

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» мая 2022 г. № 1175

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.	Гистерезис-графы	PERMAGRAPH	C	85560-22	мод. PERMAGRAPH C-300 зав. №№ 134813, 135195; мод. PERMAGRAPH L зав. №№ 128649, 128650	Magnet-Physik Dr. Steingroever GmbH, Германия	Magnet-Physik Dr. Steingroever GmbH, Германия	ОС	МП 76-261-2021	1 год	Lab Equipment Trade s.r.o., Чешская Республика	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	30.12.2021
2.	Комплект возимых мер СВЧ мощности волноводный	Обозначение отсутствует	E	85561-22	880303	Завод "Эталон", г. Горький (изготовлен в 1988 г.)	Завод "Эталон", г. Горький (изготовлен в 1988 г.)	ОС	651-21-087 МП	1 год	Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области" (ФБУ "Нижегородский ЦСМ"), г. Нижний Новгород	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская обл., г. Солнечногорск, р.п. Менделеево	16.12.2021

3.	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСП-2000	Е	85562-22	2	Акционерное общество "НК "Роснефть" - Ставрополь" (АО "НК "Роснефть" - Ставрополь"), г. Ставрополь	Акционерное общество "НК "Роснефть" - Ставрополь" (АО "НК "Роснефть" - Ставрополь"), г. Ставрополь	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "НК "Роснефть" - Ставрополь" (АО "НК "Роснефть" - Ставрополь"), г. Ставрополь	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	18.06.2021
4.	Трансформаторы тока	ЯЭ-110	Е	85563-22	100, 7, 13, 16, 13-1, 15, 23, 18, 21, 25, 32, 33	Открытое акционерное общество "Энергомеханический завод" (ОАО "Энергомеханический завод"), г. Санкт-Петербург	Открытое акционерное общество "Энергомеханический завод" (ОАО "Энергомеханический завод"), г. Санкт-Петербург	ОС	ГОСТ 8.217-2003	8 лет	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	10.02.2022
5.	Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110-79-У3	Е	85564-22	16, 20, 22, 26, 27, 39, 42, 43, 45	Открытое акционерное общество "Запорожский завод высоковольтной аппаратуры" (ОАО "Запорожский завод высоковольтной аппаратуры"), Украина	Открытое акционерное общество "Запорожский завод высоковольтной аппаратуры" (ОАО "Запорожский завод высоковольтной аппаратуры"), Украина	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	10.02.2022
6.	Преобразователь давления измерительный	Hitachi EPR-N8S	Е	85565-22	1118281	"Hitachi High-Tech Solutions Corporation", Япония	"Hitachi High-Tech Solutions Corporation", Япония	ОС	МИ 1997-89	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "ВОЛГАПРОМИМПОРТ" (ООО "ВПИ"), г. Казань	ФБУ "ЦСМ Татарстан", г. Казань	11.03.2022
7.	Система автоматизированная ин-	Обозначение отсут-	Е	85566-22	1002	Акционерное общество "РЭС Групп"	Общество с ограниченной ответствен-	ОС	МП СМО-0903-2022	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО	АО "РЭС Групп", г. Владимир	11.03.2022

	формационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Белореченская ГЭС ООО "ЛУКОЙЛ-Экоэнерго"	отсутствует				(АО "РЭС Групп"), г. Владимир	стью "ЛУКОЙЛ-Экоэнерго" (ООО "ЛУКОЙЛ-Экоэнерго"), г. Ростов-на-Дону				"РЭС Групп"), г. Владимир		
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Чесменская (ф. 20-416, 20-617)	Обозначение отсутствует	Е	85567-22	987	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП СМО-2402-2022	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	28.02.2022
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Газпром	Обозначение отсутствует	Е	85568-22	1028	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное Общество "Газпром энергосбыт" (АО "Газпром энергосбыт"), г. Москва	ОС	МП СМО-1001-1-2022	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	11.01.2022

	энергосбыт" (МФЦ "Лакта")												
10.	Анализаторы электрических цепей и сигналов комбинированные портативные	FieldFox N9900B	C	85569-22	мод. FieldFox N9952B зав. №№ US60520101, MY61131008	Компания "Keysight Technologies, Inc.", США; Компания "Keysight Technologies Malaysia Sdn. Bhd.", Малайзия	Компания "Keysight Technologies, Inc.", США	ОС	651-21-080 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Кейсайт Текнолоджиз" (ООО "Кейсайт Текнолоджиз"), г. Москва	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская обл., г. Солнечногорск, р.п. Менделеево	23.11.2021
11.	Тестеры оптические	ОТ-3-2	E	85570-22	05320 с оптоэлектронным преобразователем SPM-2 0378620, 05420 с оптоэлектронным преобразователем SPM-2 0378720, 05520 с оптоэлектронным преобразователем SPM-2 0378820	Закрытое акционерное общество "Институт информационных технологий" (ЗАО "Институт информационных технологий"), Республика Беларусь	Закрытое акционерное общество "Институт информационных технологий" (ЗАО "Институт информационных технологий"), Республика Беларусь	ОС	Р 50.2.084-2013	1 год	Закрытое акционерное общество "Институт информационных технологий" (ЗАО "Институт информационных технологий"), Республика Беларусь	ФГУП "ВНИИОФИ", г. Москва	12.10.2021
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Оренбург-нефть" пятая очередь	Обозначение отсутствует	E	85571-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнергоПромРесурс" (ООО "ЭнергоПромРесурс"), Московская обл., г. Красногорск	Акционерное общество "Оренбург-нефть" (АО "Оренбург-нефть"), Оренбургская обл., г. Бузулук	ОС	МП ЭПР-482-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнергоПромРесурс" (ООО "ЭнергоПромРесурс"), Московская обл., г. Красногорск	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	11.02.2022
13.	Система измерений ко-	Обозначение	E	85572-22	43	Общество с ограниченной	Акционерное общество	ОС	МП 19-01062-1-	1 год	Акционерное общество	ООО ИК "СИБИНТЕК", г.	22.12.2020

