	50 млн ⁻¹	-	- световые и звуковые сигналы - релейный выходной сигнал
ДГ-1-У-2	АТПН.413412.001-01	Пластик	СО	50 млн ⁻¹	-	
ДГ-1-ПМ-1	АТПН.413412.001-02	Металл	СН ₄	10 % НКПР	-	
			С ₃ Н ₈	20 % НКПР	-	
ДГ-1-ПМ-2	АТПН.413412.001-03	Пластик	СН ₄	10 % НКПР	-	- световые и звуковые сигналы - релейный выходной сигнал
			С ₃ Н ₈	20 % НКПР	-	
ДГ-1-УПМ-1	АТПН.413412.001-04	Металл	СО	50 млн ⁻¹	-	
			СН ₄	10 % НКПР	-	
			С ₃ Н ₈	20 % НКПР	-	
ДГ-1-УПМ-2	АТПН.413412.001-05	Пластик	СО	50 млн ⁻¹	-	- релейный выходной сигнал
			СН ₄	10 % НКПР	-	
			С ₃ Н ₈	20 % НКПР	-	

Продолжение таблицы 1

Условное наименование	Обозначение	Материал корпуса	Определяемый компонент	Порог срабатывания		Выходные сигналы
				Порог 1	Порог 2	
ДГ-2-У-1	АТПН.413412.002	Металл	СО	50 млн ⁻¹	-	- световые и звуковые сигналы - цифровой выход, интерфейс RS-485 по протоколу ModbusRTU
ДГ-2-У-2	АТПН.413412.002-01	Пластик	СО	50 млн ⁻¹	-	
ДГ-2-ПМ-1	АТПН.413412.002-02	Металл	СН ₄	10% НКПР	-	
			С ₃ Н ₈	20 % НКПР	-	
ДГ-2-ПМ-2	АТПН.413412.002-03	Пластик	СН ₄	10 % НКПР	-	
			С ₃ Н ₈	20 % НКПР	-	
ДГ-2-УПМ-1	АТПН.413412.002-04	Металл	СО	50 млн ⁻¹	-	
			СН ₄	10 % НКПР	-	
			С ₃ Н ₈	20 % НКПР	-	
ДГ-2-УПМ-2	АТПН.413412.002-05	Пластик	СО	50 млн ⁻¹	-	
			СН ₄	10 % НКПР	-	
			С ₃ Н ₈	20 % НКПР	-	
ДГ-3-У	АТПН.413412.003	Металл	СО	20 млн ⁻¹	100 млн ⁻¹	- показания встроенного дисплея - световые и звуковые сигналы - релейный выходной сигнал
ДГ-4-У	АТПН.413412.005	Пластик	СО	50 млн ⁻¹	100 млн ⁻¹	- световые и звуковые сигналы - релейный выходной сигнал - цифровой выход, интерфейс RS-485 по протоколу Modbus-RTU
ДГ-4-ПМ	АТПН.413412.005-01	Пластик	СН ₄	10% НКПР	40 % НКПР	
			С ₃ Н ₈	20% НКПР	-	
ДГ-4-УПМ	АТПН.413412.005-02	Пластик	СН ₄	10% НКПР	40 % НКПР	
			С ₃ Н ₈	20% НКПР	-	
			СО	50 млн ⁻¹	100 млн ⁻¹	
			СН ₄ С ₃ Н ₈	-	10% НКПР 20% НКПР	
			СО		50 млн ⁻¹	

Продолжение таблицы 1

Условное наименование	Обозначение	Материал корпуса	Определяемый компонент	Порог срабатывания		Выходные сигналы
				Порог 1	Порог 2	
ДГ-5-У	АТПН.413412.004	Пластик	СО	50 млн ⁻¹	100 млн ⁻¹	- световые и звуковые сигналы - релейный выходной сигнал - управление автоматическим отсечным клапаном
ДГ-5-ПМ	АТПН.413412.004-01		СН ₄	10% НКПР	40 % НКПР	
			С ₃ Н ₈	20% НКПР	-	
			СН ₄	10% НКПР	-	
			С ₃ Н ₈	20% НКПР	-	
ДГ-5-УПМ	АТПН.413412.004-02		СО	50 млн ⁻¹	-	
Примечания 1 Сигнализатор ДГ-4-УПМ при одновременном срабатывании сигнализации по обоим измерительным каналам выдает информацию о срабатывании Порога 2. 2 Сигнализаторы горючих газов настраиваются только на один определяемый компонент (метан или пропан).						

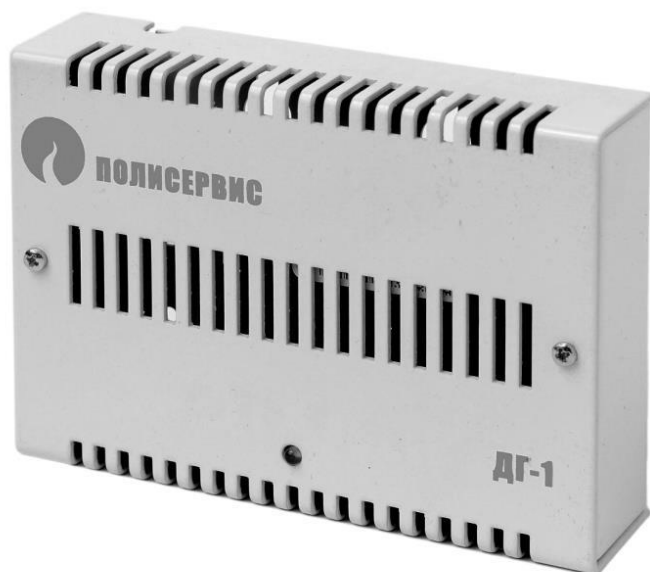
Конструктивно сигнализаторы выполнены одноблочными в металлическом или пластиковом корпусе, внутри которого расположена плата с установленными на ней электронными компонентами и чувствительными электрохимическим и (или) термокаталитическим сенсорами.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводские номера наносятся на табличку, расположенную на корпусе сигнализатора.

Общий вид сигнализаторов и схема пломбирования корпуса от несанкционированного доступа представлены на рисунках 1 - 4.

Заводской номер и знак утверждения типа наносятся на табличку, расположенную на корпусе сигнализатора, общий вид таблички приведен на рисунке 5.



а) металлический корпус



б) пластиковый корпус

Рисунок 1 - Общий вид сигнализаторов моделей ДГ-1 и ДГ-2
(сигнализаторы моделей ДГ-1 и ДГ-2 имеют одинаковы внешний вид)

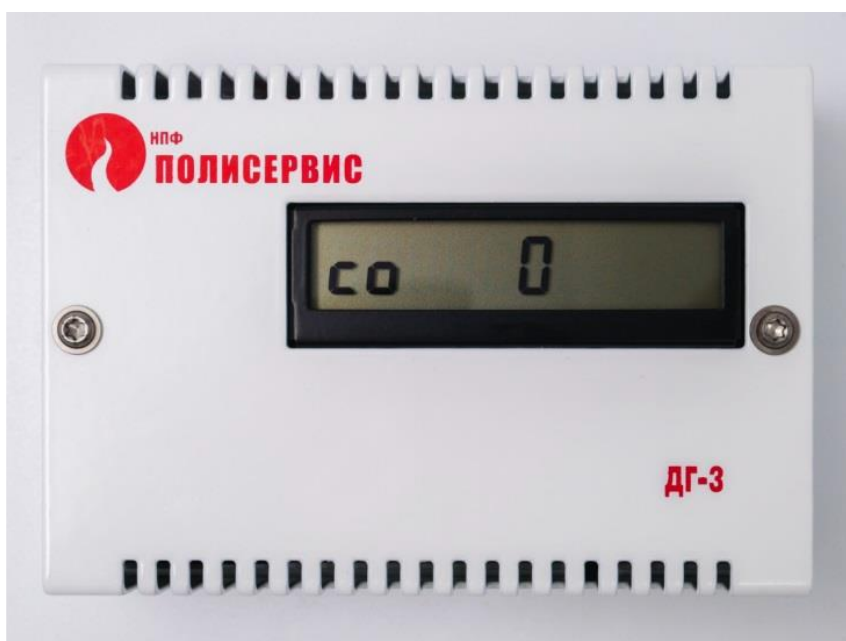


Рисунок 2- Общий вид сигнализаторов модели ДГ-3
(сигнализаторы моделей ДГ-1, ДГ-2 и ДГ-3 не пломбируются).



Рисунок 3- Общий вид сигнализаторов модели ДГ-4 и схема пломбирования корпуса сигнализатора от несанкционированного доступа (пломба наносится на стык между платой и корпусом методом наклейки)



Рисунок 4- Общий вид сигнализаторов модели ДГ-5 и схема пломбирования корпуса сигнализатора от несанкционированного доступа (пломба наносится на крепежное отверстие корпуса и крышки методом наклейки)



Рисунок 5 - Общий вид таблички с маркировкой сигнализатора

Программное обеспечение

Сигнализаторы имеют встроенное программное обеспечение (ПО), разработанное изготовителем специально для решения задач измерения содержания определяемых компонентов и сигнализации о достижении пороговых значений в воздухе рабочей зоны.

Встроенное ПО обеспечивает:

- прием, обработку и передачу измерительной информации;
- отображение результатов измерений на дисплее (при его наличии);
- проведение градуировки сигнализаторов;
- сигнализацию при достижении установленных пороговых значений.

Встроенное ПО сигнализаторов реализует следующие расчетные алгоритмы:

- 1) непрерывное сравнение текущих результатов измерений с заданными пороговыми значениями срабатывания сигнализации;
- 2) непрерывную самодиагностику аппаратной части сигнализатора.

Номер версии программного обеспечения указывается в паспорте на сигнализатор.

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик сигнализаторов.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	GAS_meter2_p370
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V2.3
Цифровой идентификатор (алгоритм CRC32)	0B424h
Примечание – Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значение контрольной суммы, указанное в таблице, относится только к файлу встроенного ПО указанной версии.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Номинальные значения порогов срабатывания сигнализации и пределы допускаемой погрешности сигнализаторов модели ДГ-1 и ДГ-2

Определяемый компонент	Номинальное значение порога срабатывания сигнализации	Пределы допускаемой погрешности сигнализатора	
		абсолютной	относительной
Оксид углерода (CO)	50 млн ⁻¹	-	±20 %
Метан (CH ₄)	10 % НКПР	±5 % НКПР	-
Пропан (C ₃ H ₈)	20 % НКПР	±5 % НКПР	-
Примечание - Значения НКПР указаны в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020.			

Таблица 4 – Номинальные значения порогов срабатывания сигнализации и пределы допускаемой погрешности сигнализаторов модели ДГ-3

Определяемый компонент	Номинальное значение порога срабатывания сигнализации	Пределы допускаемой относительной погрешности сигнализатора
Оксид углерода (CO)	20 млн ⁻¹	±20 %
	100 млн ⁻¹	±20 %
Примечание – Сигнализаторы обеспечивают измерение ПДК оксида углерода с точностью, указанной в Постановлении Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»		

Таблица 5 – Номинальные значения порогов срабатывания сигнализации и пределы допускаемой погрешности сигнализаторов модели ДГ-4, ДГ-5

Определяемый компонент	Номинальное значение порога срабатывания сигнализации	Пределы допускаемой погрешности сигнализатора	
		абсолютной	относительной
Оксид углерода (CO)	50 млн ⁻¹	-	±20 %
	100 млн ⁻¹	-	±20 %
Метан (CH ₄)	10 % НКПР	±5 % НКПР	-
	40 % НКПР	±5 % НКПР	-
Пропан (C ₃ H ₈)	20 % НКПР	±5 % НКПР	-
Примечание - Значения НКПР указаны в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020.			

Таблица 6– Метрологические характеристики сигнализаторов

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева сигнализаторов, мин, не более	2
Время срабатывания сигнализации, с, не более:	
- метан, пропан	10
- оксид углерода	50

Таблица 7 – Основные технические характеристики сигнализаторов

Наименование характеристики	Значение
Электрическое питание осуществляется от источника напряжения постоянного тока, В:	
- ДГ-1, ДГ-2, ДГ-4	от 11 до 28
- ДГ-3 (при питании от элементов питания типа АА)	от 2,5 до 3,5
- ДГ-3 (при питании от внешнего источника)	от 5 до 30
Электрическое питание сигнализаторов ДГ-5 осуществляется напряжением питания от сети переменного тока, В, частотой (50±1) Гц	от 187 до 242
Мощность, потребляемая сигнализаторами ДГ-5, В·А, не более	5,0
Средняя наработка до отказа, ч	15 000
Средний срок службы, лет ¹⁾	5
Степень защиты корпуса сигнализаторов по ГОСТ 14254-2015:	
- ДГ-1, ДГ-2, ДГ-3, ДГ-5	IP30
- ДГ-4	IP65
¹⁾ Без учета срока службы первичных измерительных преобразователей.	

Таблица 8 – Потребляемый электрический ток

Условное наименование сигнализатора	Потребляемый электрический ток, мА, не более
ДГ-1-У-1, ДГ-1-У-2, ДГ-2-У-1, ДГ-2-У-2	40
ДГ-1-ПМ-1, ДГ-1-ПМ-2, ДГ-1-УПМ-1, ДГ-1-УПМ-2, ДГ-2-ПМ-1, ДГ-2-ПМ-2, ДГ-2-УПМ-1, ДГ-2-УПМ-2, ДГ-4-ПМ, ДГ-4-УПМ	120
ДГ-3 (при питании от элементов питания типа АА)	15
ДГ-3 (при питании от внешнего источника)	20
ДГ-4-У	60

Таблица 9 – Габаритные размеры и масса сигнализаторов

Модель сигнализатора	Габаритные размеры, мм, не более				Масса, кг, не более
	ширина	длина	высота	диаметр	
ДГ-1, ДГ-2 (металлический корпус)	105	75	30	-	0,23
ДГ-1, ДГ-2 (пластиковый корпус)	-	-	54	100	0,155
ДГ-3	105	75	31	-	0,35
ДГ-4	140	96	55	-	0,27
ДГ-5	110	70	40	-	0,35

Таблица 10 – Условия эксплуатации сигнализаторов

Модель сигнализатора	Диапазон температуры окружающей среды, °С	Относительная влажность окружающей среды (при температуре 40 °С), %	Диапазон атмосферного давления, кПа
ДГ-1, ДГ-2, ДГ-5	от -10 до + 50	до 95	От 96 до 108 кПа
ДГ-3	от -20 до + 50		
ДГ-4	от -40 до + 50		

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист (центр листа) руководства по эксплуатации типографским способом, на табличку на корпусе сигнализатора.