	личества и параметров нефтегазодяной смеси УПСВ "Савельевская" АО "Оренбургнефть"	отсутствует				ответственно-стью "Метрологический центр Контрольно-измерительные технологии" (ООО МЦ "КИТ"), г. Москва	"Оренбургнефть" (АО "Оренбургнефть"), Оренбургская область, г. Бузулук		2021		"Оренбургнефть" (АО "Оренбургнефть"), Оренбургская область, г. Бузулук	Москва	
14.	Система измерений количества и параметров нефтегазодяной смеси УПСВ "Бобровская" АО "Оренбургнефть"	Обозначение отсутствует	Е	85573-22	18030	Общество с ограниченной ответственностью "Метрология и Автоматизация" (ООО "Метрология и Автоматизация"), г. Самара	Акционерное общество "Оренбургнефть" (АО "Оренбургнефть"), Оренбургская область, г. Бузулук	ОС	МП 19-01062-21-2021	1 год	Акционерное общество "Оренбургнефть" (АО "Оренбургнефть"), Оренбургская область, г. Бузулук	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	21.12.2020
15.	Система измерений количества и параметров нефтегазодяной смеси УПСВ "Кодяковская" (СИКНС Девон) АО "Оренбургнефть"	Обозначение отсутствует	Е	85574-22	18036	Общество с ограниченной ответственностью "Метрология и Автоматизация" (ООО "Метрология и Автоматизация"), г. Самара	Акционерное общество "Оренбургнефть" (АО "Оренбургнефть"), Оренбургская область, г. Бузулук	ОС	МП 19-01062-20-2021	1 год	Акционерное общество "Оренбургнефть" (АО "Оренбургнефть"), Оренбургская область, г. Бузулук	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	30.07.2021
16.	Приборы учета электроэнергии интеллектуальные	РиМ 384	С	85575-22	РиМ 384.03/2 (в составе РиМ 384.03 зав. №№ 24336, 24337), РиМ 384.04/2 (в составе РиМ 384.04 зав. №№ 24338, 24339)	Акционерное общество "Радио и Микроэлектроника" (АО "РиМ"), г. Новосибирск	Акционерное общество "Радио и Микроэлектроника" (АО "РиМ"), г. Новосибирск	ОС	ВНКЛ.4111 52.048 - 02 ДИ	10 лет	Акционерное общество "Радио и Микроэлектроника" (АО "РиМ"), г. Новосибирск	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	24.11.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» мая 2022 г. № 1175

Регистрационный № 85560-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Гистерезисграфы PERMAGRAPH

Назначение средства измерений

Гистерезисграфы PERMAGRAPH (далее – гистерезисграфы) предназначены для измерений магнитных характеристик (остаточной намагниченности, остаточной индукции, коэрцитивной силы по намагниченности и индукции, максимального энергетического произведения) образцов магнитотвердых материалов (далее – МТМ) различных типов в режиме перемагничивания квазистатическим магнитным полем в замкнутой магнитной цепи.

Описание средства измерений

Принцип действия гистерезисграфов заключается в перемагничивании образца по петле гистерезиса медленноменяющимся (квазистатическим) магнитным полем в замкнутой магнитной цепи. Контролируемый образец изделия (далее - образец) помещается в межполюсный зазор электромагнита так, чтобы образовалась замкнутая магнитная цепь. Вокруг образца располагается компенсированная измерительная катушка (далее – катушка), содержащая две обмотки. Одна обмотка катушки реагирует на изменение напряженности магнитного поля через неё, а вторая на изменение намагниченности образца. Образец намагничивается, создаваемым в межполюсном зазоре электромагнита плавно-меняющимся магнитным полем до уровня насыщения, затем размагничивается плавно-меняющимся магнитным полем (для высококоэрцитивных материалов намагничивание производится вне установки импульсным магнитным полем). Сигнал с обмоток измерительной катушки поступает на флюксметры, выходной сигнал одного из которых пропорционален напряженности магнитного поля, а другого - намагниченности образца. Сигналы, полученные с флюксметров, позволяют построить петлю гистерезиса или кривую размагничивания (для высококоэрцитивных магнитотвердых материалов) и рассчитать характеристики образца магнитотвердых материалов.

Гистерезисграф состоит из измерительного блока с двумя встроеными флюксметрами (или двухканальный интегратор, выполняющий функции флюксметров) и источником питания SPV, электромагнита со сменными полюсными наконечниками, компенсированных измерительных катушек ЛН, комплекта приспособлений для температурных измерений (нагревательные полюса, термopара, температурные катушки ЛНТ), персонального компьютера с предустановленным программным обеспечением и контрольного образца никеля для проверки работоспособности. Состав гистерезисграфа (количество измерительных катушек, электромагнит, сменные полюса и др.) может варьироваться в зависимости от комплекта поставки или конкретных требований заказчика.

Гистерезисграфы выпускаются в двух модификациях PERMAGRAPH C-300 и PERMAGRAPH L, отличающихся комплектацией, метрологическими и техническими характеристиками. В измерительном блоке PERMAGRAPH C-300 установлены два флюксметра электронных EF 5, в измерительном блоке PERMAGRAPH L установлен двухканальный интегратор.

Заводской номер указывается на передней панели корпуса измерительного блока методом наклейки. Общий вид средства измерений представлен на рисунке 1.

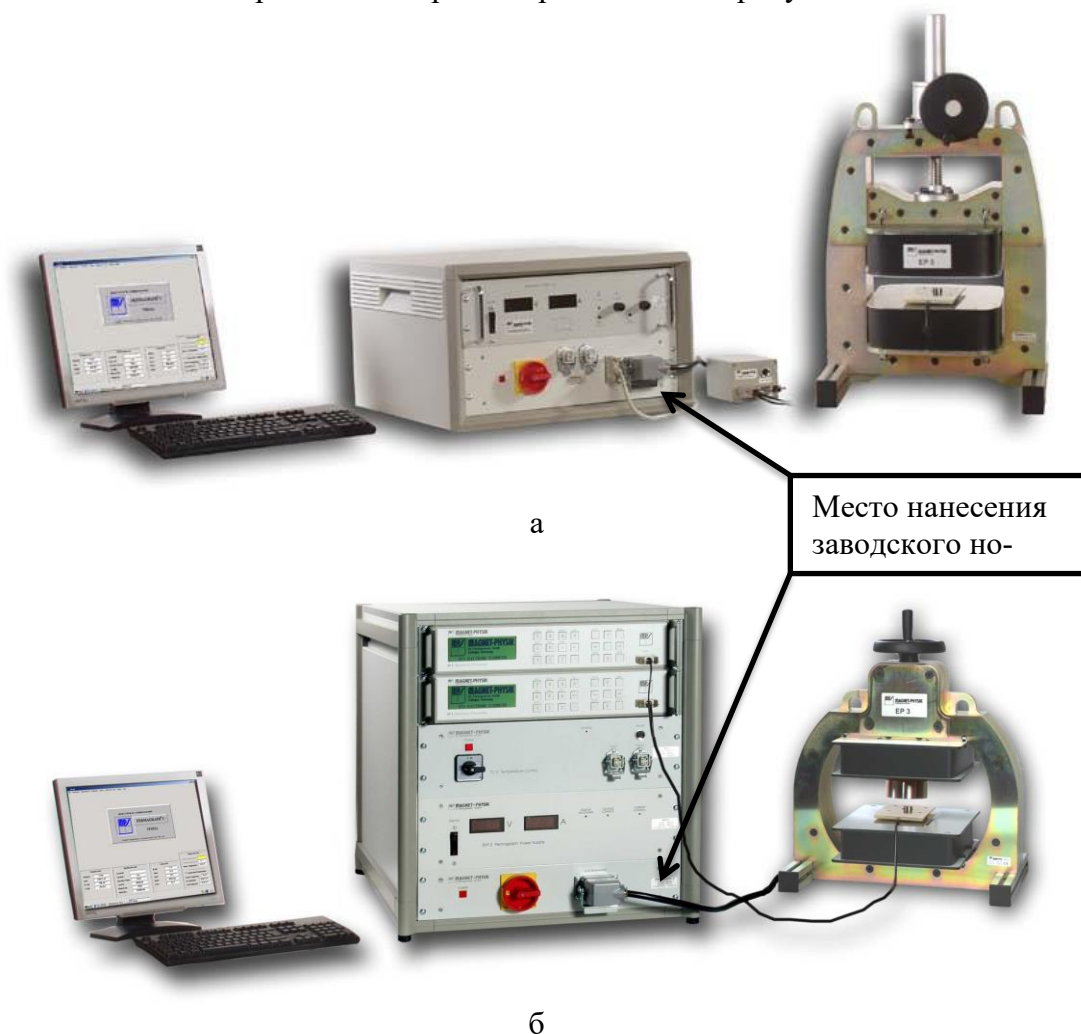


Рисунок 1 – Общий вид гистерезисграфа PERMAGRAPH (а – гистерезисграф PERMAGRAPH L с электромагнитом EP 5; б – гистерезисграф PERMAGRAPH C-300 с электромагнитом EP 3)

Пломбирование гистерезисграфа не предусмотрено. Нанесение знака поверки на гистерезисграф не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) предназначено для управления процессом измерений, обработки информации, для визуального отображения и хранения результатов измерений.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Perma
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.0.2.3
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальная напряженность магнитного поля для зазора 10 мм, не менее, кА/м: – для стандартных полюсных наконечников диаметром 92 мм – для концентрирующих полюсных наконечников диаметром 65 мм	2200 2500
Пределы допускаемой относительной погрешности максимальной напряженности магнитного поля, %	±2,0
Диапазон измерения магнитного потока, Вб	от 0,001 до 0,1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений магнитного потока, %	±0,5
Диапазон измерений остаточной индукции образца, Тл	от 0,2 до 1,4
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений остаточной индукции, %	± 3,5
Предел допускаемого СКО случайной составляющей относительной погрешности измерений остаточной индукции, %	1,2
Диапазон измерений коэрцитивной силы по индукции, кА/м	от 100 до 1890
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений коэрцитивной силы по индукции, %	± 4,5
Предел допускаемого СКО случайной составляющей относительной погрешности коэрцитивной силы по индукции, %	1,5
Диапазон измерений коэрцитивной силы по намагниченности, кА/м	от 100 до 2000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений коэрцитивной силы по намагниченности, %	± 4,5
Предел допускаемого СКО случайной составляющей относительной погрешности коэрцитивной силы по намагниченности, %	1,5
Диапазон измерений максимального энергетического произведения, кДж/м ³	от 30 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений максимального энергетического произведения	±5,5
Предел допускаемого СКО случайной составляющей относительной погрешности измерений максимального энергетического произведения, %	2,0
Диапазон измерений намагниченности (поляризации) насыщения никеля, кА/м (Тл)	от 0,8 до 1000 (от 0,001 до 1,3)
Предел допускаемого СКО случайной составляющей относительной погрешности измерений намагниченности (поляризации) насыщения никеля, %	1,5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	PERMAGRAPH L	PERMAGRAPH C-300
Габаритные размеры измерительного блока, мм, не более		
– высота	340	600
– ширина	550	560
– длина	600	600
Масса измерительного блока, кг, не более	90	95
Диаметр измеряемых образцов, мм	от 6 до 60	
Диапазон устанавливаемых значений температуры, °С	от 30 до 200	
Условия эксплуатации:		
– температура окружающей среды, °С	от +15 до +30	
– относительная влажность, %	от 5 до 80	
Параметры электрического питания:		
– напряжение переменного тока, В	380±38	
– частота переменного тока, Гц	50/60	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации типографским методом или методом наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Гистерезисграф PERMAGRAPH в составе:	PERMAGRAPH	1 шт.
– измерительный блок;	SPV	1 шт.
– электромагнит*;	EP 5 или EP 3	1 шт.
– полюсные наконечники*;	-	1 шт.
– компенсированные измерительные катушки*;	ЛН	4 шт.
– нагревательные полюса*;	-	1 шт.
– температурные измерительные катушки*;	ЛНТ	1 шт.
– термopapa*;	-	1 шт.
– контрольный образец Ni	-	1 шт.
Персональный компьютер с ПО	ПК	1 шт.
Инструкция по использованию программного обеспечения для PERMAGRAPH C/L. Perma.	ИЭ ПО	1 экз.
Инструкция по эксплуатации. PERMAGRAPH C-300 (L) с компьютерным управлением (гистерезисграфа)	ИЭ	1 экз.
Описание типа Гистерезисграф PERMAGRAPH	ОТ	1 экз.
* комплектация гистерезисграфа зависит от модификации и требований заказчика		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Эксплуатация» Инструкции по эксплуатации

Нормативные документы, устанавливающие требования к Гистерезисграфам PERMAGRAPH

Государственная поверочная схема для средств измерений мощности магнитных потерь магнитомягких материалов и магнитных характеристик магнитотвердых материалов, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2816 от 29.12.2018 г.

МРН.100.01.СП. Стандарт предприятия. Гистерезисграфы PERMAGRAPH

Изготовитель

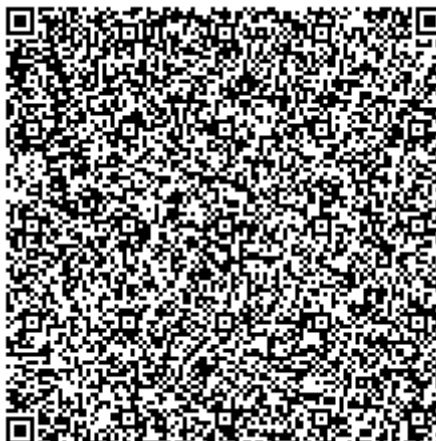
Magnet-Physik Dr. Steingroever GmbH, Германия,
Адрес: Emil-Hoffman-Strasse 3, D-50996 Кельн,
Тел: +49 22 36 3919 0;
Факс: +49 22 36 3919 19
e-mail: info@magnet-physik.de

Испытательный центр

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

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4
Телефон: (343) 350-26-18 , факс: (343) 350-20-39
Web-сайт: <http://www.uniim.ru/>
E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер в реестре УНИИМ – филиала ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №РА.RU.311373 от 10.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» мая 2022 г. № 1175

Регистрационный № 85561-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплект возимых мер СВЧ мощности волноводный

Назначение средства измерений

Комплект возимых мер СВЧ мощности волноводный (далее – комплект) предназначен для поверки и градуировки ваттметров (эталонных средств измерений) 1 и 2 разрядов в диапазоне частот от 5,64 до 37,5 ГГц.