Комплектность средства измерений

Таблица 11 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Газосигнализатор ДГ	-	1 шт.	Модель по заказу
Руководство по эксплуатации	АТПН.413412.001 РЭ или АТПН.413412.002 РЭ или АТПН.413412.003 РЭ или АТПН.413412.004 РЭ или АТПН.413412.005 РЭ	1 экз.	В зависимости от модели
Паспорт	АТПН.413412.001ПС или АТПН.413412.001-01ПС или АТПН.413412.001-02ПС или АТПН.413412.001-03ПС или АТПН.413412.001-04 ПС или АТПН.413412.001-05 ПС или АТПН.413412.002 ПС или АТПН.413412.002-01 ПС или АТПН.413412.002-02 ПС или АТПН.413412.002-03 ПС или АТПН.413412.002-04 ПС или АТПН.413412.002-05 ПС или АТПН.413412.003 ПС или АТПН.413412.005 ПС или АТПН.413412.005-01 ПС или АТПН.413412.005-02 ПС или АТПН.413412.004 ПС или АТПН.413412.004-01 ПС или АТПН.413412.004-02 ПС	1 экз.	В зависимости от модели

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 руководства по эксплуатации АТПН.413412.001 РЭ, АТПН.413412.002 РЭ, АТПН.413412.003 РЭ, АТПН.413412.004 РЭ, АТПН.413412.005 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газосигнализаторам ДГ

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах, утвержденная Приказом Росстандарта от 31 декабря 2020 года N 2315

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

ГОСТ 27540-87 Сигнализаторы горючих газов и паров термохимические. Общие технические условия

АТПН.413412.001 ТУ Газосигнализаторы ДГ. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственная фирма «Полисервис» (ООО «НПФ «Полисервис»)

ИНН 7820037297

Адрес: 196650, г. Санкт-Петербург, Колпино, Территория Ижорский завод, д. 22, лит. ДМ, пом. 1.1

Телефон/факс: (812) 449-19-92

Web сайт: www.npfpol.ru

E-mail: office@nfpol.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

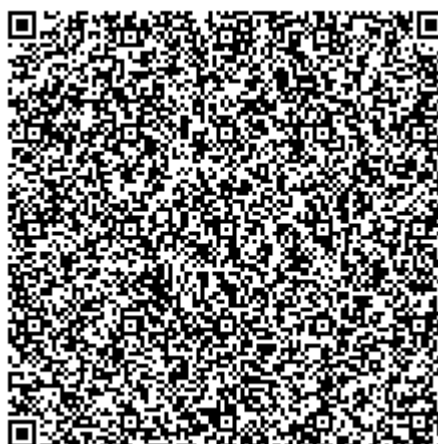
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14

Web сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» апреля 2022 г. № 915

Регистрационный № 85186-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки поверочные для средств измерений коэффициента гармоник РЭКГ-2

Назначение средства измерений

Установки поверочные для средств измерений коэффициента гармоник РЭКГ-2 (далее по тексту – установки) предназначены для воспроизведения, хранения и передачи размера единицы коэффициента гармоник рабочим эталонам 1-го разряда.

Описание средства измерений

Установки представляют собой совокупность функционально объединенных калибратора коэффициента гармоник (далее - КГ), компаратора КГ, устройства управления (далее - УУ). Принцип действия калибратора КГ основан на раздельном формировании сигналов первой и высших гармоник от единого задающего генератора, их суммировании и уравнивании на выходе сумматора по детектору среднего квадратических значений (далее – СКЗ). Формирование сигнала высших гармоник осуществляется с использованием широкополосных аналоговых перемножителей сигналов. Установка калиброванных значений КГ проводится точным делением напряжения гармоник эталонным делителем напряжения. Компаратор КГ построен по принципу широкополосного милливольтметра СКЗ с последовательно включенными блоками перестраиваемых режекторных и полосовых фильтров перед детектором СКЗ. УУ осуществляет управление узлами и блоками установки и обеспечивает взаимодействие установки с персональным компьютером (далее – ПК) через порты USB, RS-232 и RS-485. УУ содержит буферную память для хранения постоянных и перепрограммируемых данных и энергонезависимую память, в которой хранятся калибровочные коэффициенты. Кроме того, в УУ входит АЦП, осуществляющий измерения напряжения по семи аналоговым каналам и четырехканальный частотомер.

Для работы с установками используется внешний ПК со специальным программным обеспечением (далее – ПО), которое осуществляет прием, обработку и индикацию измерительной информации и с помощью которого оператор управляет режимами работы установок.

Конструктивно установки выполнены в металлическом корпусе настольного типа. Общий вид установок, место нанесения знака утверждения типа и обозначение мест нанесения знака поверки приведены на рисунке 1.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения заводского номера и даты выпуска представлены на рисунке 2.



Рисунок 1 - Общий вид установки и места нанесения знака утверждения типа и знака поверки



Рисунок 2 - Задняя панель установки, место нанесения заводского номера и даты выпуска прибора, места пломбировки

Программное обеспечение

ПО установок имеет структуру с разделением на метрологически значимую и метрологически незначимую части.

В установке имеется защита ПО контроллера от преднамеренного и непреднамеренного изменений:

- без нарушения целостности конструкции установки и заводских пломб невозможно удаление/замена контроллера или замена встроенного ПО;
- доступ к калибровочным и регулировочным коэффициентам со стороны интерфейса защищен паролем.

Конструкция установок исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	rekg-2.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих частот по первой гармонике, Гц	от 10 до $2 \cdot 10^5$
Значения фиксированных частот в режиме работы от внутреннего генератора	10; 20; 200 Гц 1; 20; 100; 200 кГц
Пределы допускаемой относительной погрешности установки фиксированных частот первой гармонике, %	$\pm 0,01$
Диапазон хранения и передачи единицы КГ на частотах, %: - от 10 Гц до 20 кГц - 100 и 200 кГц	от 0,001 до 100 от 0,003 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования КГ, %	$\pm (A_0 \cdot 10^{-2} \text{ КГ} + \Delta \text{ КГ})^*$
Количество спектров сигнала, формируемого калибратором КГ	7
Выходное напряжение первой гармонике, В	$(0,4 \pm 0,04)$ и $(0,8 \pm 0,08)$
Среднее квадратическое отклонение результата измерений при передаче единицы КГ компаратором, %	от $5 \cdot 10^{-5}$ до 0,01**
* $A_0 = (0,3 - 0,6)$ – зависит от структуры спектра и частоты формируемого сигнала; КГ – формируемое значение КГ, %; $\Delta \text{КГ} = 0,0003$ % на частотах 10 и 20 Гц; $\Delta \text{КГ} = 0,0002$ % на частотах 200 Гц и 1 кГц, %; $\Delta \text{КГ} = 0,0004$ % на частоте 20 кГц и $\Delta \text{КГ} = 0,0006$ % на частотах 100 и 200 кГц. ** Зависит от значений частоты и КГ компарируемых сигналов.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжением переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 198 до 242 от 99,5 до 50,5
Потребляемая мощность, В·А, не более	65
Габаритные размеры, мм, не более: - высота - ширина - длина	215 485 450
Масса (без ПК), кг, не более	12
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа (мм рт.ст.)	от 15 до 25 от 30 до 80 от 84 до 106 (от 630 до 795)

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель установки методом офсетной печати и в эксплуатационной документации на титульных листах типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность установок (заводские номера 001 и 002)

Наименование	Обозначение	Количество
Установка поверочная для средств измерений коэффициента гармоник РЭКГ-2	РПИС.411734.005-01	1 шт.
Кабель соединительный ВЧ		2 шт.
Кабель USB		1 шт.
Шнур сетевого питания		1 шт.
Руководство по эксплуатации	РПИС.411734.005-01 РЭ	1 экз.
Методика поверки	651-21-045 МП	1 шт.
Формуляр	РПИС.411734.005-01 ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 документа РПИС.411734.005-01 РЭ «Установка поверочная для средств измерений коэффициента гармоник РЭКГ-2. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам поверочным для средств измерений коэффициента гармоник РЭКГ-2

ГОСТ 8.762-2011 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений коэффициента гармоник»

РПИС.411734.005-01 ТУ Установка поверочная для средств измерений коэффициента гармоник РЭКГ 2. Технические условия.

Изготовитель:

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Радио, приборы и связь» (ООО «НПП «Радио, приборы и связь»)

ИНН 5261004288

Адрес: 603009, г. Нижний Новгород, пр. Гагарина, д.168, офис 310

Телефон (факс): (831) 466-17-77

Web-сайт: rpis.ru

E-mail: rpis@mail.ru

Испытательный центр:

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

Адрес: 141570, Московская обл., Солнечногорский р-н, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон (факс): +7 (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 11.05.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» апреля 2022 г. № 915

Регистрационный № 85187-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы жидкости автоматические Con 6 m

Назначение средства измерений

Анализаторы жидкости автоматические Con 6 m (далее – анализаторы Con 6 m) предназначены для непрерывных измерений удельной электрической проводимости и показателя активности ионов водорода pH водных сред (котловой, питательной, технологической воды, конденсата и т.п.) пароводяных циклов электростанций, отопительных сетей, установок очистки, деминерализации и опреснения морской воды и т.п.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов Con 6 m основан на регистрации аналитического сигнала от первичных преобразователей. Анализаторы Con 6 m представляют собой стационарные автоматические приборы проточного типа.

Конструктивно анализаторы Con 6 m состоят из вторичного преобразователя и подключаемых к нему первичных преобразователей (датчиков), цифровых или аналоговых. Анализаторы изготавливаются в одинаковом корпусе в трех модификациях: LF и pH - одноканальные анализаторы для измерения УЭП и pH, соответственно; 2LF – двухканальный анализатор для измерения УЭП. Каждая модификация может быть изготовлена в двухпроводном (2-wire) или четырехпроводном (4-wire) исполнении. Четырехпроводное исполнение может быть оснащено функцией передачи цифровых данных через шину PROFIBUS DP. В двухпроводных и четырехпроводных исполнениях имеется возможность подключения цифрового датчика для измерения УЭП или pH типа Memosens, который не требует заземления и удобен для применения в полевых условиях. Все модификации анализаторов Con 6 m оснащены функцией термокомпенсации, датчики pH и УЭП имеют встроенные датчики температуры. Функция термокомпенсации приводит результат измерений pH или УЭП к температуре 25,0 °C, применима при температуре измеряемой жидкости от 0 до 60 °C. Для корректных измерений без использования термокомпенсации температура измеряемой жидкости должна находиться в интервале (25,0±0,2) °C. Имеется возможность подключения датчиков измерения концентрации растворенного кислорода, давления и расхода. Результаты измерений pH, УЭП, температуры жидкости, время и дата, расход выводятся на жидкокристаллический дисплей анализатора. Различные режимы работы анализатора (измерения, диагностика, калибровка), а также индикация ошибки либо превышения заданного значения измеряемого параметра сопровождаются разноцветной подсветкой дисплея.

Общий вид анализаторов Con 6 m представлен на рисунке 1.

Монтаж анализаторов возможен на стене, панели или на трубе. Для двухканального анализатора Con 6 m при монтаже на панели между двумя датчиками УЭП возможно подсоединение колонки с ионообменной смолой, как показано на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид анализатора Con 6 m (модификации LF, 2LF, pH)



а)



б)

Рисунок 2 – Общий вид анализаторов Con 6 m при монтаже на панели (а - двухканальная модификация 2LF с колонкой с ионообменной смолой, б – модификация pH)

Пломбирование анализаторов Con 6 m не предусмотрено.

Обозначения модификаций анализаторов Con 6 m и серийные номера в формате семизначного числа указаны на шильдиках в виде наклеек, расположенных на нижней боковой поверхности корпуса. Нанесение знака поверки на СИ не предусмотрено.

Программное обеспечение

Идентификационные данные встроенного программного обеспечения (ПО) анализаторов Con 6 m приведены в таблице 1.

Уровень защиты ПО анализаторов Con 6 m «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Влияние ПО учтено изготовителем при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение для модификаций		
	Con 6 m LF	Con 6 m 2LF	Con 6 m pH
Идентификационное наименование ПО	CC		pH
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.3.3		не ниже 1.2.2
Цифровой идентификатор ПО	-		-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций		
	Con 6 m LF	Con 6 m 2LF	Con 6 m pH
Диапазон измерений удельной электрической проводимости, мкСм/см	от 0,02 до 200		-
Диапазон измерений pH	-		от 0 до 14
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений удельной электрической проводимости, мкСм/см - без использования термокомпенсации - с использованием термокомпенсации	$\pm (0,01 \cdot X + 0,01)$ $\pm (0,03 \cdot X + 0,01)$, где X – измеренное значение УЭП, мкСм/см		-
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений pH - без использования термокомпенсации - с использованием термокомпенсации	-		$\pm 0,1$ $\pm 0,1$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций		
	Соп 6 m LF	Соп 6 m 2LF	Соп 6 m pH
Диапазон показаний удельной электрической проводимости, мкСм/см	от 0 до 1000		-
Диапазон показаний окислительно-восстановительного потенциала (ОВП), мВ	-		от – 1999 до 1999
Габаритные размеры корпуса анализатора, мм, не более - высота - ширина - длина	148 148 117		
Габаритные размеры панели (при монтаже анализатора на панели), мм, не более - высота - ширина - длина	850 300 220		850 200 120
Масса, кг, не более	2,0		
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 24 до 60 от 80 до 230 45/65		
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - температура измеряемой жидкости, °С - относительная влажность, %	от +5 до +45 от 0 до +60 от 10 до 95 (без конденсации)		

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист «Руководства по эксплуатации» типографским способом или в виде наклейки.

Комплектность средства измерения

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование изделия и его обозначение	Обозначение	Количество
Анализатор жидкости автоматический	Соп 6 m	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Примечание - Модификация поставляемого анализатора Соп 6 m в соответствии с заказом.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Руководстве по эксплуатации, раздел «Измерение».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам жидкости автоматическим Соп 6 m

Техническая документация изготовителя Dr. Thiedig GmbH & Co KG.

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии №2771 от 27.12.2018 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений удельной электрической проводимости жидкостей».

ГОСТ 8.120-2014 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений pH

Изготовитель

Dr. Thiedig GmbH & Co KG, Германия
Prinzenallee 78 – 79 13357 Berlin, Germany
Phone +49 (0)30 497769-0, Fax +49 (0)30 49 77 69–25
Deutsche Bank BLZ 100 700 00 Konto 7 760 101
SWIFT: DEUT DEBB
IBAN: DE18 1007 0000 0776 0101 00
Commerzbank BLZ 100 400 00 Konto 109 709 600
SWIFT: COBADEFFXXX
IBAN: DE07 1004 0000 0109 7096 00
info@thiedig.com, www.thiedig.com

Испытательный центр

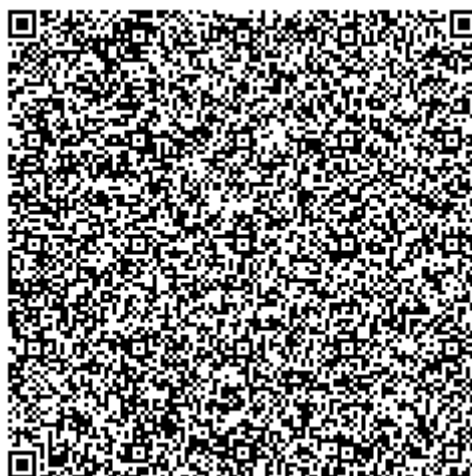
Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (УНИИМ - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

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

Телефон: (343) 350-26-18, факс: (343) 350-20-39.

E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц УНИИМ – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311373 от 19.10.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» апреля 2022 г. № 915

Регистрационный № 85188-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические двустенные РГД-25

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические двустенные РГД-25 (далее - резервуары) предназначены для приема и подземного хранения бензина, дизельного топлива.

Описание средства измерений

Тип резервуаров - стальные горизонтальные цилиндрические двустенные с номинальной вместимостью 25 м³.

Принцип действия резервуаров основан на измерении объема бензина и дизельного топлива в зависимости от уровня их наполнения.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические двустенные представляет собой стальную горизонтальную конструкцию, состоящую из цилиндрической части с двумя коническими днищами с двойной стенкой.

Резервуары оборудованы дыхательным клапаном, люком замерным для эксплуатации, наливным и сливным патрубками для приема и подземного хранения бензина, дизельного топлива.

Вариант установки резервуаров - подземный.

Место расположения резервуаров – Россия, Краснодарский край, Темрюкский район, п. Стрелка, урочище «Дубовый рынок».

В конструкции резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических двустенных РГД-25 отсутствуют элементы настройки и регулировки, несанкционированный доступ к которым может оказать влияние на их метрологические характеристики, включая показатели точности.

Заводские номера и буквенно-цифровые обозначения типа, обеспечивающие идентификацию каждого резервуара, нанесены типографическим способом в паспорта резервуаров и на поверхности крышек резервуаров методом окрашивания, с использованием трафаретов.

Эскиз общего вида резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических двустенных РГД-25 заводской номер 19/4.04-01; заводской номер 19/4.04-02, заводской номер 19/4.04-03 представлен на рисунке 1.

Фотографии крышек замерных люков резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических двустенных РГД-25 заводской номер 19/4.04-01; заводской номер 19/4.04-02, заводской номер 19/4.04-03 представлены на рисунках 2, 3, 4.