Описание средства измерений

Комплект состоит из возимых мер МВ-35, МВ-23, МВ-16, МВ-11, МВ-7 и блока ваттметра измерительного Я2М-66.

Принцип действия возимой меры основан на преобразовании мощности СВЧ, ответвляемой из основного канала направленного ответвителя в боковой, в тепловой вид энергии и измерении на выходе преобразователя термо-эдс, пропорциональной падающей на вход мощности СВЧ. Термо-эдс подается через кабель в блок ваттметра измерительного Я2М-66. Мощность в основном канале ответвителя поглощается согласованной нагрузкой. Отношение мощности P_m , поглощаемой измерительным преобразователем, к мощности P_k , падающей на вход возимой меры, характеризуется калибровочным коэффициентом меры возимой K_k .

Конструктивно возимые меры МВ-7 и МВ-11 заключены в кожух. В возимых мерах МВ-16, МВ-23 и МВ-35 в кожух заключены только измерительный преобразователь ваттметра МЗ-51 (МЗ-52, МЗ-53 в зависимости от сечения ответвителя) и волноводно-коаксиальный переход, с помощью которого преобразователь присоединен в боковой канал ответвителя.

Общий вид комплекта приведен на рисунке 1.

Общий вид возимых мер с указанием мест нанесения знака утверждения типа, знака поверки, мест маркировки и защиты от несанкционированного доступа в виде пломбирования приведен на рисунках 2 - 6.

Наименование комплекта возимых мер, обозначение и год выпуска указываются только в эксплуатационной документации.

Заводской номер и наименование каждой возимой меры указаны на планке, прикрепленной к кожуху возимой меры.

Наименование блока ваттметра измерительного Я2М-66 указано на передней панели. Заводской номер указан за задней панели блока ваттметра измерительного Я2М-66. Места маркировки с наименованием и заводским номером приведены на рисунке 7.



Рисунок 1 – Общий вид комплекта в составе возимых мер MB-35, MB-23, MB-16, MB-11, MB-7 и блока ваттметра измерительного Я2М-66



Рисунок 2 – Общий вид возимой меры MB-35



Рисунок 3 – Общий вид возимой меры MB-23



Рисунок 4 – Общий вид возимой меры MB-16



Рисунок 5 – Общий вид возимой меры MB-11



Рисунок 6 – Общий вид возимой меры MB-7



Рисунок 7 – Общий вид блока ваттметра измерительного Я2М-66

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон частот, ГГц: – мера возимая МВ-35 – мера возимая МВ-23 – мера возимая МВ-16 – мера возимая МВ-11 – мера возимая МВ-7	от 5,64 до 8,24 от 8,24 до 12,05 от 11,95 до 17,44 от 16,7 до 25,86 от 25,86 до 37,50
КСВН входа, не более	1,05
Диапазон измерений мощности, мВт	от 1 до 10
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений мощности, %	$\pm 0,8$
Нестабильность значений калибровочного коэффициента, %	$\pm 0,3$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия применения: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха, % – атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от +15 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106,7 (от 630 до 800)
Габаритные размеры, мм: – возимая мера МВ-35 ширина высота длина – возимая мера МВ-23 ширина высота длина – возимая мера МВ-16 ширина высота длина – возимая мера МВ-11 ширина высота длина – возимая мера МВ-7 ширина высота длина – блок ваттметра измерительный Я2М-66 ширина высота длина	 149 72 551 140 60 413 136 53 355 47 47 346 47 47 307 255 240 322

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг, не более:	
– возимая мера МВ-35	2,5
– возимая мера МВ-23	1,5
– возимая мера МВ-16	1,0
– возимая мера МВ-11	0,75
– возимая мера МВ-7	0,5
– блок ваттметра измерительный Я2М-66	7,5

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель блока ваттметра измерительного или на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Заводской номер	Количество, шт.
1 Комплект возимых мер СВЧ мощности волноводных в составе:		зав. № 880303	
1.1 Возимая мера МВ-35	ПИ2.706.903	зав. №880303	1
1.2 Возимая мера МВ-23	ПИ2.706.903-01	зав. №880303	1
1.3 Возимая мера МВ-16	ПИ2.706.904	зав. №880303	1
1.4 Возимая мера МВ-11	ПИ2.706.904-01	зав. №880303	1
1.5 Возимая мера МВ-7	ПИ2.706.904-02	зав. №880303	1
1.6 Блок ваттметра измерительный Я2М-66	ЕЭ2.720.056 ТО	зав. №28554	1
2 Формуляр	ПИ1.400.061ФО		1
3 Руководство по эксплуатации	ПИ1.400.061РЭ		1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 документа ПИ1.400.061РЭ «Комплект возимых мер СВЧ мощности волноводный. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплекту возимых мер СВЧ мощности волноводный

Приказ Росстандарта № 3461 от 30 декабря 2019 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц»

Изготовитель

Завод «Эталон», г. Горький (изготовлен в 1988 г.)

Испытательный центр

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

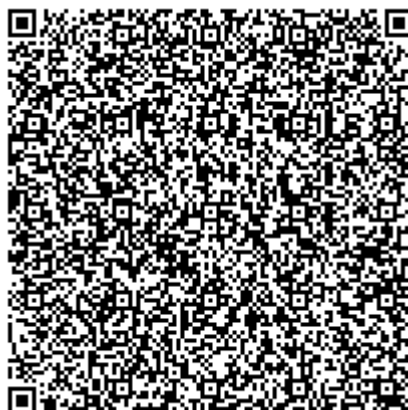
Адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон (факс): 8 (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-2000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-2000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой стальной сосуд с днищем и крышей, оборудованный приемо-раздаточными патрубками, технологическими люками и плавающим покрытием.

Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуар РВСП-2000 заводской № 2 расположен:

Ставропольский край, Буденовский р-н, г. Буденовск, ул. Розы Люксембург, 23, АО «НК «Роснефть»-Ставрополье».

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВСП-2000

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

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

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСП-2000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару стальному вертикальному цилиндрическому РВСП-2000

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) 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»

Изготовитель

Акционерное общество «НК «Роснефть»-Ставрополье» (АО «НК «Роснефть»-Ставрополье»)

ИНН 2636035027

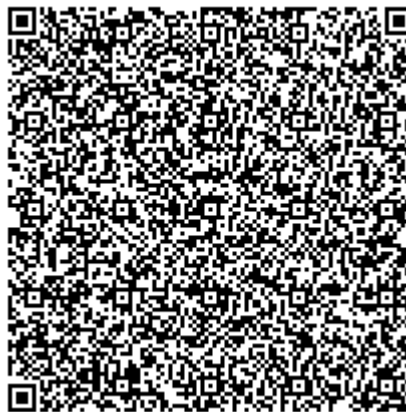
Адрес: 355037, Ставропольский край, г. Ставрополь, ул. Доваторцев 30Б, помещения 380-427

Испытательный центр

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

Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» мая 2022 г. № 1175

Регистрационный № 85563-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ЯЭ-110

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ЯЭ-110 (далее – трансформаторы) предназначены для применения в составе комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией класса напряжения 110 кВ для передачи сигнала измерительной информации средствам измерения, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на использовании явления электромагнитной индукции, т. е. на создании ЭДС переменным магнитным полем. Трансформаторы тока относятся к классу масштабных измерительных преобразователей электрических величин.

По конструкции трансформаторы относятся к шинным трансформаторам. Первичной обмоткой для него является токоведущий стержень, входящий в розеточные контакты выключателя и смежного с трансформатором тока элемента полюса ячейки.

Элегаз заполняет всю полость трансформатора тока и является изолирующей средой между первичной и вторичными обмотками.

Трансформатор имеет две вторичные обмотки. Каждая обмотка намотана на отдельный магнитопровод и может использоваться для защиты и измерения.

Выводы вторичных обмоток маркируются и находятся в коробке выводов.

Общий вид трансформаторов и место пломбирования представлены на рисунке 1.

Знак поверки наносится в свидетельство о поверке.

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

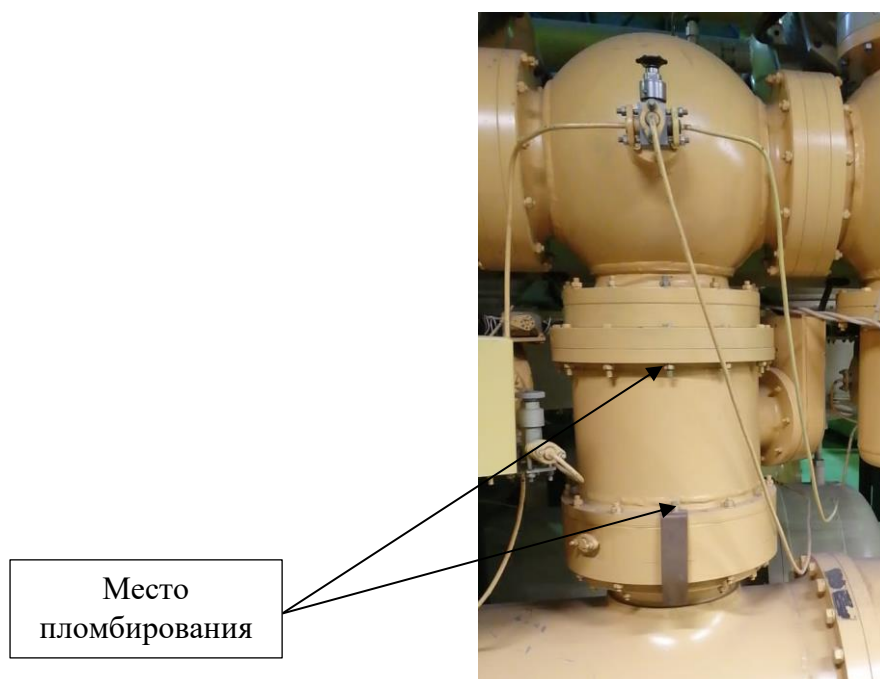


Рисунок 1 – Общий вид трансформатора тока типа ЯЭ-110
и обозначение места пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров				
	100	7, 13, 16	13-1, 15, 23	18, 21	25, 32, 33
Год выпуска	1983	1984	1985	1986	1992
Модификации трансформаторов	ЯЭ-110				ЯЭ-110Л-23 У4
Номинальное напряжение, кВ	110				
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126				
Номинальный первичный ток, А	600; 800; 1200				600; 1200; 2000
Номинальный вторичный ток, А	1				
Номинальная частота переменного тока, Гц	50				

Продолжение таблицы 1

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров				
	100	7, 13, 16	13-1, 15, 23	18, 21	25, 32, 33
Класс точности обмоток для измерений: - при номинальном первичном токе 600 А; - при номинальном первичном токе 800 А; - при номинальном первичном токе 1200 А; - при номинальном первичном токе 2000 А;		0,5 0,5 0,2 -			0,5 - 0,2 0,2
Класс точности обмоток для защиты	10P				
Номинальная вторичная нагрузка, В·А - в классе точности 0,2; - в классе точности 0,5; - в классе точности 10P.			30 30 40		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификации трансформаторов	ЯЭ-110	ЯЭ-110Л-23 У4
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от +1 до +35	

Знак утверждения типа

наносится на паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ЯЭ-110	9 шт.
Трансформатор тока	ЯЭ-110Л-23 У4	3 шт.
Паспорта	-	12 шт.

Сведения о методах (методиках) измерений

приведены в разделе 1 «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока ЯЭ-110

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

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

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Энергомеханический завод»
(ОАО «Энергомеханический завод»)
ИНН 7811000702
Адрес: 192148, г. Санкт-Петербург, ул. Невзоровой, д.9

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Энергомеханический завод»
(ОАО «Энергомеханический завод»)
ИНН 7811000702
Адрес: 192148, г. Санкт-Петербург, ул. Невзоровой, д.9

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» мая 2022 г. № 1175

Регистрационный № 85564-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения ЗНОГ-110-79-У3

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения ЗНОГ-110-79-У3 (далее – трансформаторы) предназначены для применения в составе комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией класса напряжения 110 кВ для передачи сигнала измерительной информации средствам измерения, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на преобразовании посредством электромагнитной индукции переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения при неизменной частоте и без существенных потерь мощности. Трансформаторы напряжения относятся к классу масштабных измерительных преобразователей электрических величин.

Трансформатор состоит из шихтованного магнитопровода стержневого типа на стержне которого находится многослойная обмотка высокого напряжения, выполненная из круглого провода малого диаметра первичная обмотка и две вторичные обмотки (основная и дополнительная).

Обмотки, магнитопровод и другие конструктивные элементы трансформатора помещены в герметичный кожух цилиндрической формы с эллиптическими днищами. Внутренняя полость трансформатора заполняется элегазом, служащим изолирующей и теплоотводящей средой.

На опорной поверхности трансформатора имеется болтовое соединение, предназначенное для его заземления.