Фотографии заводских номеров резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических двустенных РГД-25 представлены на рисунках 5, 6, 7.

Нанесение знака поверки на резервуары стальные горизонтальные цилиндрические двустенные РГД-25 заводской номер 19/4.04-01; заводской номер 19/4.04-02, заводской номер 19/4.04-03 не предусмотрено.

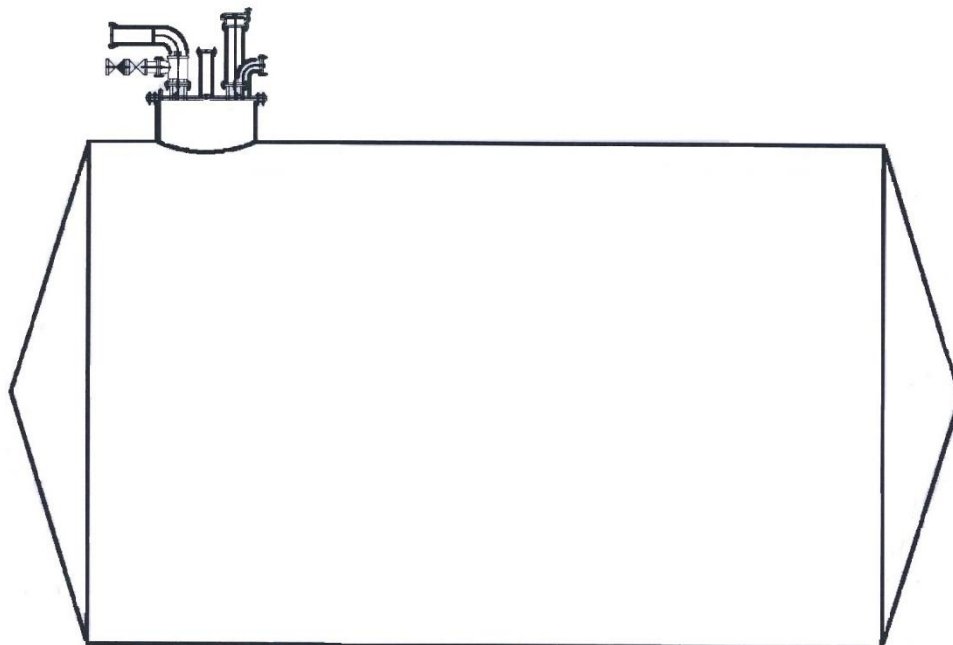


Рисунок 1- Эскиз общего вида резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических двустенных РГД-25 заводской номер 19/4.04-01; заводской номер 19/4.04-02, заводской номер 19/4.04-03



Рисунок 2- Фотография крышки замерного люка резервуара стального горизонтального цилиндрического двустенного РГД-25 заводской номер 19/4.04-01



Рисунок 3- Фотография крышки замерного люка резервуара стального горизонтального цилиндрического двустенного РГД-25 заводской номер 19/4.04-02



Рисунок 4- Фотография крышки замерного люка резервуара стального горизонтального цилиндрического двустенного РГД-25 заводской номер 19/4.04-03



Рисунок 5- Фотография заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического двустенного РГД-25 заводской номер 19/4.04-01

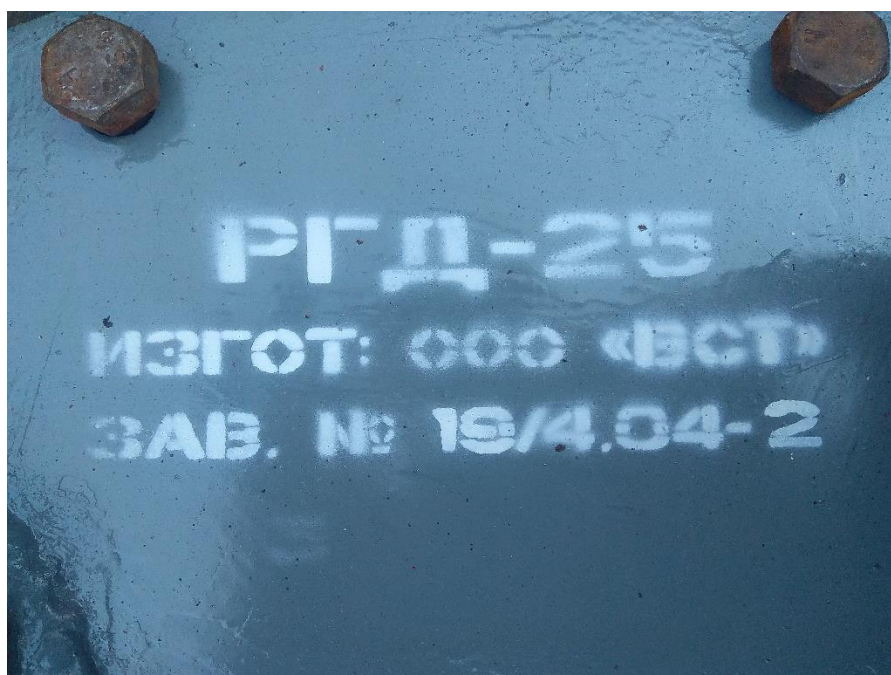


Рисунок 6- Фотография заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического двустенного РГД-25 заводской номер 19/4.04-02

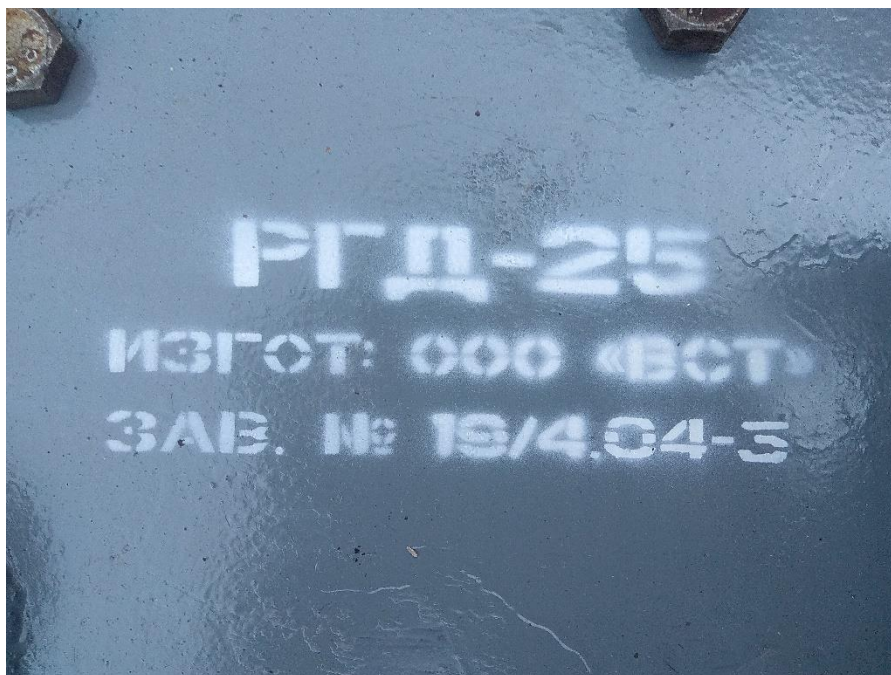


Рисунок 7- Фотография заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического двустенного РГД-25 заводской номер 19/4.04-03

Пломбирование резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических двустенных РГД-25 заводской номер 19/4.04-01; заводской номер 19/4.04-02, заводской номер 19/4.04-03 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики		
	РГД-25 № 19/4.04-01	РГД-25 № 19/4.04-02	РГД-25 № 19/4.04-03
Номинальная вместимость, м ³	25		
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики		
	РГД-25 № 19/4.04-01	РГД-25 № 19/4.04-02	РГД-25 № 19/4.04-03
Внутренний диаметр (номинальное значение), мм, (не более)	2700		
Длина цилиндрической части резервуара (номинальное значение), мм, (не более)	5100		
Срок службы, лет, (не менее)	10		

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средств измерения

Таблица 3 – Комплектность резервуаров

Наименование	Обозначение	Количество
РГД-25, заводской № 19/4.04-01		
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический двустенный заводской № 19/4.04-01	РГД-25	1 шт.
Паспорт резервуара стального горизонтального цилиндрического двустенного РГД-25, заводской № 19/4.04-01	-	1 шт.
Градуировочная таблица резервуара стального горизонтального цилиндрического двустенного РГД-25, заводской № 19/4.04-01	-	1 шт.
РГД-25, заводской № 19/4.04-02		
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический двустенный заводской № 19/4.04-02	РГД-25	1 шт.
Паспорт резервуара стального горизонтального цилиндрического двустенного РГД-25, заводской № 19/4.04-02	-	1 шт.
Градуировочная таблица резервуара стального горизонтального цилиндрического двустенного РГД-25, заводской № 19/4.04-02	-	1 шт.
РГД-25, заводской № 19/4.04-03		
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический двустенный заводской № 19/4.04-03	РГД-25	1 шт.
Паспорт резервуара стального горизонтального цилиндрического двустенного РГД-25, заводской № 19/4.04-03	-	1 шт.
Градуировочная таблица резервуара стального горизонтального цилиндрического двустенного РГД-25, заводской № 19/4.04-03	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений в резервуарах горизонтальных стальных косвенным методом статистических измерений на объектах органов Федеральной службы безопасности Российской Федерации.

Регистрационный номер: ФР.1.29.2013.16339.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим двустенным РГД-25

ГОСТ 8.346-2000 Государственная система обеспечения единства измерений «Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки»

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ВСТ», (ООО «ВСТ»)

ИНН 2632053441

Адрес: Российская Федерация, 357500, Ставропольский край, г. Пятигорск, Скачки
Промзона, 2 Суворовский проезд, 1.

Телефон (факс): (87933) 2-76-50, (87933) (97-43-59)

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации метрологии и испытаний в Краснодарском крае и Республике Адыгея» (ФБУ «Краснодарский ЦСМ»)

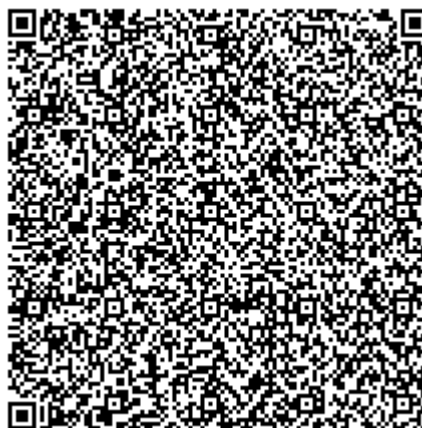
Адрес: Россия, 350040, г. Краснодар, ул. Айвазовского, д. 104а

Телефон: (861) 233-76-50,

Web-сайт: www.krasnodarcsm.ru

E-mail: info@krasnodarcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Краснодарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311581 от 16.03.2016.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» апреля 2022 г. № 915

Регистрационный № 85189-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Аппаратура геодезическая спутниковая Trimble R12

Назначение средства измерений

Аппаратура геодезическая спутниковая Trimble R12 (далее – аппаратура) предназначена для измерений координат и приращений координат.

Описание средства измерений

Аппаратура геодезическая спутниковая Trimble R12 – геодезические приборы, принцип действия которых заключается в измерении времени прохождения сигнала от спутников до приёмной антенны прибора и вычислении значений расстояний до спутников.

Аппаратура функционирует в качестве базовой или подвижной станций и конструктивно представляет собой металлический корпус с пластиковым верхом, объединяющий спутниковую антенну, спутниковый геодезический приемник, средства связи и съёмную аккумуляторную батарею.

На передней панели корпуса аппаратуры расположены кнопка со светодиодным индикатором питания, а также светодиодные индикаторы приема/передачи дифференциальных поправок, отслеживания спутниковых сигналов, записи измерений и состояния беспроводной локальной сети. Под крышкой на боковой панели корпуса находятся батарейный отсек и гнездо сим-карты.

В нижней части корпуса расположены гнездо адаптера быстрой установки, разъем SMA для подключения УКВ антенны (при наличии встроенного радиомодема), порты RS-232 и USB с разъёмами Lemo и пластиковые маркировочные этикетки.

Управление аппаратурой осуществляется с помощью полевого контроллера или компьютера, подключаемых средствами беспроводной связи или кабелем. Спутниковые измерения записываются во внутреннюю память аппаратуры или в память контроллера. Электропитание аппаратуры осуществляется от съёмной аккумуляторной батареи или от внешнего источника питания постоянного тока.

Аппаратура позволяет принимать следующие типы спутниковых сигналов: GPS: L1C, L1C/A, L2C, L2E, L5; ГЛОНАСС: L1C/A, L1P, L2C/A, L2P, L3; SBAS: L1C/A, L5; Galileo: E1, E5A, E5B, E5AltBOC, E6; BeiDou: B1, B1C, B2, B2A, B2B, B3; QZSS: L1C/A, L1S, L1C, L2C, L5, L6; NavIC: L5

Аппаратура оснащена встроенными адаптерами беспроводных сетей Bluetooth, Wi-Fi и терминалом сети мобильной связи GSM/UMTS и может быть дополнительно оборудована встроенным УКВ радиомодемом для приема/передачи дифференциальных поправок.

Заводской номер аппаратуры в буквенно-числовом формате указывается на маркировочной этикетке, расположенной в нижней части корпуса.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид аппаратуры представлен на рисунке 1.



а)



б)

Рисунок 1 – Общий вид аппаратуры
а) передняя и боковая панели корпуса; б) нижняя часть корпуса

В процессе эксплуатации аппаратура не предусматривает внешних механических или электронных регулировок. Ограничение несанкционированного доступа к узлам аппаратуры обеспечено конструкцией корпуса.

Программное обеспечение

Аппаратура имеет встроенное метрологически значимое микропрограммное обеспечение (далее – МПО), обеспечивающее взаимодействие составных частей аппаратуры, запись, хранение и передачу результатов измерений.

Полевое программное обеспечение «Trimble Access» контроллера и офисное программное обеспечение «Trimble Business Center», устанавливаемое на персональный компьютер, используются для настройки аппаратуры, управления процессом измерений, а также записи и обработки их результатов.