Трансформатор допускает произвольную установку (вертикальную, горизонтальную) при условии вертикальности плоскости проходящей через ось трансформатора и стрелку, нанесенную на кожухе.

Общий вид трансформаторов напряжения и места пломбирования представлены на рисунке 1.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

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



Рисунок 1 - Общий вид трансформатора напряжения типа ЗНОГ-110-79-У3
и обозначение места пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров		
	16, 20	22, 26, 27	39, 42, 43, 45
Год выпуска	1984	1985	1986
Исполнение трансформатора	ЗНОГ-110-79-У3		
Номинальное напряжение первичной обмотки (А-Х), В	110000/ $\sqrt{3}$		
Значения номинальных напряжений вторичных обмоток, В			
- основных вторичных обмоток (а-х)	100/ $\sqrt{3}$		
- дополнительной вторичной обмотки (а _д -х _д)	100		
Номинальная частота переменного тока, Гц	50		
Классы точности	0,5; 1,0; 3,0		

Продолжение таблицы 1

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров		
	16, 20	22, 26, 27	39, 42, 43, 45
Значения номинальных мощностей вторичных обмоток, В·А			
- в классе точности 0,5	400		
- в классе точности 1,0	600		
- в классе точности 3,0	1200		
Предельная мощность дополнительной обмотки, В·А	1600		
Предельная мощность трансформатора, В·А	2500		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

наносится на паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-110-79-У3	9 шт.
Паспорт	-	9 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения ЗНОГ-110-79-У3

ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры»
(ОАО «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры»), Украина
Адрес: 69069, Украина, г.Запорожье, Днепропетровское шоссе, 13

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры»
(ОАО «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры»), Украина
Адрес: 69069, Украина, г.Запорожье, Днепропетровское шоссе, 13

Испытательный центр

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

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

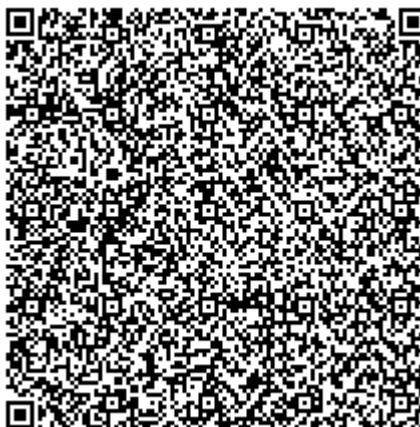
Телефон: +7 (495) 437-55-77

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» мая 2022 г. № 1175

Регистрационный № 85565-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователь давления измерительный Hitachi EPR-N8S

Назначение средства измерений

Преобразователь давления измерительный Hitachi EPR-N8S (далее - преобразователь) предназначен для преобразования значений давления в унифицированный электрический выходной сигнал постоянного тока.

Описание средства измерений

В преобразователе давления измерительном Hitachi EPR-N8S реализован тензорезистивный принцип измерений, который основан на действии моста Уитстона: четыре тензорезистора нанесены на измерительную мембрану, упругая деформация которой приводит к изменению сопротивлений тензорезисторов и, как следствие, к разбалансу моста. Разбаланс мостовой схемы преобразуется электронной схемой в унифицированный аналоговый и/или цифровой выходной сигнал.

Конструктивно преобразователь выполнен в виде выносной части с чувствительным элементом, капиллярной трубки и электронного преобразователя заключенного в корпус.

К преобразователям данного типа относится преобразователь давления измерительные Hitachi EPR-N8S с заводским номером 1118281.

Защита от несанкционированного вмешательства обеспечивается путем пломбировки товарным знаком предприятия-поставщика предотвращающий вскрытие корпуса преобразователя.

Заводской номер наносится методом лазерной гравировки на маркировочную табличку, прикрепленную к корпусу преобразователя, и обеспечивает идентификацию преобразователя, а также возможность прочтения и сохранность указанной информации в процессе эксплуатации преобразователя.

Знак поверки наносится в соответствующий раздел паспорта и/или на свидетельство о поверке. Нанесение знака поверки на преобразователь не предусмотрено.

Общий вид преобразователя представлен на рисунке 1.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, представлена на рисунке 2.



Рисунок1 - Общий вид преобразователя давления измерительного Hitachi EPR-N8S, зав.№ 1118281



Рисунок 2 - Схема пломбировки от несанкционированного доступа преобразователя давления измерительного Hitachi EPR-N8S, зав.№№ 1118281

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики преобразователей

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений избыточного давления, кПа - Hitachi EPR-N8S, зав.№ 1118281	от -100 до 600
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений избыточного давления, %	±0,5

Продолжение таблицы 1

Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности от изменения температуры окружающей среды в рабочем диапазоне температур, в процентах от верхнего предела измерений, %	$\pm(0,1+1,3 \cdot T^*/50)$
Величина унифицированного токового выходного сигнала, мА	от 4 до 20
*Т - диапазон изменения температуры окружающей среды, °С - Нормирующим значением для приведенной погрешности является верхний предел диапазона измерений. - Нормальные значения температуры от +20 °С до +23 °С.	

Таблица 2 – Основные технические характеристики преобразователя

Наименование характеристики	Значение
Тип рабочей измеряемой среды	газ / жидкость
Максимальная температура рабочей среды, °С	+310
Электрическое питание преобразователей:	
- от источника питания постоянного тока напряжением, В	от 11,4 до 42,0
Потребляемая мощность:	
- при питании от источника постоянного тока, В·А, не более	10
Габаритные размеры:	
- преобразователя (длина х ширина х высота), мм, не более	197× 117 × 190
- капиллярной части (длина), мм, не более	5000
- выносной части (диаметр х длина), мм, не более	191× 322
Масса, кг, не более	11
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +85
- относительная влажность при температуре + 30 °С, %, не более	98
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь давления измерительный Hitachi EPR-N8S	EPR-N8S-G20-H-ST-C(-100~600 kPa)- IEC-M-X7-E0-5-HC-F435-SVT” X7=80A150 TG-T, зав.№ 1118281	1
Преобразователь давления измерительный Hitachi EPR-N8S. Руководство по эксплуатации.	-	1
Преобразователь давления измерительный Hitachi EPR-N8S. Паспорт.	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 документа «Преобразователь давления измерительный Hitachi EPR-N8S. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователю давления измерительному Hitachi EPR-N8S зав. № 1118281