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

Идентификационные данные программного обеспечения (далее – ПО) приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	МПО	«Trimble Access»	«Trimble Business Center»
Идентификационное наименование ПО	МПО	«Trimble Access»	«Trimble Business Center»
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	6.04	2017.24*	5.20
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-
* - кроме версий 2018.00 – 2019.01			

Метрологические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Границы допускаемой абсолютной погрешности измерений приращений координат¹⁾ (при доверительной вероятности 0,95), мм, в режимах: - «Статика», «Быстрая статика»: - в плане $\pm 2 \cdot (3,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ - по высоте $\pm 2 \cdot (5,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ - «Кинематика», «Кинематика в реальном времени (RTK)»: - в плане $\pm 2 \cdot (8 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ - по высоте $\pm 2 \cdot (15 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ - «Кинематика в реальном времени (RTK) Trimble xFill»²⁾: - в плане $\pm 2 \cdot (8 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D + 10 \cdot T)$ - по высоте $\pm 2 \cdot (15 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D + 20 \cdot T)$ - «Trimble CenterPoint RTX», «Trimble CenterPoint RTX-PP»³⁾: - в плане ± 60 - по высоте ± 140 - «Дифференциальные кодовые измерения (dGNSS)»: - в плане $\pm 2 \cdot (250 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ - по высоте $\pm 2 \cdot (500 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$	
Границы допускаемой абсолютной погрешности измерений координат (при доверительной вероятности 0,95), мм, в режиме - «Автономный»: - в плане ± 9000 - по высоте ± 15000	
Границы допускаемой средней квадратической погрешности измерений приращений координат¹⁾, мм, в режимах: - «Статика», «Быстрая статика»: - в плане $\pm (3,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ - по высоте $\pm (5,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ - «Кинематика», «Кинематика в реальном времени (RTK)»: - в плане $\pm (8 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ - по высоте $\pm (15 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ - «Кинематика в реальном времени (RTK) Trimble xFill»²⁾: - в плане $\pm (8 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D + 10 \cdot T)$ - по высоте $\pm (15 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D + 20 \cdot T)$ - «Trimble CenterPoint RTX», «Trimble CenterPoint RTX-PP»³⁾: - в плане ± 30 - по высоте ± 70 - «Дифференциальные кодовые измерения (dGNSS)»: - в плане $\pm (250 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ - по высоте $\pm (500 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$	

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Границы допускаемой средней квадратической погрешности измерений координат, мм, в режиме - «Автономный»: - в плане - по высоте	 ± 4500 ± 7500
где D - длина линии, вычисленная по измеренным приращениям координат, в мм, T – продолжительность измерений в минутах с использованием источника дифференциальных поправок Trimble xFill и при отсутствии связи с базовой станцией 1) - при длине линии, вычисленной по измеренным приращениям координат, от 0 до 30 км 2) - с использованием источника дифференциальных поправок Trimble xFill и при отсутствии связи с базовой станцией в течение не более 5 минут 3) - на суше, с использованием источника дифференциальных поправок Trimble CenterPoint RTX	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип приёмника	Многочастотный, многосистемный
Тип антенны	Встроенная
Количество каналов	672
Режимы измерений приращений координат	«Статика», «Быстрая статика», «Кинематика», «Кинематика в реальном времени (RTK)», «Кинематика в реальном времени (RTK) Trimble xFill», «Trimble CenterPoint RTX», «Trimble CenterPoint RTX-PP», «Дифференциальные кодовые измерения (dGNSS)»
Режим измерений координат	«Автономный»
Диапазон рабочих температур, °C	от -40 до +65
Напряжение источника питания постоянного тока, В - внешнего - внутреннего	от 11 до 24 7,4
Габаритные размеры (Д×В), мм, не более	119×136
Масса (со съемной аккумуляторной батареей и встроенным радиомодемом), кг, не более	1,12

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации или на корпус аппаратуры наклейкой.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Аппаратура геодезическая спутниковая	-	1 шт.
Транспортировочный кейс	-	1 шт.
Зарядное устройство	-	По заказу

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество
Аккумуляторная батарея	-	1 шт.
Адаптер быстрой установки	-	1 шт.
УКВ антенна	-	По заказу
У-кабель питания – передачи данных, клиент USB	-	1 шт.
Кабель передачи данных, хост USB	-	1 шт.
Программное обеспечение (на электронном носителе)	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации на русском языке	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Настройка и эксплуатация приемника» «Trimble R12. Аппаратура геодезическая спутниковая. Руководство пользователя»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к аппаратуре геодезической спутниковой Trimble R12

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

Техническая документация Trimble Inc., США

Изготовитель

Trimble Inc., США

Адрес: 935 Stewart Drive, Sunnyvale, CA 94085, USA

Тел./Факс: +1 408 481 8000

E-mail: Sales@Trimble.com

Производственная площадка Flex Ltd., Мексика

Адрес: Av. López Mateos Sur No 2915 Km 6.5, La Tijera, Tlajomulco de Zuñiga, Jalisco 45640 Mexico

E-mail: Sales@Trimble.com

Испытательный центр

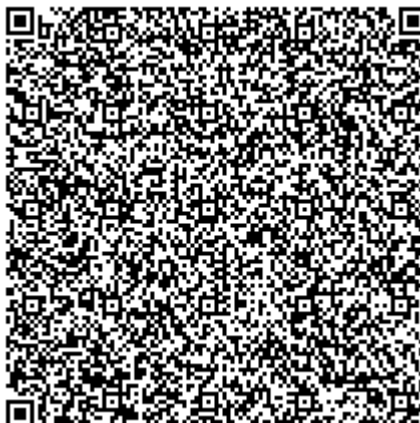
Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М» (ООО «Автопрогресс-М»)

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

Тел.: +7 (495) 120-0350

E-mail: info@autoproggress-m.ru

Аттестат аккредитации ООО «Автопрогресс-М» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311195



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» апреля 2022 г. № 915

Регистрационный № 85190-22

Лист № 1
Всего листов 30

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Уралэлектромедь» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами АО «Уралэлектромедь», сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

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

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленные на присоединениях, указанных в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер АИИС КУЭ с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;

средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Измеренные значения приращений активной и реактивной энергии на 30-минутных интервалах времени сохраняются в энергонезависимой памяти счетчиков электроэнергии с привязкой к шкале времени UTC (SU).

Сервер АИИС КУЭ при помощи ПО «АльфаЦЕНТР» автоматически с заданной периодичностью или по запросу опрашивает счетчики электрической энергии и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины, умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Считывание сервером АИИС КУЭ данных из счетчиков электрической энергии осуществляется посредством локальной вычислительной сети предприятия, а также сотовой сети связи стандарта GSM 900/1800. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием ноутбука через встроенный оптический порт счетчиков.

Сервер АИИС КУЭ ежедневно формирует и отправляет по основному каналу связи, организованному на базе сети интернет в виде сообщений электронной почты отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ осуществляет передачу данных (результатов измерений) прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности в виде электронного документа XML формата, заверенного электронно-цифровой подписью субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01 (рег.№ 49933-12), который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) и обеспечивает предоставление информации о текущем времени в протоколе NTP.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ с СТБ-01 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера АИИС КУЭ каждый час, коррекция производится автоматически при отклонении шкалы времени сервера АИИС КУЭ и СТБ-01 на величину равную или более 1 с. Сравнение показаний шкалы времени счетчика с сервером АИИС КУЭ осуществляется встроенным программным обеспечением по вычислительной сети (либо каналам связи GSM), во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчика производится при расхождении со шкалой времени сервера АИИС КУЭ на величину равной или более 2 с.

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

Заводской номер АИИС КУЭ указывается в паспорте-формуляре.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, приведенные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll

Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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 метрологические характеристики

Номер ИИК	Наименование объекта учета	Средство измерений		Источник точного времени	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, Рег. №			Границы интервала основной погрешности, $(\pm\delta)$, %	Границы интервала погрешности, в рабочих точках $(\pm\delta)$, %
1	2	3	4	5	6	7	8
01	ПС 6 кВ ЦРП, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ №1	ТТ	ТШЛ-10У3 2000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 3972-73	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НОЛ.08 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 3345-72		Реактивная	2,7	5,6
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
02	ПС 6 кВ ЦРП, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ №2	ТТ	ТШЛ-10У3 2000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 3972-73		Активная	1,1	3,2
		ТН	НОЛ.08 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 3345-72		Реактивная	2,7	5,6
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
03	ПС 6 кВ ЦРП, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ №3	ТТ	ТЛШ10 2000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 11077-89	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,2 5,6
		ТН	НОЛ.08 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 3345-72				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
04	ПС 6 кВ ЦРП, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ №4	ТТ	ТЛШ10 2000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 11077-89		Активная Реактивная	1,1 2,7	3,2 5,6
		ТН	НОЛ.08 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 3345-72				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
05	ПС 6 кВ ЦРП, ЗРУ-6 кВ, 5 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ №5	ТТ	ТЛШ10 2000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 11077-89		Активная Реактивная	1,1 2,7	3,2 5,6
		ТН	НОЛ.08 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 3345-72				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	6	7	8	9
06	ПС 6 кВ ЦРП, ЗРУ-6 кВ, 6 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ №6	ТТ	ТЛШ10 2000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 11077-89	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НОЛ.08 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 3345-72		Реактивная	2,7	5,6
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
07	ПС 6 кВ ЦРП, ЗРУ-6 кВ, яч.15	ТТ	ТПОЛ 10 200/5; кл.т. 0,5S Рег. № 1261-02		Активная	1,1	3,1
		ТН	НОЛ.08 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 3345-72		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
08	ПС 6 кВ ЦРП, ЗРУ-6 кВ, яч.21	ТТ	ТПОЛ 10 400/5; кл.т. 0,5S Рег. № 1261-02		Активная	1,1	3,1
		ТН	НОЛ.08 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 3345-72		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
09	ПС 6 кВ ЦРП, ЗРУ-6 кВ, яч.28	ТТ	ТПОЛ 1500/5; кл.т. 0,5 Рег. № 47958-11	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НОЛ.08 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 3345-72		Реактивная	2,7	5,6
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
10	ПС 6 кВ ЦРП, ЗРУ-6 кВ, яч.31	ТТ	ТПОЛ 10 600/5; кл.т. 0,5S Рег. № 1261-02		Активная	1,1	3,1
		ТН	НОЛ.08 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 3345-72		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
11	ПС 6 кВ ЦРП, ЗРУ-6 кВ, яч.35	ТТ	ТПОЛ 10 400/5; кл.т. 0,5S Рег. № 1261-02		Активная	1,1	3,1
		ТН	НОЛ.08 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 3345-72		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
12	ПС 6 кВ ЦРП, ЗРУ-6 кВ, яч.42	ТТ	ТПОЛ 1500/5; кл.т. 0,5 Рег. № 47958-11	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НОЛ.08 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 3345-72				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,6
13	ПС 6 кВ ЦРП, ЗРУ-6 кВ, яч.44	ТТ	ТПОЛ 10 400/5; кл.т. 0,5S Рег. № 1261-02		Активная	1,1	3,1
		ТН	НОЛ.08 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 3345-72				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,2
14	ПС 6 кВ ЦРП, ЗРУ-6 кВ, яч.60	ТТ	ТОЛ-СВЭЛ 800/5; кл.т. 0,5S Рег. № 70106-17		Активная	1,1	3,1
		ТН	НОЛ.08 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 3345-72				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
15	ПС 110 кВ Электромедь, Ввод 110 кВ №1 Т-1	ТТ	ТФЗМ 110Б 150/5; кл.т. 0,5 Рег. № 24811-03	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НКФ-110-57 110000:√3/100:√3; кл.т. 0,5 Рег. № 14205-11				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,6
16	ПС 110 кВ Электромедь, Ввод 110 кВ №2 Т-2	ТТ	ТФЗМ 110Б 150/5; кл.т. 0,5 Рег. № 24811-03		Активная	1,1	3,2
		ТН	НКФ-110-57 110000:√3/100:√3; кл.т. 0,5 Рег. № 14205-05				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,6
17	ПС 110 кВ Электромедь, ЗРУ-6 кВ, яч.1	ТТ	ТОЛ-СВЭЛ 1200/5; кл.т. 0,5S Рег. № 70106-17		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
18	ПС 110 кВ Электромедь, ЗРУ-6 кВ, яч.2А	ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 800/5; кл.т. 0,5S Рег. № 32139-06 (ф.А, С) Рег. № 32139-11 (ф. В)	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,4
19	ПС 110 кВ Электромедь, ЗРУ-6 кВ, яч.2Б	ТТ	ТОЛ 600/5; кл.т. 0,5S Рег. № 47959-16		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,4
20	ПС 110 кВ Электромедь, ЗРУ-6 кВ, яч.19	ТТ	ТВЛМ-10 100/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1856-63		Активная	1,1	3,3
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
21	ПС 110 кВ Электромедь, ЗРУ-6 кВ, яч.47	ТТ	ТВЛМ-10 200/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1856-63	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,3
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,7
22	ПС 110 кВ Электромедь, ЗРУ-6 кВ, яч.49	ТТ	ТОЛ 10-1 100/5; кл.т. 0,5 Рег. № 15128-96		Активная	1,1	3,3
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,7
23	ПС 110 кВ Электромедь, ЗРУ-6 кВ, яч.51	ТТ	ТОЛ-СВЭЛ 1200/5; кл.т. 0,5S Рег. № 70106-17		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
24	ПС 110 кВ Электроместь, ЗРУ-6 кВ, яч.58	ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 800/5; кл.т. 0,5S Рег. № 32139-11	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,4
25	ПС 110 кВ Электроместь, ЗРУ-6 кВ, яч.60	ТТ	ТОЛ 600/5; кл.т. 0,5S Рег. № 47959-16		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,4
26	ТП № 43 6 кВ Инженерный корпус, РУ-0,4 кВ, 1 СЩ, ф. 1 ООО Альфа	ТТ	ТОП-0,66 200/5; кл.т. 0,5S Рег. № 15174-06		Активная	1,0	2,5
		ТН	-				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,3	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
27	ТП № 43 6 кВ Инженерный корпус, РУ-0,4 кВ, 2 СШ, ф. 2 ООО Альфа	ТТ	ТОП-0,66 200/5; кл.т. 0,5S Рег. № 15174-06	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,0	2,5
		ТН	-				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,3	4,2
28	ТП №9 6 кВ СГП, РУ-6 кВ, яч. 5	ТТ	ТПЛ 200/5; кл.т. 0,5S Рег. № 47958-16		Активная	1,1	3,3
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,7
29	ТП №9 6 кВ СГП, РУ-6 кВ, яч. 8	ТТ	ТПЛ 200/5; кл.т. 0,5S Рег. № 47958-16		Активная	1,1	3,3
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
30	ТП №46 6 кВ ДС УГМК, РУ-6 кВ, яч. 1	ТТ	ТОЛ 10-1 200/5, кл.т. 0,5 Рег. № 15128-03	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,3
		ТН	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04		Реактивная	2,7	5,7
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
31	ТП №46 6 кВ ДС УГМК, РУ-6 кВ, яч. 1А	ТТ	ТОЛ 10 200/5, кл.т. 0,5S Рег. № 7069-02		Активная	1,1	3,2
		ТН	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04		Реактивная	2,7	5,4
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
32	ТП №46 6 кВ ДС УГМК, РУ-6 кВ, яч. 1Б	ТТ	ТОЛ 300/5, кл.т. 0,5S Рег. № 47959-16		Активная	1,1	3,2
		ТН	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04		Реактивная	2,7	5,4
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
33	ТП №46 6 кВ ДС УГМК, РУ-6 кВ, яч. 2Б	ТТ	ТОЛ 300/5, кл.т. 0,5S Рег. № 47959-16	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,2 5,4
		ТН	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
34	ТП №46 6 кВ ДС УГМК, РУ-6 кВ, яч. 3А	ТТ	ТОЛ 10 200/5, кл.т. 0,5S Рег. № 7069-02		Активная Реактивная	1,1 2,7	3,2 5,4
		ТН	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
35	ТП №58 6 кВ Рудник, РУ-6 кВ, яч.16	ТТ	ТОЛ 150/5, кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11		Активная Реактивная	1,1 2,7	3,3 5,7
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100, кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
36	ТП №58 6 кВ Рудник, РУ-6 кВ, яч.17	ТТ	ТПФМ-10 300/5, кл.т. 0,5 Рег. № 814-53	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,3
		ТН	НТМИ-6 6000/100, кл.т. 0,5 Рег. № 380-49		Реактивная	2,7	5,7
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
37	ТП №58 6 кВ Рудник, РУ-6 кВ, яч.18	ТТ	ТОЛ 10 300/5, кл.т. 0,5 Рег. № 7069-79		Активная	1,1	3,3
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100, кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70		Реактивная	2,7	5,7
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
38	ТП №58 6 кВ Рудник, РУ-6 кВ, яч.19	ТТ	ТОЛ 150/5, кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11		Активная	1,1	3,3
		ТН	НТМИ-6 6000/100, кл.т. 0,5 Рег. № 380-49		Реактивная	2,7	5,7
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
39	ТП №58 6 кВ Рудник, РУ-6 кВ, яч.20	ТТ	ТПЛ-10 300/5, кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,3 5,7
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100, кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
40	ТП №58 6 кВ Рудник, РУ-6 кВ, яч.21	ТТ	ТПЛ-10 400/5, кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59		Активная Реактивная	1,1 2,7	3,3 5,7
		ТН	НТМИ-6 6000/100, кл.т. 0,5 Рег. № 380-49				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
41	ПС 110 кВ Калата, РУ-6 кВ, Ввод 6 кВ Т-1	ТТ	ТПОЛ 10 1500/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-02		Активная Реактивная	1,1 2,7	3,3 5,7
		ТН	НОЛ.08 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 3345-72				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
42	ПС 110 кВ Калата, РУ-6 кВ, Ввод 6 кВ Т-2	ТТ	ТПОЛ 10 1500/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-02	СТВ-01 Зав.№ 20210471 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,3
		ТН	НОЛ.08 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 3345-72				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,7
43	ПС 110 кВ Медь, РУ-6 кВ, Ввод 6 кВ Т-1	ТТ	ТЛШ-10 2000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 11077-03		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,6
44	ПС 110 кВ Медь, РУ-6 кВ, Ввод 6 кВ Т-2	ТТ	ТПШЛ-10 2000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1423-60		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
45	ПС 110 кВ Медь, РУ-6 кВ, яч. 4	ТТ	ТПЛ-10 400/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,6
46	ПС 110 кВ Медь, РУ-6 кВ, яч. 5	ТТ	ТПЛ-10 400/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,6
47	ПС 110 кВ Медь, РУ-6 кВ, яч. 13	ТТ	ТПЛ-10 400/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
48	ПС 110 кВ Медь, РУ-6 кВ, яч. 18	ТТ	ТПЛ-10 400/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02		Реактивная	2,7	5,6
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
49	ЦРП 6 кВ Обогатительная фабрика, РУ-6 кВ, яч. 30	ТТ	ТПЛ 200/5; кл.т. 0,5 Рег. № 47958-11		Активная	1,1	3,5
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02		Реактивная	2,7	6,0
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
50	ТП №2 6 кВ ЦРП Химпроизводства, РУ-6 кВ, яч. 3	ТТ	ТПЛ-10-М 50/5; кл.т. 0,5S Рег. № 22192-03		Активная	1,1	3,1
		ТН	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
51	ТП №2 6 кВ ЦРП Химпроизводства, РУ-6 кВ, яч. 6	ТТ	ТПЛ-10-М 50/5; кл.т. 0,5 Рег. № 22192-07	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,6
52	ТП №2 6 кВ ЦРП Химпроизводства, РУ-6 кВ, яч. 13	ТТ	ТПЛ-10-М 50/5; кл.т. 0,5S Рег. № 22192-03		Активная	1,1	3,1
		ТН	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,2
53	ТП №2 6 кВ ЦРП Химпроизводства, РУ-6 кВ, яч. 28	ТТ	ТПЛ-10-М 50/5; кл.т. 0,5S Рег. № 22192-03		Активная	1,1	3,1
		ТН	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		Реактивная	2,7	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
54	ЯКНО-9 6 кВ Проходной Северная, ввод 6 кВ	ТТ	ТОЛ 10-1 30/5; кл.т. 0,5 Рег. № 15128-03	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,2 5,6
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20				
55	ПС 110 кВ Вторцветмет, ЗРУ-6 кВ, яч. №3, Ввод 6 кВ Т-1	ТТ	ТПОЛ-10 800/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-08		Активная Реактивная	1,1 2,7	3,2 5,6
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70				
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB1-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11				
56	ПС 110 кВ Вторцветмет, ЗРУ-6 кВ, яч. №29, Ввод 6 кВ Т-2	ТТ	ТПОЛ-10 800/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-08		Активная Реактивная	1,1 2,7	3,2 5,6
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70				
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB1-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
57	ПС 110 кВ Вторцветмет, ЩУ-0,23 кВ, Ввод 0,23 кВ ТСН 1, 2	ТТ	Т-0,66 У3 50/5; кл.т. 0,5 Рег. № 17551-03	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	-				
		Электросчетчик	A1805RL-P4G-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,7	5,5
58	ПС 110 кВ Вторцветмет, ЗРУ-6 кВ, яч. 8	ТТ	ТВЛМ-10 100/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1856-63		Активная	1,1	3,2
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70				
		Электросчетчик	A1805RL-P4G-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,7	5,6
59	ПС 110 кВ Вторцветмет, ЗРУ-6 кВ, яч. 9	ТТ	ТОЛ-СВЭЛ 300/5; кл.т. 0,5S Рег. № 70106-17		Активная	1,1	3,1
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70				
		Электросчетчик	A1805RL-P4G-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,7	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
60	ПС 110 кВ Вторцветмет, ЗРУ-6 кВ, яч. 13	ТТ	ТПЛ-10-М 200/5; кл.т. 0,5S Рег. № 22192-07	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,1
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70				
		Электросчетчик	A1805RL-P4G-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,7	5,2
61	ПС 110 кВ Вторцветмет, ЗРУ-6 кВ, яч. 20	ТТ	ТОЛ-СВЭЛ 300/5; кл.т. 0,5S Рег. № 70106-17		Активная	1,1	3,1
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70				
		Электросчетчик	A1805RL-P4G-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,7	5,2
62	ПС 110 кВ Вторцветмет, ЗРУ-6 кВ, яч. 21	ТТ	ТПЛ 30/5; кл.т. 0,2S Рег. № 47958-11		Активная	1,1	2,1
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70				
		Электросчетчик	A1805RL-P4G-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,7	3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
63	ПС 110 кВ Вторцветмет, ЗРУ-6 кВ, яч. 24	ТТ	ТВЛМ-10 100/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1856-63	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70				
		Электросчетчик	A1805RL-P4G-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,7	5,6
64	ПС 110 кВ Вторцветмет, ЗРУ-6 кВ, яч. 30	ТТ	ТПЛ 30/5; кл.т. 0,2S Рег. № 47958-11		Активная	1,1	2,1
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70				
		Электросчетчик	A1805RL-P4G-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,7	3,9
65	ТП №2 6 кВ ЭЦ Компрессорная, РУ-6 кВ, яч. №9	ТТ	ТОЛ 10-1 20/5; кл.т. 0,5 Рег. № 15128-03		Активная	1,1	3,2
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70				
		Электросчетчик	A1805RL-P4G-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,7	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с							±5
Примечания: 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95. 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут. 3 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 метрологических характеристик. 4 Допускается замена источника точного времени на аналогичные утвержденных типов 5 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 6 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений. 7 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.							

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	65
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 31819.23-2012	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$: - для ИК № 7, 8, 10, 11, 13, 14, 17, 18, 19, 23 – 29, 31 – 34, 50, 52, 53, 59 – 61 - для ИК № 1 – 6, 9, 12, 15, 16, 20 – 22, 30, 35 – 49, 51, 54 – 58, 62 – 65 - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков ИК №№ 1 – 16, 43 – 48, 50 – 65 - для счетчиков ИК №№ 17 – 27, 30 – 42 - для счетчиков ИК №№ 28, 29, 49 - для СТВ-01 - для сервера	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 0,8 _{смк} от -40 до +70 от +10 до +30 от 0 до +30 от -10 до +30 от +15 до +30 от +15 до +20
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: <u>Электросчетчики Альфа А1800:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>Сервер ИВК:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>СТВ-01:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120 000 2 80 000 1 100 000 2
Глубина хранения информации электросчетчики Альфа А1800: - тридцатиминутный профиль нагрузки каждого массива, сутки, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	113,7 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счётчике;
- пропадание напряжения пофазно.

журнал сервера:

- параметрирования;
- замены счетчиков;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищённость применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

наличие защиты информации на программном уровне при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счётчике электрической энергии;
- пароль на сервере АРМ.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- АРМ (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ способом цифровой печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование (тип)	Обозначение	Кол-во
1	2	3
Измерительный трансформатор напряжения	НОЛ.08	18
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-57	6
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ-10	6
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	4
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	8
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Измерительный трансформатор тока	ТШЛ-10УЗ	4
Измерительный трансформатор тока	ТЛШ10	8
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ 10	10
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ	4
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	12
Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ 110Б	4
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	6
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ	16
Измерительный трансформатор тока	ТВЛМ-10	10
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ 10-1	8
Измерительный трансформатор тока	ТОП-0,66	6
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ	11
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ 10	6
Измерительный трансформатор тока	ТПФМ-10	2
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ-10	12
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-10	10
Измерительный трансформатор тока	ТЛШ-10	3
Измерительный трансформатор тока	ТПШЛ-10	2
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ-10-М	10
Измерительный трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	3
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	A1805RL-P4GB-DW-4	54
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	A1805RAL-P4GB1-DW-4	2
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	A1805RL-P4G-DW-3	9
Сервер АИИС КУЭ		1
Комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01	СТВ-01	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Паспорт-формуляр	ЭПК1446/18-1.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Уралэлектромедь», аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 16.02.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Уралэлектромедь»

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Энергопромышленная компания» (АО «ЭПК»)

ИНН: 6661105959

Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В

Телефон: +7 (343) 251 19 96

E-mail: eic@eic.ru

Испытательный центр

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

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

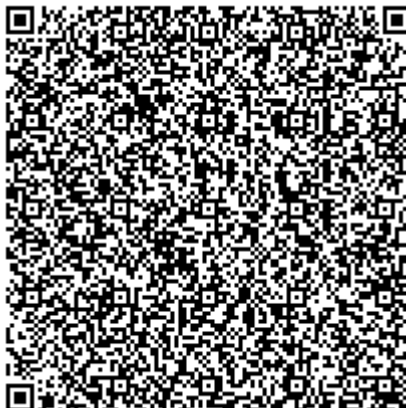
Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» апреля 2022 г. № 915

Регистрационный № 85191-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Кларити»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) ООО «Кларити», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

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

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, отражаются в его журнале событий.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств, отражаются в журнале событий сервера.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ПС 110 кВ Полимер, КРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф.79А	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 47959-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная	±1,0	±2,3
						реактивная	±2,1	±4,2
2	ПС 110 кВ Полимер, КРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф.79Б	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 47959-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная	±1,0	±2,3
						реактивная	±2,1	±4,2

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 2 от 0 до плюс 40 °С. 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.	

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -60 до +40 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика A1805RL-P4GB-DW-4 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RL-P4GB-DW-4	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	ЕГ.01.117-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Кларити», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант»

(ООО «ЕЭС-Гарант»)

ИНН 5024173259

Адрес: 143421, Московская область, г.о. Красногорск, тер автодорога Балтия, км 26-й, д.5, стр. 3, офис 4012

Телефон: +7 (495) 980-59-00

Факс: +7 (495) 980-59-08

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

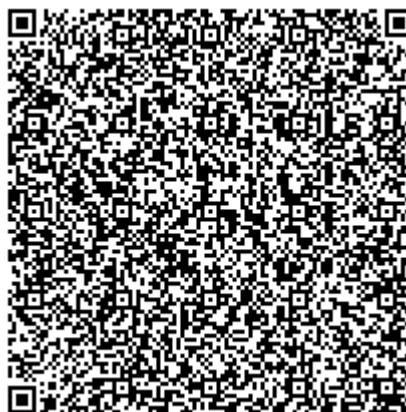
(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» апреля 2022 г. № 915

Регистрационный № 85192-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы контроля уровня загазованности СКЗ-12-Ех-01.М1

Назначение средства измерений

Системы контроля уровня загазованности СКЗ-12-Ех-01.М1 (далее – системы СКЗ) предназначены для непрерывных автоматических измерений содержания горючих компонентов в воздухе (довзрывоопасной концентрации, % НКПР) при их транспортировке, переработке и хранении; сигнализации о превышении заданных пороговых значений концентрации и передачи данных в системы автоматизации технологических процессов.

Описание средства измерений

Принцип действия систем СКЗ – двухволновая абсорбционная инфракрасная фотометрия.

Система СКЗ представляет собой стационарный, быстродействующий, автоматический, многоканальный, многокомпонентный газоанализатор непрерывного действия. Конструктивно система СКЗ выполнена в виде пульта контроля ПК-12-Н-01 (для систем, содержащих до 12 каналов контроля) или ПК-12-Н-01/2 (укороченная модификация для систем, содержащих до 4 каналов контроля) с подключенными к нему датчиками (по числу каналов): датчиками загазованности универсальными ДЗУ-ГЕРДА (рег. № 72735-18) и датчиками загазованности инфракрасными ДЗИ-3 (рег. № 81104-20) (далее – датчики). Датчики предназначены для установки во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок согласно их Ех-маркировке. Пульт контроля предназначен для установки во взрывобезопасном помещении. Дополнительно, по отдельному заказу, система может быть укомплектована корпусами климатическими защитными ККЗ-01, обеспечивающими дополнительную защиту датчиков, работающих на открытом воздухе.

Канал контроля системы СКЗ состоит из датчика и канального модуля КМ-01, соединенных кабелем связи. Датчик осуществляет первичное преобразование содержания определяемого компонента в электрический сигнал, обработку полученного результата, его индикацию и передачу на канальный модуль КМ-01. Пульт контроля объединяет модули КМ-01 всех каналов контроля, входящих в систему (всего от 1 до 12). Обмен информацией между датчиками и пультом контроля осуществляется по интерфейсу RS-485 с гальванической развязкой на напряжение не менее 500 В, подвод электропитания от пульта контроля к датчикам осуществляется по кабелю связи. На индикаторе и светодиодах модуля КМ-01 отображаются:

- значение содержания определяемого компонента по данному каналу контроля;
- сигнализация о достижении двух заданных уровней загазованности воздушной среды: предельного (порог 1) и аварийного (порог 2);
- информация о состоянии каналов контроля (рабочий/неисправный).

Пульт контроля обеспечивает обмен данными с внешними устройствами по цифровому каналу связи с помощью интерфейсного модуля ИМ-01. Обмен данными осуществляется по гальванически развязанному интерфейсу RS-485, имеющему следующие параметры:

- тип протокола обмена – Modbus RTU;
- режим связи – полудуплекс;
- скорость передачи информации от 9600 до 57600 бод.

Маркировка и заводской номер СИ нанесены на маркировочную таблицу на боковой панели пульта контроля.

Общий вид СИ представлен на рисунке 1. Пломбирование систем СКЗ не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид систем контроля уровня загазованности СКЗ-12-Ex-01.M1

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) системы СКЗ состоит из ПО датчиков, ПО канального модуля КМ-01 и ПО интерфейсного модуля ИМ-01.

ПО датчика выполняет:

- стартовую диагностику;
- вычисление значения содержания определяемого компонента;
- отображение расчетных данных на индикаторе датчика;
- отображение на индикаторе и светодиодах датчика превышения предельного и аварийного уровней загазованности, блокировки, кодов ошибок и отказов датчика;
- связь с канальным модулем КМ-01 по интерфейсу RS-485.

ПО канального модуля КМ-01 выполняет:

- стартовую диагностику и тестирование линии связи с датчиком;
- непрерывный опрос датчика и отображение на индикаторе и светодиодах модуля поступивших с него данных (уровень загазованности, превышение предельного и аварийного уровней загазованности, кодов ошибок и отказов датчика);
- формирование и выдачу сигналов превышения предельного и аварийного уровней загазованности в систему релейной автоматики;
- периодическую диагностику работоспособности канала и выдачу кода ошибки на индикаторе модуля при обнаружении неисправности;

- корректировку данных, хранящихся в энергонезависимой памяти датчика (калибровочная кривая, значений пороговых уровней загазованности);

- блокировку канала на время его обслуживания.

ПО интерфейсного модуля ИМ-01 выполняет:

- обмен данными между канальными модулями КМ-01 пульта контроля ПК-12-Н-01 (ПК-12-Н-01/2) и внешними устройствами автоматики.

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

ПО канального модуля КМ-01 и ПО интерфейсного модуля ИМ-01 не влияет на метрологические характеристики СИ.