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

Правообладатель

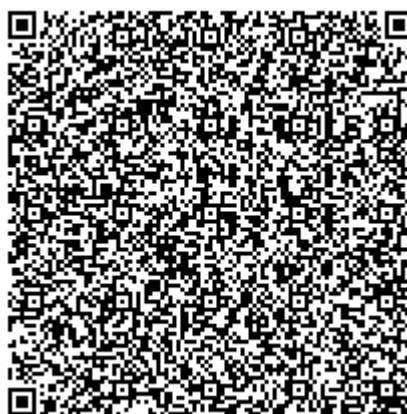
«Hitachi High-Tech Solutions Corporation», Япония
Адрес: 500, Miyu-cho, Mito-shi, Ibaraki-ken 319-0316, Япония
Телефон (факс): +81-29-257-5100 (+81-29-257-5120)

Изготовитель

«Hitachi High-Tech Solutions Corporation», Япония
Адрес: 500, Miyu-cho, Mito-shi, Ibaraki-ken 319-0316, Япония
Телефон (факс): +81-29-257-5100 (+81-29-257-5120)

Испытательный центр

ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д.24
Телефон (факс): (843) 291-08-33
E-mail: isp13@tatcsm.ru
Аттестат аккредитации ФБУ «ЦСМ Татарстан» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310659 выдан 13.05.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» мая 2022 г. № 1175

Регистрационный № 85566-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» (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 (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ) на базе приемника типа УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

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 верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Сервер, с периодичностью один раз в 30 минут, по сети Ethernet (для ИК №1-9, 12) и по сети GSM (для ИК №10-11) опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них получасовые значения электроэнергии, показания счетчиков на 0 часов, энергию за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных. АРМ (в составе ЦСОИ энергосбытовой организации), подключенный через сеть Интернет к ИВК АИИС КУЭ Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», в автоматическом режиме с использованием электронной подписи раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты в формате XML в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальных систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера БД и счетчиков.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ-2 более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов сервера БД и времени УССВ не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов 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.

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

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» 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 «Пирамида 2000».

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО «Пирамида 2000» CalcClients.dll	3.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
ПО «Пирамида 2000» CalcLeakage.dll	3.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
ПО «Пирамида 2000» CalcLosses.dll	3.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
ПО «Пирамида 2000» Metrology.dll	3.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
ПО «Пирамида 2000» ParseBin.dll	3.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
ПО «Пирамида 2000» ParseIEC.dll	3.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
ПО «Пирамида 2000» ParseModbus.dll	3.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
ПО «Пирамида 2000» ParsePiramida.dll	3.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
ПО «Пирамида 2000» SynchroNSI.dll	3.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
ПО «Пирамида 2000» VerifyTime.dll	3.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	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 основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Белореченская ГЭС, ГГ-1 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 3000/5 Рег. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10500/100 Рег. № 51621-12	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
2	Белореченская ГЭС, ГГ-3 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 3000/5 Рег. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 51621-12	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
3	Белореченская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Белореченская ГЭС-Мартанская	ТВГ-110 Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 26452-06	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,0	±3,4
			НКФ-123 II Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 49582-12			реактивная	±2,0	±6,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Белореченская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Белореченская ГЭС-ДМ-8	ТВГ-110 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-123 II Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 49582-12 НКФ-110 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 26452-06	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 82570- 21	активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
5	Белореченская ГЭС, ОРУ-35 кВ, с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Белореченская ГЭС - Рязанская 1	ТФН-35М Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-54 Кл. т. 0,5 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-54	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
6	Белореченская ГЭС, ОРУ-35 кВ, с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Белореченская ГЭС - Рязанская 2	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 51623-12	ЗНОМ-35-54 Кл. т. 0,5 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-54	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
7	Белореченская ГЭС, ОРУ-35 кВ, с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Белореченская ГЭС- Бжедуховская	ТВИ-35 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 37159-08	ЗНОМ-35-54 Кл. т. 0,5 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-54	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
8	Белореченская ГЭС, КРУН-6 кВ, с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ ТМР-2	ТПОЛ-10М Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 37853-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	Белореченская ГЭС, КРУН-6 кВ, с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ ТМР-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 32139-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	A1805RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 82570- 21	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
10	ПС 35 кВ Головное, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТПОЛ-10М Кл. т. 0,5 КТТ 40/5 Рег. № 37853-08	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
11	ПС 35 кВ Головное, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ Т-2	ТПОЛ-10М Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 37853-08	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
					реактивная	±2,8	±7,1	
12	Белореченская ГЭС, ОРУ-110 кВ, СЭВ-110 кВ	ТВГ-110 Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-123 II Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 49582-12 НКФ-110 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 26452-06	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3. Погрешность в рабочих условиях указана: – для ИК №1-4, 6, 7, 12 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40 до $+65$ °С; – для ИК №5, 8-11 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40 до $+65$ °С. 4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа. 7. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 8. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$: для ИК №1-4, 6, 7, 12 для ИК №5, 8-11 - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °C – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от –40 до +40 от –40 до +65 от +10 до +30 от –40 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: – Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 70000 1 35000 2
Глубина хранения информации: – Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее – Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 30 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;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110	9 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35М	2 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТВИ-35	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35	3 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-СЭЩ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10М	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-123 II	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-54	3 шт.
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALXQV-P4GB-DW-4	11 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1 шт.
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1002 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», аттестованном ООО «МЦМО», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» (ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»)

ИНН 3015087458

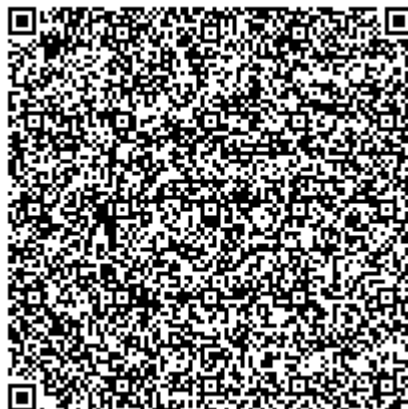
Адрес: 344002, Российская Федерация, г. Ростов-на-Дону, ул. Социалистическая, д. 59, оф. 405

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312736. Дата внесения в реестр сведений об аккредитованном лице 17.07.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» мая 2022 г. № 1175

Регистрационный № 85567-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Чесменская (ф. 20-416, 20-617)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Чесменская (ф. 20-416, 20-617) (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 решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту - ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325T-E2-M2-B2 (далее по тексту - УСПД), каналообразующую аппаратуру и технические средства обеспечения электропитания.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту - ИВК) Системы автоматизированной информационно-измерительной Единой национальной электрической сети (далее по тексту - АИИС КУЭ ЕНЭС), (регистрационный номер 59086-14), включающий серверы сбора и обработки данных Исполнительного аппарата (далее по тексту - ИА) и Магистральных электрических сетей (далее по тексту - МЭС) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (далее по тексту - АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных, устройство синхронизации системного времени (далее по тексту - УССВ) типа РСТВ-01-01.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», другие смежные субъекты оптового рынка электроэнергии и мощности (далее по тексту - ОРЭМ).