Идентификационные данные ПО датчиков приведены в их описаниях типа, идентификационные данные системы СКЗ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
ПО КМ-01	
Идентификационное наименование ПО	ChContr
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 4.1
Цифровой идентификатор ПО	–
ПО ИМ-01	
Идентификационное наименование ПО	NIMMB
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.5
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	ДЗИ-3	ДЗУ-ГЕРДА
Диапазон измерений, % НКПР: - для датчиков на метан, пропан - для датчиков на гексан - для датчиков на этилен, пропилен, оксид этилена, бензол, н-бутан, метанол, этанол - для датчиков на толуол	от 0 до 100 от 0 до 50 – –	от 0 до 100 от 0 до 50 от 0 до 50 от 0 до 50 от 0 до 40
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности, % НКПР	±5	
Пределы допускаемой абсолютной дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур, на каждые 10 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,2	±0,5
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 45 до 80 от 84 до 106,7	
Предустановленные пороги срабатывания сигнализации ¹⁾ , % НКПР: - порог 1 - порог 2	10 30	по заказу по заказу
Дрейф нуля в течение года, % НКПР, не более	3	
Время установления показаний ¹⁾ , с, не более	14	

¹⁾ для датчиков на метан, пропан

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22 50±1
Потребляемая мощность, Вт, не более	200
Габаритные размеры, мм, не более: - пульт ПК-12-Н-01: - длина - ширина - высота - пульт ПК-12-Н-01/2: - длина - ширина - высота - датчик ДЗУ-ГЕРДА: - длина - ширина - высота - датчик ДЗИ-3: - глубина - ширина - высота	483 380 140 270 380 140 140 220 230 110 178 191
Масса, кг, не более: - пульт ПК-12-Н-01 - пульт ПК-12-Н-01/2 - датчик ДЗУ-ГЕРДА - датчик ДЗИ-3	7 4 3 2
Назначенный срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	35000
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - для датчиков ДЗУ-ГЕРДА, ДЗИ-3 - для датчиков ДЗУ-ГЕРДА, исполнение с подогревом - для пульта ПК-12-Н-01 (ПК-12-Н-01/2) - относительная влажность воздуха при температуре +35 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -40 до +60 от -55 до +75 от +1 до +50 95 без конденсации от 84 до 106,7
Маркировка взрывозащиты: - датчик ДЗУ-ГЕРДА - датчик ДЗИ-3	1 Ex d IIC T4 Gb 1 Ex db IIC T6 Gb

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку пульта контроля ПК-12-Н-01 ламинированной наклейкой и на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность систем контроля уровня загазованности СКЗ-12-Ех-01.М1

Наименование изделия или документа	Обозначение	Количество	Примечание
Система контроля уровня загазованности СКЗ-12-Ех-01.М1:			
Пульт контроля ПК-12-Н-01 (ПК-12-Н-01/2)	КЕЛН.421000.004/ КЕЛН.421000.004-01	1 шт.	
Сетевой кабель с розеткой кабельной	СКПК-3	1 шт.	Длина 3 м
Датчик загазованности универсальный ДЗУ-ГЕРДА	ГЮРА.413999.002	от 1 до 12 шт.	По заказу
Датчик загазованности инфракрасный ДЗИ-3	КЕЛН.413999.003	от 1 до 12 шт.	По заказу
Канальный модуль КМ-01	КЕЛН.421000.001-01	от 1 до 12 шт.	По количеству каналов контроля
Интерфейсный модуль ИМ-01	КЕЛН.421000.008	1 шт.	
Розетка кабельная разъема XD	MC1,5/5-STF-3,81	от 1 до 12 шт.	По количеству каналов контроля
Розетка кабельная разъема ХА	FRONT-MSTB 2,5/8-STF-5,08	от 1 до 12 шт.	По количеству каналов контроля
Комплект для крепления пульта ПК-12-Н-01	ККПК01	1 комплект	
Комплект крепежных изделий для датчиков	ККДЗИЗ	1 комплект	
Корпус климатический защитный ККЗ-01	КЕЛН.426000.002	по заказу	Количество определяется при заказе
Комплект ЗИП		1 комплект	Определяется при заказе
Паспорт	КЕЛН.421999.006ПС	1	
Руководство по эксплуатации	КЕЛН.421999.006РЭ	1	

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Использование по назначению» руководства по эксплуатации КЕЛН.421999.006РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам контроля уровня загазованности СКЗ-12-Ех-01.М1

Приказ Росстандарта от 31.12.2020 г. № 2315 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ Изделия электрические. Общие требования безопасности

ГОСТ 31610.0-2014 Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования

ГОСТ IEC 60079-1-2013 Взрывоопасные среды. Часть 1. Оборудование с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемые оболочки «d»

КЕЛН.421999.006ТУ Системы контроля уровня загазованности СКЗ-12-Ех-01.М1. Технические условия

Изготовитель

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

ИНН 7734004192

Адрес: 123308, Россия, г. Москва, 3-я Хорошевская ул., д. 2, стр. 1

Телефон: (495) 755-88-45

Факс: (495) 755-88-46

Web-сайт: www.gerda.ru

E-mail: info@gerda.ru

Испытательный центр

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

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

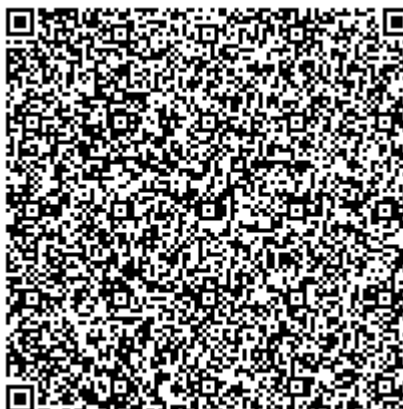
Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ 30004-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» апреля 2022 г. № 915

Регистрационный № 85193-22

Лист № 1
Всего листов 56

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Вологодской 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 состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основное и/или резервное), Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» и ПАО «ФСК ЕЭС»;

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

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

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

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

Сервер Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» создан на базе ПО «Энфорс АСКУЭ».

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 1-129 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), с выхода счетчика ИК № 130 - на входы УСПД Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», а с выхода счетчика ИК № 131 – на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Далее по основному каналу связи данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», с УСПД Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» - на сервер Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», а с УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» - на сервер ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи или УСПД счетчики опрашиваются по резервному каналу с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

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

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «ФСК ЕЭС» и сервер Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» автоматически формируют 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 7. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-2, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», часы сервера ПАО «ФСК ЕЭС», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, устройство синхронизации времени УСВ-2, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

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

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

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

Сервер Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» оснащён устройством синхронизации времени УСВ-2. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» оснащён сервером точного времени СТВ-01 или радиосервером точного времени РСТВ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 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 компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

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

УСПД Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» синхронизируется от сервера Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ.

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

Счетчики ИК №№ 1-129 синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчик ИК № 130 синхронизируется от УСПД Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад». Сравнение показаний часов счетчика и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики ИК №№ 1-130 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Счетчик ИК № 131 синхронизируется от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счетчика и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

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

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

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 5.

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 ПО «Энфорс АСКУЭ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энфорс АСКУЭ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.2
Цифровой идентификатор ПО	4278ac885e31698b8e0029f7bdb424c2

Таблица 5 - 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», ПО «Энфорс АСКУЭ», СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 6 - 8.

Таблица 6 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ									
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		УСПД	УССВ				
1	2	3		4		5	6				
1	ПС 110 кВ Буй (тяговая), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Буй (тяговая) - Вохтога (тяговая) (ВЛ 110 кВ Буй (т) - Вохтога (т))	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/5 №16023-97	А	ТФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14				
				В	ТФМ-110						
				С	ТФМ-110						
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1						
				В	НАМИ-110 УХЛ1						
				С	НАМИ-110 УХЛ1						
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4							
		2	ПС 110 кВ Вохтога (тяговая), ввод 110 кВ Т2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №36672-08			А	ТГФМ-110 II*		
								В	ТГФМ-110 II*		
С	ТГФМ-110 II*										
ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08			А	НАМИ-110 УХЛ1						
				В	НАМИ-110 УХЛ1						
				С	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4							

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Вохтога (тяговая), ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
4	ПС 110 кВ Вохтога (тяговая), ОРУ 110 кВ, Раб. перемычка 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
5	ПС 110 кВ Вохтога (тяговая), ОРУ 110 кВ, Рем. перемычка 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Вохтога (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.1ДПР	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №83461-21	А	4МС7033 ZEK	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	4МС7033 ZEK		
				С	-		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =27500/√3/110/√3 №83284-21	А	4МТ 48 XD		
				В	4МТ 48 XD		
				С	-		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4			
7	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), ОРУ-110 кВ, отпайка ВЛ-110 кВ ОМЗ-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
8	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), ОРУ-110 кВ, отпайка ВЛ-110 кВ ОМЗ-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, ввод 27,5 кВ Т1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1У1	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТФЗМ-35Б-1У1		
				C	ТФЗМ-35Б-1У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-4-AL-C29-T+					
10	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, ввод 27,5 кВ Т2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1У1		
				B	ТФЗМ-35Б-1У1		
				C	ТФЗМ-35Б-1У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-4-AL-C29-T+					
11	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, ввод 27,5 кВ Т3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1У1		
				B	ТФЗМ-35Б-1У1		
				C	ТФЗМ-35Б-1У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.1ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	ТФН-35М		
				В	ТФН-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+			
13	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.2ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3689-73	А	ТФ3М-35Б-1У1	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФ3М-35Б-1У1		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+			
14	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.3ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	ТФН-35М		
				В	ТФН-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), РУ 6 кВ, ввод 6 кВ Т1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+					
16	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), РУ 6 кВ, ввод 6 кВ Т2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+					
17	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), РУ 6 кВ, яч.1, Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C8-T+					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), РУ 6 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,5, 0,5S КТТ=200/5 №2363-68, 25433-11	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C28-T+					
19	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), РУ 6 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C28-T+					
20	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), РУ 6 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C28-T+					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), РУ 6 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C28-T+					
22	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), РУ 6 кВ, яч.10, Ф.10	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №47958-11	А	ТПЛ-10-М	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C28-T+					
23	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), РУ 6 кВ, яч.7, Ф.7	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №47959-11	А	ТОЛ-10-I		
				В	-		
				С	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C28-T+					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Вологда (тяговая), РУ 6 кВ, яч.8, Ф.8	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №47959-11	A	ТОЛ-10-I	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C28-T+			
25	ПС 110 кВ Кипелово (тяговая), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Кипелово (Тяговая) - Шексна (ВЛ 110 кВ Дорожная)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
26	ПС 110 кВ Кипелово (тяговая), ОРУ 110 кВ, КВЛ 110 кВ Вологда-Южная - Кипелово (Тяговая) с отпайкой на ПС Кипелово (Районная)(КВЛ 110 кВ Кипелово I)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Кипелово (тяговая), ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
28	ПС 110 кВ Кипелово (тяговая), ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
29	ПС 110 кВ Кипелово (тяговая), ОРУ 35 кВ, Ф.3 Прожектор	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №37491-08	А	STSM-38		
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Кипелово (тяговая), ОРУ 35 кВ, Ф.4 Нестеровская	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
31	ПС 110 кВ Кипелово (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.1ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	A	ТФН-35М	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТФН-35М		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-3					
32	ПС 110 кВ Кипелово (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.2ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	A	ТФН-35М	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Кипелово (тяговая), КРУН 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-72	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C28-T+					
34	ПС 110 кВ Кипелово (тяговая), КРУН 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C28-T+					
35	ПС 110 кВ Кипелово (тяговая), КРУН 10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Шексна (тяговая), ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Тяговая-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №40088-08	A	VAU-123	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
37	ПС 110 кВ Шексна (тяговая), ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Тяговая-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
38	ПС 110 кВ Шексна (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.1ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3690-73	A	-		
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	-		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Шексна (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.2ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	-	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТФ3М-35А-У1		
				С	ТФ3М-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	-		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-РЗВ-3					
40	ПС 110 кВ Шексна (тяговая), КРУН 10 кВ, яч.10, Ф.10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №15128-03	А	ТОЛ 10-I	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C28-T+					
41	ПС 110 кВ Шексна (тяговая), КРУН 10 кВ, яч.5, Ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-РЗВ-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Шексна (тяговая), КРУН 10 кВ, яч.7, Ф.7	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3			
43	ПС 110 кВ Шексна (тяговая), КРУН 10 кВ, Ф.3ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №15128-03	А	ТОЛ 10-I	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				В	-		
				С	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+			
44	ПС 110 кВ Шексна (тяговая), КРУН 10 кВ, Ф.4ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №15128-03	А	ТОЛ 10-I		
				В	-		
				С	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6				
45	ПС 110 кВ Череповец (тяговая), ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ РПП-1 - ГПП-1 II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Кольцевая 2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Per. № 19495-03 RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14				
				В	ТГФМ-110 II*						
				С	ТГФМ-110 II*						
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1						
				В	НАМИ-110 УХЛ1						
				С	НАМИ-110 УХЛ1						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							
		46	ПС 110 кВ Череповец (тяговая), ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ РПП-1 - ГПП-1 I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Кольцевая 1)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08			А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Per. № 19495-03 RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
								В	ТГФМ-110 II*		
С	ТГФМ-110 II*										
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08			А	НАМИ-110 УХЛ1						
				В	НАМИ-110 УХЛ1						
				С	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4							
47	ПС 110 кВ Череповец (тяговая), КРУН 10 кВ, яч.1, Ф.1 Фрукто- хранилище-1			ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №15128-03	А	ТОЛ 10-I	RTU-327 Per. № 19495-03 RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14		
						В	-				
		С	ТОЛ 10-I								
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66						
				В							
				С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C8-T+							

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Череповец (тяговая), КРУН 10 кВ, яч.2, Ф.2 Фрукто- хранилище-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №15128-03	A	ТОЛ 10-I	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C4-T+			
49	ПС 110 кВ Череповец (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, ввод 27,5 кВ Т1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1У1		
				B	ТФЗМ-35Б-1У1		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C8-T+			
50	ПС 110 кВ Череповец (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, ввод 27,5 кВ Т2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1У1		
				B	ТФЗМ-35Б-1У1		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C8-T+			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
51	ПС 110 кВ Череповец (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.1ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	A	ТФН-35М	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+			
52	ПС 110 кВ Череповец (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.2ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТФН-35М		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+			
53	ПС 110 кВ Череповец (тяговая), КРУН 10 кВ, ввод 10 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Череповец (тяговая), КРУН 10 кВ, ввод 10 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+			
55	ПС 110 кВ Череповец (тяговая), КРУН 10 кВ, Ф.10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №15128-01	А	ТОЛ 10-I		
				В	-		
				С	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C28-T+			
56	ПС 110 кВ Череповец (Тяговая), КРУН 10 кВ, Ф.9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C28-T+			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Череповец (Тяговая), КРУН 10 кВ, Ф.6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №15128-01	А	ТОЛ 10-I	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C28-T+					
58	ПС 110 кВ Череповец (Тяговая), КРУН 10 кВ, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C28-T+					
59	ПС 110 кВ Печатино (тяговая), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Печатино-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Печаткино (тяговая), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Печаткино-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
61	ПС 110 кВ Печаткино (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.2ДПР	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	-		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-4-AL-C29-T+					
62	ПС 110 кВ Печаткино (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.1ДПР	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №3690-73	A	ТФН-35М	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	-		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-4-AL-C25-T+					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
63	ПС 220 кВ Харовская (тяговая), ввод 220 кВ АТ-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36671-12	А	ТГФМ-220П*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-220П*		
				С	ТГФМ-220П*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
64	ПС 220 кВ Харовская (тяговая), ввод 220 кВ АТ-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36671-12	А	ТГФМ-220П*		
				В	ТГФМ-220П*		
				С	ТГФМ-220П*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4					
65	ПС 220 кВ Харовская (тяговая), ВЛ 110 кВ Харовская (Тяговая) - Вожега с отпайками (ВЛ 110 кВ Харовск (Тяговая) - Вожега)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №2793-71	А	ТФЗМ-110Б-1У1		
				В	ТФЗМ-110Б-1У1		
				С	ТФЗМ-110Б-1У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №1188-84	А	НКФ110-83У1		
				В	НКФ110-83У1		
				С	НКФ110-83У1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-4-AL-C25-T+					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
66	ПС 220 кВ Харовская (тяговая), ВЛ 110 кВ Сокол - Харовская (Тяговая) с отпайками (ВЛ 110 кВ Сокол - Харовск (Тяговая))	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №2793-71	A	ТФ3М-110Б-1У1	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТФ3М-110Б-1У1		
				C	ТФ3М-110Б-1У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ110-83У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ110-83У1		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-4-AL-C25-T+					
67	ПС 220 кВ Харовская (тяговая), ВЛ 110 кВ Харовская (Тяговая) - Никольский Погост (ВЛ 110 кВ Никольский Погост)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №2793-71	A	ТФ3М-110Б-1У1		
				B	ТФ3М-110Б-1У1		
				C	ТФ3М-110Б-1У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ110-83У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ110-83У1		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-4-AL-C25-T+					
68	ПС 220 кВ Харовская (тяговая), ВЛ 110 кВ Харовская (Тяговая) - Сямжа с отпайкой на ПС Харовск (ВЛ 110 кВ Харовск (Т) - Сямжа)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №2793-71	A	ТФ3М-110Б-1У1		
				B	ТФ3М-110Б-1У1		
				C	ТФ3М-110Б-1У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ110-83У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ110-83У1		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-4-AL-C25-T+					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6				
69	ПС 220 кВ Харовская (тяговая), ОРУ 110кВ, ОМВ 110кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №2793-71	А	ТФ3М-110Б-1У1	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14				
				В	ТФ3М-110Б-1У1						
				С	ТФ3М-110Б-1У1						
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №1188-84	А	НКФ110-83У1						
				В	НКФ110-83У1						
				С	НКФ110-83У1						
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-4-AL-C25-T+							
		70	ПС 220 кВ Харовская (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.1ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №8555-81			А	ТФ3М35А-ХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
								В	ТФ3М35А-ХЛ1		
С	-										
ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70			А	ЗНОМ-35-65						
				В	ЗНОМ-35-65						
				С	-						
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02			A2R-4-AL-C25-T+							
71	ПС 220 кВ Харовская (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.2ДПР			ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3690-73	А	ТФ3М-35А-У1	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14		
						В	ТФ3М-35А-У1				
		С	-								
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65						
				В	ЗНОМ-35-65						
				С	-						
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+							

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
72	ПС 220 кВ Харовская (тяговая), РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №15128-03	А	ТОЛ 10-I	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+					
73	ПС 220 кВ Харовская (тяговая), РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №15128-03	А	ТОЛ 10-I		
				В	-		
				С	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+					
74	ПС 220 кВ Кадниковский (тяговая), ОРУ-220кВ, отпайка ВЛ 220 кВ Харовская (Тяговая) - Коноша с отпайкой на ПС Кадниковский (Тяговая)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №20645-07	А	ТГФ220-II*		
				В	ТГФ220-II*		
				С	ТГФ220-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
75	ПС 220 кВ Кадниковский (тяговая), ОРУ-220кВ, отпайка ВЛ 220 кВ Вологодская - Явenga (Тяговая) с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №20645-07	А	ТГФ220-II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФ220-II*		
				С	ТГФ220-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4			
76	ПС 220 кВ Кадниковский (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.1ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	ТФ3М-35А-У1		
				В	ТФ3М-35А-У1		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-4-AL-C25-T+			
77	ПС 220 кВ Кадниковский (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.2ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	ТФ3М-35А-У1		
				В	ТФ3М-35А-У1		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-4-AL-C25-T+			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
78	ПС 220 кВ Кадниковский (тяговая), РУ 10 кВ, Ф.1 Шевница	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №15128-03	A	ТОЛ 10-I	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C4-T+					
79	ПС 220 кВ Кадниковский (тяговая), РУ 10 кВ, Ф.2 Шевница	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №15128-03	A	ТОЛ 10-I		
				B	-		
				C	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C4-T+					
80	ПС 220 кВ Кадниковский (тяговая), РУ 10 кВ, Ф.3 ЛПХ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10		
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
81	ПС 220 кВ Кадниковский (тяговая), РУ 10 кВ, Ф.4 ЛПХ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №15128-03	А	ТОЛ 10-I	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+					
82	ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Бабаево - Бабаево (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Бабаево 2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4W					
83	ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Бабаево (Тяговая) - Уйта (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Уйта 2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
84	ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4					
85	ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4W					
86	ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т3	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4W					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
87	ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), РУ 10 кВ, Ф. ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №9143-83	A	ТЛК10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
88	ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), РУ 10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №9143-83	A	ТЛК10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
89	ПС 110 кВ Уйта (тяговая), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Бабаево (Тяговая) - Уйта (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Уйта 2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №59982-15	A	ТГМ-110 УХЛ1		
				B	ТГМ-110 УХЛ1		
				C	ТГМ-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P3B-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6		
90	ПС 110 кВ Уйта (тяговая), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Октябрьская - Уйта (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Уйта 1)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №59982-15	A	ТГМ-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14		
				B	ТГМ-110 УХЛ1				
				C	ТГМ-110 УХЛ1				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1				
				B	НКФ-110-57 У1				
				C	НКФ-110-57 У1				
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4					
		91	ПС 110 кВ Уйта (тяговая), ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05			A	ТБМО-110 УХЛ1
								B	ТБМО-110 УХЛ1
C	ТБМО-110 УХЛ1								
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94			A	НКФ-110-57 У1				
				B	НКФ-110-57 У1				
				C	НКФ-110-57 У1				
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97			EA02RAL-P3B-4					
92	ПС 110 кВ Уйта (тяговая), ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т2			ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
						B	ТБМО-110 УХЛ1		
		C	ТБМО-110 УХЛ1						
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1				
				B	НКФ-110-57 У1				
				C	НКФ-110-57 У1				
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4W					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
93	ПС 110 кВ Уйта (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.2ДПР	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №47124-11	A	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			
94	ПС 110 кВ Тешемля (тяговая), ОРУ 110 кВ, 1СШ 110кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Бабаево - Подборные с отпайкой на ПС Тешемля (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Подборовская)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4			
95	ПС 110 кВ Тешемля (тяговая), ОРУ 110 кВ, 2СШ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Бабаево - Подборные с отпайкой на ПС Тешемля (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Подборовская)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4W			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
96	ПС 110 кВ Тешемля (тяговая), ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4W					
97	ПС 110 кВ Тешемля (тяговая), ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4W					
98	ПС 110 кВ Тешемля (тяговая), ЗРУ 10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=30/5 №9143-01	А	ТЛК10-6		
				В	-		
				С	ТЛК10-6		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-В-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6				
99	ПС 110 кВ Тешемля (тяговая), ЗРУ 10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =30/5 №9143-01	А	ТЛК10-6						
				В	-						
				С	ТЛК10-6						
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10						
				В							
				С							
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05L-B-3									
100	ПС 110 кВ Туфаново (тяговая), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Грязовец-Туфаново	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12				
				В	ТГФМ-110 II*						
				С	ТГФМ-110 II*						
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1			RTU-327 Рег. № 41907-09	Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	НАМИ-110 УХЛ1						
				С	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14						
101	ПС 110 кВ Туфаново (тяговая), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Вологда-Южная - Туфаново (ВЛ 110 кВ Вологда-Туфаново)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08			А	ТГФМ-110 II*				
						В	ТГФМ-110 II*				
						С	ТГФМ-110 II*				
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08			А	НАМИ-110 УХЛ1				
						В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4									

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
102	ПС 110 кВ Туфаново (тяговая), ОРУ 110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
103	ПС 110 кВ Туфаново (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.1ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3689-73	А	ТФЗМ-35Б-1У1	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФЗМ-35Б-1У1		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-4-AL-C29-T+			
104	ПС 110 кВ Туфаново (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.2ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3689-73	А	ТФЗМ-35Б-1У1		
				В	ТФЗМ-35Б-1У1		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-4-AL-C29-T+			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
105	ПС 110 кВ Грязовец (тяговая), ОРУ-110кВ, ВЛ 110 кВ Тяговая-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №40088-08	A	VAU-123	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
106	ПС 110 кВ Грязовец (тяговая), ОРУ-110кВ, ВЛ 110 кВ Тяговая-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
107	ПС 110 кВ Грязовец (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.1ДПР	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =200/5 №62259-15	A	ТОЛ-НТ3-35-IV		
				B	ТОЛ-НТ3-35-IV		
				C	-		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
108	ПС 110 кВ Грязовец (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.2ДПР	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №3690-73, 664-51	А	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТФН-35		
				С	-		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+			
109	ПС 220 кВ Явenga (тяговая), ввод 220 кВ АТ-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №36671-12	А	ТГФМ-220П*		
				В	ТГФМ-220П*		
				С	ТГФМ-220П*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4			
110	ПС 220 кВ Явenga (тяговая), ввод 220 кВ АТ-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №36671-12	А	ТГФМ-220П*		
				В	ТГФМ-220П*		
				С	ТГФМ-220П*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
111	ПС 220 кВ Явенга (тяговая), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Явенга (Т) - Вожега	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №2793-71	А	ТФЗМ-110Б-1У1	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФЗМ-110Б-1У1		
				С	ТФЗМ-110Б-1У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	А	НКФ110-83У1		
				В	НКФ110-83У1		
				С	НКФ110-83У1		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-4-AL-C29-T+			
112	ПС 220 кВ Явенга (тяговая), ОРУ 110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №2793-71	А	ТФЗМ-110Б-1У1		
				В	ТФЗМ-110Б-1У1		
				С	ТФЗМ-110Б-1У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	А	НКФ110-83У1		
				В	НКФ110-83У1		
				С	НКФ110-83У1		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-4-AL-C29-T+			
113	ПС 220 кВ Явенга (тяговая), ОРУ 27,5 кВ, Ф.1ДПР	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №3690-73	А	ТФЗМ-35А-У1		
				В	ТФЗМ-35А-У1		
				С	-		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-4-AL-C25-T+			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6		
114	ПС 220 кВ Явenga (тяговая), СШ 0,4 кВ, Ф.Дом	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №15174-01	A	ТОП 0,66	RTU-327 Per. № 19495-03	УСВ-3 Per. № 51644-12		
				B	ТОП 0,66				
				C	ТОП 0,66				
		ТН	-	A	-				
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-4-AL-C25-T+							
115	ПС 110 кВ Грязовец, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Грязовец- Туфаново	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №53344-13	A	ТОГФМ-110	RTU-327 Per. № 41907-09	Метроном-50М Per. № 68916-17		
				B	ТОГФМ-110				
				C	ТОГФМ-110				
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №1188-84, 14205-94, 1188-84	A	НКФ110-83У1			ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	ССВ-1Г Per. № 58301-14
				B	НКФ-110-57 У1				
				C	НКФ110-83У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
116	ПС 35 кВ Паровозный Музей - тяговая, ВЛ 35 кВ Шушарская-2, оп.№6/н, отпайка в сторону ПС 35 кВ Паровозный музей-тяговая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №59982-15	A	ТГМ-35 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГМ-35 УХЛ1		
				C	ТГМ-35 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №60002-15	A	НАМИ-35		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
117	ПС 110 кВ Петярви (ПС-416), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Сосновская - Петярви (ВЛ 110 кВ Громовская-4)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4					
118	ПС 110 кВ Петярви (ПС-416), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Громовская-3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
119	ПС 110 кВ Суйда (ПС-400), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Гатчинская - Суйда (ВЛ 110 кВ Лужская-1)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
120	ПС 110 кВ Суйда (ПС-400), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Батово - Суйда с отпайкой на ПС Вырица (ВЛ 110 кВ Лужская-2)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
121	ПС «Вырица- тяговая» 35/10кВ, РУ-10 кВ, Ф.1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =75/5 №32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №51621-12	ABC	НАЛИ-СЭЩ		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
122	ПС «Вырица- тяговая» 35/10кВ, РУ-10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51621-12	A B C	НАЛИ-СЭЩ		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
123	ПС «Вырица- тяговая» 35/10кВ, РУ-10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51621-12	A B C	НАЛИ-СЭЩ		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
124	ПС «Вырица- тяговая» 35/10кВ, РУ-10 кВ, Ф.6	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51621-12	A B C	НАЛИ-СЭЩ		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6		
125	ПС «Вырица- тяговая» 35/10кВ, РУ-10 кВ, Ф.8	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =75/5 №32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14		
				B	-				
				C	ТОЛ-СЭЩ-10				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №51621-12	A	НАЛИ-СЭЩ				
				B					
				C					
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4							
126	ПС 110 кВ Броневая (ПС-493), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Авторская ТЭЦ - Броневая (ВЛ 110 кВ Южная-2)	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =1000/5 №61432-15	A	ТОГФ-110				
				B	ТОГФ-110				
				C	ТОГФ-110				
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №15852-06	A	СРА 123				
				B	СРА 123				
				C	СРА 123				
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
		127	ПС 110 кВ Броневая (ПС-493), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Волхов-Южная - Броневая (ВЛ 110 кВ Южная-20)	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =1000/5 №61432-15			A	ТОГФ-110
								B	ТОГФ-110
C	ТОГФ-110								
ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №15852-06			A	СРА 123				
				B	СРА 123				
				C	СРА 123				
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11			A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
128	ПС 110 кВ Пикалёвская (ПС-112), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Пикалёвская - Большой Двор (ВЛ 110 кВ Большедворская-2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17		
129	ПС 110 кВ Пикалёвская (ПС-112), ОРУ 110 кВ, ОВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-11			А	ТБМО-110 УХЛ1
						В	ТБМО-110 УХЛ1
						С	ТБМО-110 УХЛ1
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08			А	НАМИ-110 УХЛ1
						В	НАМИ-110 УХЛ1
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			ССВ-1Г Рег. № 58301-14		

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
130	ПС 110 кВ Грязовец, ОРУ 110 кВ, ОМВ 110кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №30559-05	А	ТВИ-110	ТОК-С Пер. № 13923-03	УСВ-2 Пер. № 41681-10
				В	ТВИ-110		
				С	ТВИ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
131	ПС 220 кВ Вологда-Южная, ОРУ 110 кВ, яч.25, КВЛ 110 кВ Вологда-Южная - Туфаново (КВЛ 110 кВ Вологда-Туфаново)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №40729-09	А	F35-CT4	RTU-325T Пер. № 44626-10	СТВ-01 Пер. № 49933-12 РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12
				В			
				С			
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/100 №40730-09	А	SUD 145/H79-F35		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
Примечания: 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 6, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 7 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 7 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнер- гии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-5, 7, 8, 25-30, 36, 37, 45, 46, 59, 60, 63, 64, 74, 75, 100-102, 105, 106, 109, 110, 117, 118	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
6, 87, 88	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
9-21, 31-35, 38-41, 43, 44, 47-52, 55-58, 61, 62, 65-73, 76-81, 98, 99, 103, 104, 108, 111-113	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
22-24, 42, 130	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
53, 54, 93	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
82-86, 89-92, 94-97	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
107	Активная	1,0	2,9
	Реактивная	1,8	2,8
114	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	3,4
115, 131	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
116, 119, 120, 128, 129	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
121-125	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	3,5
126, 127	Активная	0,9	4,7
	Реактивная	2,0	2,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания:

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

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

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

Таблица 8 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11 - ГОСТ 26035-83, ТУ 4228-001-29056091-94	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03) - для УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09) - для УСПД ЭКОМ-3000, ТОК-С - для УСПД RTU-325Т - для УСВ-2 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +55 от 0 до +75 от +1 до +50 от 0 до +40 от 0 до +50 от -10 до +50 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40 от +10 до +30 от +5 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 72 50000 72 120000 72 90000 72 40000 24

Продолжение таблицы 8

1	2
УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ТОК-С: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325T: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 24 100000 24 35000 24 55000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;

- УСПД;
- серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 9.

Таблица 9 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	12 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-I	24 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОП 0,66	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФМ-110	3 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ220-II*	6 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	51 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	3 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	15 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-1У1	21 шт.
Трансформаторы тока	ТВИ-110	3 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-220II*	12 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 II*	51 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	19 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	19 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35М	10 шт.
Трансформаторы тока	STSM-38	6 шт.
Трансформаторы тока	ФЗ5-СТ4	1 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2 шт.

Продолжение таблицы 9

1	2	3
Трансформаторы тока	ТОГФМ-110	3 шт.
Трансформаторы тока	ТГМ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-35-IV	2 шт.
Трансформаторы тока	4МС7033 ZЕК	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ35А-ХЛ1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК10-6	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35	1 шт.
Трансформаторы тока	ТГМ-35 УХЛ1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	10 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6 шт.
Трансформаторы комбинированные	VAU-123	12 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	14 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	22 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	5 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	18 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	54 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3 шт.
Трансформаторы напряжения	SUD 145/H79-F35	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	6 шт.
Трансформаторы напряжения	4МТ 48 XD	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	42 шт.
Трансформаторы напряжения	СРА 123	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа	59 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	29 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	42 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	6 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	7 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ТОК-С	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325Т	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1 шт.
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.209.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 Вологодской 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 Вологодской 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

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

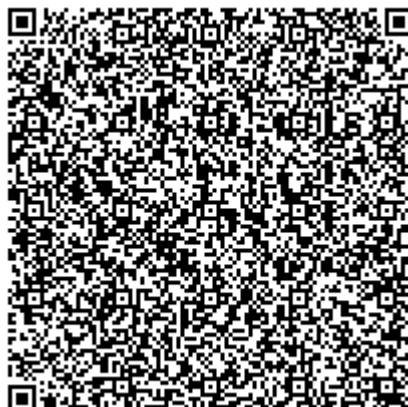
Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2

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

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» апреля 2022 г. № 915

Регистрационный № 85194-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «БТК Текстиль» г. Тула

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «БТК Текстиль» г. Тула (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) ООО «БТК Текстиль» г. Тула, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

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

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, отражаются в его журнале событий.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств, отражаются в журнале событий сервера.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 35 кВ Дедилово № 80, ЗРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. Чулочная фабрика	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная	±1,2	±3,3
			ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11			реактивная	±2,8	±5,3

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 (5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +35 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03.01 для электросчетчика Меркурий 234 ARTM-02 DPBR.R для электросчетчика Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.R - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 320000 320000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;

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

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	ТТИ-А	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM-02 DPBR.R	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.R	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	ЕГ.01.115-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «БТК Текстиль» г. Тула, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант»

(ООО «ЕЭС-Гарант»)

ИНН 5024173259

Адрес: 143421, Московская область, г.о. Красногорск, тер. Автодорога Балтия, км 26-й, д. 5, стр. 3, офис 4012

Телефон: +7 (495) 980-59-00

Факс: +7 (495) 980-59-08

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

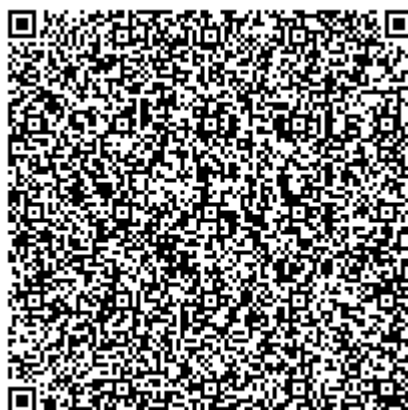
(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» апреля 2022 г. № 915

Регистрационный № 85195-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Покровская» АО «Оренбургнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Покровская» АО «Оренбургнефть» предназначена для автоматизированного измерения массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси, определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Покровская» АО «Оренбургнефть» (далее – СИКНС) основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси с применением преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефтегазоводяной смеси по реализованному в нем алгоритму. Масса балласта определяется расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды. Масса нетто сырой нефти определяется как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, скомплектованный из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты. Система состоит из блока фильтров (далее - БФ), блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси (далее – БИК), узла подключения передвижной поверочной установки (далее - УПППУ), системы дренажа и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). БИЛ состоит из одной рабочей измерительной линии (далее – ИЛ 1) и одной контрольно-резервной (далее – ИЛ 2). БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Часть измерительных компонентов СИКНС формируют вспомогательные измерительные каналы (далее – ИК), метрологические характеристики которых определяют комплектным методом. Заводской номер СИКНС 2614-18.

В состав СИКНС входят измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Расходомер массовый Promass, состоящий из первичного преобразователя Promass F и вторичного электронного преобразователя модификации 500	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2)	68358-17
Датчик давления Метран-150, модель 150TG	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2)	32854-13
Датчик температуры ТСПТ Ex, модификация ТСПТ Exd101-L16-Pt100-A4H10-C10-8-100/100	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2)	57176-14
Влагомер сырой нефти ВСН-2, модификация ВСН-2-50-100	1 (БИК)	24604-12
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	1 (БИК)	57762-14
Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+», исполнение ИнКС.425210.003	1 (СОИ)	52866-13

В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефтегазоводяной смеси утвержденных типов.

Пломбировка СИКНС осуществляется с помощью свинцовой (пластмассовой) пломбы и проволоки, которой пломбируются фланцевые соединения расходомеров массовых. Неизменность ПО расходомеров массовых обеспечивается защитой бесконтактных кнопок управления с помощью знаков поверки в виде наклеек и пломбированием шпилек, ограничивающих снятие крышек вторичных электронных преобразователей. Пломбы, несут на себе поверительные клейма, в соответствии с МИ 3002-2006 Рекомендация «ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Конструкция не предусматривает возможность нанесения заводских и (или) серийных номеров непосредственно на СИКНС. С целью обеспечения идентификации заводской номер установлен в формуляре.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС.

ПО СИКНС реализованное в автоматизированном рабочем месте оператора – ПО «Генератор отчетов АБАК REPORTER» (далее – АРМ оператора).

ПО СИКНС защищено от преднамеренных изменений с помощью специальных программных средств: реализованы система паролей доступа, авторизация пользователей, криптографические методы защиты. Уровень защиты ПО СИКНС «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО СИКНС представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение							
	ИВК							АРМ оператора
1	2							3
Идентификационное наименование ПО	Ab ak. bex	ngas2 015.be x	mivisc .bex	mi35 48.be x	ttriso .bex	Aba kC2. bex	LN Gm r27 3.b ex	mDLL.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0							1.2.5.16
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	40 690 913 40	31331 09068	33545 85224	2333 5589 44	1686 2570 56	2555 2877 59	362 319 064	ef9f814ff4 180d55bd9 4d0debd23 0d76
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32							MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	От 142 до 400
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси от 0 до 5 % включ.: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 5 до 15 % включ.: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 15 до 35 % включ.: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 35 до 55 % включ.: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 55 до 65 % включ.: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 65 до 70 % включ.:	$\pm 1,0$ $\pm (0,15\varphi + 0,25)$ $\pm (0,075\varphi + 1,375)$ $\pm (0,15\varphi - 1,25)$ $\pm (0,3\varphi - 9,5)$ $\pm 10,0$

Примечание: где φ – содержание объёмной доли воды в нефтегазоводяной жидкости, %.

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

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений (т/ч)	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1, 2	ИК массового расхода сырой нефти	2 (ИЛ 1, ИЛ 2)	Расходомер массовый Promass, состоящий из первичного преобразователя Promass F и вторичного электронного преобразователя модификации 500	Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+», исполнение ИнКС.425210.003	От 142 до 400	$\pm 0,25\%$ ¹⁾ ($\pm 0,20\%$) ²⁾
¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на ИЛ 1, и ИК массового расхода на ИЛ 2, применяемого в качестве резервного; ²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на ИЛ 2, применяемого в качестве контрольного.						

Таблица 5 – Основные технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
1	2
Температура окружающего воздуха, °С:	от - 43 до + 50
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С - кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ - плотность пластовой воды, измеренная в лаборатории, кг/м ³ - объемная доля воды, % - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ - массовая доля механических примесей, % - содержание растворенного газа, м ³ /м ³ - содержание свободного газа, м ³ /м ³	нефтегазоводяная смесь от 0,5 до 1,0 от +10 до +35 до 7,0 от 840 до 953 от 1000 до 1200 до 70 до 20 000 до 0,112 не допускается не допускается

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС приведена в таблице 6

Таблица 6 - Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ «Покровская» АО «Оренбургнефть», заводской № 2614-18	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	П1-01.05 ИЭ-124 ЮЛ-412	1 экз.
Методика поверки	МП 19-01062-13-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. ГСИ. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Покровская» ПАО «Оренбургнефть», (регистрационный номер ФР.1.29.2019.33118).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерения количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Покровская» АО «Оренбургнефть».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 № 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»

ПНСТ 360-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Научно-инженерный центр Инкомсистем» (ЗАО НИЦ «Инкомсистем»)

ИНН 1660002574

Юридический адрес: 420029 г. Казань, ул. Пионерская 17

Место нахождения: 420095 г. Казань, ул. Восстания 100, корп. 13, Технополис «Химград»

Тел.: +7(843) 212-50-10

Факс: +7(843) 212-50-20

Web-сайт: incomsystem.ru

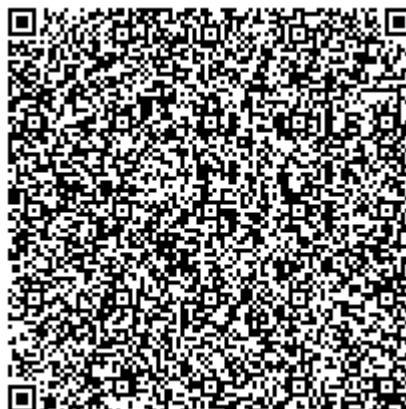
E-mail: mail@incomsystem.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Адрес: 443099, г. Самара, ул. Куйбышева, д. 97

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц: RA.RU 312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» апреля 2022 г. № 915

Регистрационный № 85196-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Модули инклинометрии и ГК LWD 48.04.00.00.000 забойной телеметрической системы с гидравлическим каналом связи Вектор

Назначение средства измерений

Модули инклинометрии и ГК LWD 48.04.00.00.000 забойной телеметрической системы с гидравлическим каналом связи Вектор (далее – инклинометры) предназначены для измерений зенитного и азимутального углов скважины при бурении, а также угла установки отклонителя (визирный угол) с передачей данных из скважины на поверхность по гидравлическому каналу связи.

Описание средства измерений

Принцип действия инклинометров основан на измерении магнитного и гравитационного полей Земли при помощи феррозондовых магнитометров (измеряют проекции магнитного поля) и акселерометров (измеряют проекции силы тяжести), находящихся в системе и установленных вдоль трех взаимно перпендикулярных осей.

Инклинометры выполнены в виде трубчатого корпуса из титанового сплава, заключающего в себе сборку из модулей со встроенными в них блоками датчиков, шасси плат и разъем для передачи информации. Телеметрические системы состоят из забойной (рис. 1) и наземной (рис. 2) частей.

Блок датчиков обеспечивает определение пространственной ориентации модуля в магнитном и гравитационном полях Земли. Для этой цели он содержит трёхосевой магнитометр и три акселерометра с осями чувствительности, расположенными по трем взаимно перпендикулярным осям. Эти оси определяют систему координат, связанную с корпусом модуля, причем одна из осей (ось Z) совпадает с осью корпуса модуля. Магнитометры измеряют проекции вектора напряженности магнитного поля Земли, а акселерометры – проекции вектора силы тяжести. По показаниям этих датчиков также определяется положение корпуса модуля относительно продольной оси. Это позволяет определить угловое положение модуля относительно магнитного меридиана или апсидальной плоскости (угол установки отклонителя).

В шасси плат установлены платы процессора, питания и памяти. Плата процессора осуществляет обработку сигналов магнитометров и акселерометров, преобразует их в цифровой формат, производит необходимые вычисления зенита, азимута, визирного угла, считывает значения датчика температуры для вычисления температурной коррекции, преобразует вычисленные значения в соответствующий телеметрический формат, передает их в наземную часть по гидравлическому каналу связи путем управления пульсатором и записывает вычисленные значения в узел энергонезависимой памяти. Плата процессора управляет подачей напряжения питания на акселерометры и магнитометры с целью обеспечения оптимального энергопотребления. Плата питания обеспечивает необходимый набор стабилизированных

питающих напряжений. Плата памяти получает от платы процессора данные для сохранения в энергонезависимую память.

Наземная часть представляет собой согласующее устройство с установленным программным обеспечением, с декодером сигналов датчика давления и модулем передачи от погружаемой части информации, с возможностью вывода ее на экран компьютера или дальнейшей передачи.

Пломбирование корпуса инклинометра от несанкционированного доступа не предусмотрено. Заводские номера наносятся на корпус гравированием, что обеспечивает идентификацию, возможность прочтения и сохранность номера в процессе эксплуатации средства измерений и имеют числовое обозначение.



Рисунок 1 – Внешний вид модулей инклинометрии и ГК LWD 48.04.00.00.000 забойной телеметрической системы с гидравлическим каналом связи Вектор



Рисунок 2 – Внешний вид наземной части модулей инклинометрии и ГК LWD 48.04.00.00.000 забойной телеметрической системы с гидравлическим каналом связи Вектор

Программное обеспечение

Встроенное программное обеспечение инклинометров разработано для конкретной измерительной задачи и осуществляет измерительные функции и функции считывания данных.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	LWD48.01.04.00.000	LWD48.04.11.01.000
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	v1321	v155
Цифровой идентификатор ПО*	-	

ПО состоит из модулей управления питанием инклинометров, модулей обработки показаний, передачи данных, записи данных, управления электромагнитом пульсатора.

Данное программное обеспечение разработано с закрытым исходным кодом, без возможности его изменения. Внесение изменений в программное обеспечение инструментальных модулей производится только заводом изготовителем. Обновление версий установленного программного обеспечения производится напрямую с официального сервера завода изготовителя. Возможности установки модифицированных или каким-либо образом измененных версий отсутствуют.

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Метрологические характеристики инклинометров

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений зенитных углов, °	от 0 до 180
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений зенитных углов, °	±0,1
Диапазон измерений азимутальных углов, °	от 0 до 360
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений азимутальных углов, ° - при зенитных углах от 3 до 170 включительно*	±1,5
Диапазон измерений угла установки отклонителя, °	от 0 до 360
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений угла установки отклонителя, ° ** - относительно апсидальной плоскости при зенитных углах от 3° до 170°, ° - относительно магнитного меридиана при зенитных углах от 0° до 10°, °	±1,0 ±1,5
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды на каждые 10 °С в диапазоне от +20 до +120 °С, °	±0,1

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений углов проноормированы для температуры окружающей среды от +5 до +25 °С. * - при зенитных углах от 0° до 3° не включительно и свыше 170° до 180° не нормируется. ** - при зенитном угле более 3 градусов и менее 170 градусов в качестве угла установки отклонителя используется угол установки отклонителя относительно гравитационной плоскости. При зенитном угле менее 3 градусов и более 170 градусов в качестве угла установки отклонителя используется угол установки отклонителя относительно магнитного меридиана.	
---	--

Таблица 3 - Технические характеристики инклинометров

Параметр	Значение
Условия эксплуатации: - рабочая область значений температур, °С	от +5 до +120
Габаритные размеры, мм, не более: - наружный диаметр, - длина	48 1800
Параметры электрического питания: - напряжение питания, В - мощность в режиме измерения, Вт, не более	Литиевые батареи От 28 до 40 3

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность инклинометров

Наименование	Количество	Обозначение
Модуль инклинометрии и ГК LWD48.04.00.00.000 забойной телеметрической системы с гидравлическим каналом связи Вектор	1 шт.	LWD48.04.00.00.000
Руководство по эксплуатации	1 экз.	LWD48.04.00.00.000 РЭ
Паспорт	1 экз.	LWD48.04.00.00.000 ПС
Ведомость ЗИП	1 экз.	LWD48.04.00.00.000 ЗИ
Комплект запасных частей	1 комп.	LWD48.04.21.00.000
Комплект инструмента и принадлежностей	1 комп.	LWD48.04.23.00.000
Контейнер транспортировочный	1 шт.	-

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в разделе № 2 руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования модулям инклинометрии и ГК LWD 48.04.00.00.000 забойной телеметрической системы с гидравлическим каналом связи Вектор

Технические условия LWD 48.01.00.00.000 ТУ «Забойная телеметрическая система с гидравлическим каналом связи Вектор».

Изготовитель

Акционерное общество «Научно-производственная фирма «Геофизика»
(АО НПФ «Геофизика»)

ИНН 0278012129

Адрес: 450001, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, улица Комсомольская, д.2,
корп.1

Телефон: +7 (347)226-87-31

E-Mail: priem@nprf-geofizika.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

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

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

E-mail: office@vniims.ru, web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № 30004-13 от 29.03.2018 г.