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- 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 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводной линии связи на верхний уровень системы (ИВК АИИС КУЭ), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (далее по тексту - ЕЦССЭ) При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его, с использованием электронной подписи, в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ, в соответствии с Приложением 11.1.1. «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ Чесменская ПАО «ФСК ЕЭС».

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

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

Для синхронизации шкалы времени в состав ИВК входит УССВ типа РСТВ-01-01, принимающий сигналы точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (далее по тексту - ГНСС): глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС (далее по тексту – ГЛОНАСС)/системы глобального позиционирования Global Positioning System (далее по тексту – GPS). РСТВ-01-01 обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU). Коррекция часов на уровне ИВК выполняется автоматически при расхождении времени сервера сбора с временем УССВ более чем на ± 1 с.

Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД – сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера более чем на ± 1 с.

Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут. Коррекция часов счетчика проводится при расхождении времени счетчика и времени УСПД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту – СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	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 основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 4 С 10 кВ, ф.20-416	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 69606-17	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 79471-20	А1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	RTU-325T Рег. № 44626-10 / РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
2	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 6 С 10 кВ, ф.20-617	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 69606-17	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 79471-20	А1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
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 для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от -40 до +65 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа
7. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.
8. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 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 электроэнергии, °C: – температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C – температура окружающей среды в месте расположения РСТВ-01-01, °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 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +65 от +10 до +30 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: – Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – УССВ: - среднее время наработки на отказ для РСТВ-01-01, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 55000 2 55000 2 70000 1
Глубина хранения информации: – Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее – УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее – Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 30 45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал УСПД:
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - перезапусков ИВКЭ;
 - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - результатов самодиагностики;
 - отключения питания.
- журнал сервера:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (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 на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2	6 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RAL-P4GB-DW-4	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Радиосерверы точного времени	PCTB-01-01	1 шт.
Специальное программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС	1 шт.
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.987 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Чесменская (ф. 20-416, 20-617)», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

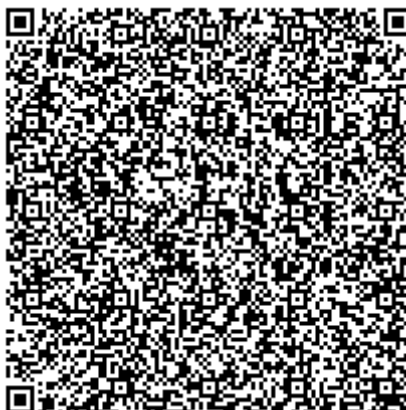
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312736. Дата внесения в реестр сведений об аккредитованном лице 17.07.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» мая 2022 г. № 1175

Регистрационный № 85568-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт» (МФЦ «Лахта»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт» (МФЦ «Лахта») (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, 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), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АО «Газпром энергосбыт», устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) на базе приемника типа УСВ-3, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по GSM каналу связи поступает на сервер БД АО «Газпром энергосбыт», где производится сбор и хранение результатов измерений.

На верхнем втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

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

ИВК АИИС КУЭ АО «Газпром энергосбыт» (МФЦ «Лахта») осуществляет автоматизированный обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК АИИС КУЭ АО «Газпром энергосбыт» (МФЦ «Лахта»), АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальных систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера БД и счетчиков.

Сервер БД АО «Газпром энергосбыт» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Коррекция шкалы времени сервера БД со шкалой времени УССВ осуществляется независимо от величины расхождения, раз в 10 минут (программируемый параметр). Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера БД осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки, коррекция шкалы времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со шкалой времени сервера БД равного или более 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

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».

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.

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

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	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	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 основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РП-1 20 кВ, 1СШ 20 кВ, яч. 3, Ввод 20 кВ №1	ARJP3/N2F Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 29692-05	VRC2/S2F Кл. т. 0,5 КТН 20000/100 Рег. № 29691-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
2	РП-1 20 кВ, 2СШ 20 кВ, яч. 19, Ввод 20 кВ №2	ARJP3/N2F Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 29692-05	VRC2/S2F Кл. т. 0,5 КТН 20000/100 Рег. № 29691-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
3	РП-2 20 кВ, 1СШ 20 кВ, яч. 3, Ввод 20 кВ №1	ARJP3/N2F Кл. т. 0,5S КТТ 500/5 Рег. № 29692-05	VRC2/S2F Кл. т. 0,5 КТН 20000/100 Рег. № 29691-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
4	РП-2 20 кВ, 2СШ 20 кВ, яч. 19, Ввод 20 кВ №2	ARJP3/N2F Кл. т. 0,5S КТТ 500/5 Рег. № 29692-05	VRC2/S2F Кл. т. 0,5 КТН 20000/100 Рег. № 29691-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ТП 20 кВ Котельная, РУНН-0,4 кВ, 1СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-100 Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 58385-14	—	Меркурий 234 ART2-03Р Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
6	ТП 20 кВ Котельная, РУНН-0,4 кВ, 2СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-100 Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 58385-14	—	Меркурий 234 ART2-03Р Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
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:
 - для ИК №1-4 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40 до $+60$ °С;
 - для ИК №5-6 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -45 до $+75$ °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	6
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 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 электроэнергии, °C для СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12) для Меркурий 234 ART2-03Р (рег. № 48266-11) – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от –45 до +40 от –40 до +60 от –45 до +75 от +10 до +30 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: – Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее для СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12) для Меркурий 234 ART2-03Р (рег. № 48266-11) - среднее время восстановления работоспособности, ч – Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 220000 2 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации: – Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее для СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12) для Меркурий 234 ART2-03Р (рег. № 48266-11) - при отключении питания, лет, не менее – Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 170 10 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;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ARJP3/N2F	12
Трансформаторы тока	ТШП-100	6
Трансформаторы напряжения	VRC2/S2F	8
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ART2-03Р	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1028 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Газпром энергосбыт» (АО «Газпром энергосбыт»)
ИНН 7705750968
Адрес: 119526, г. Москва, пр-т. Вернадского, д. 101, корп. 3

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

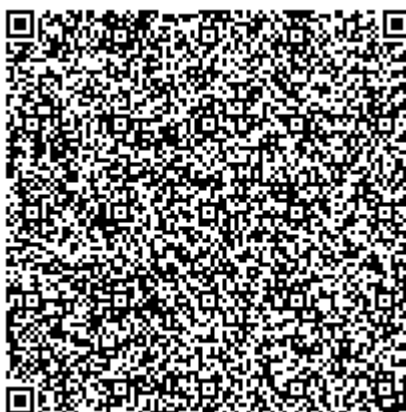
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312736. Дата внесения в реестр сведений об аккредитованном лице 17.07.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» мая 2022 г. № 1175

Регистрационный № 85569-22

Лист № 1
Всего листов 38

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы электрических цепей и сигналов комбинированные портативные FieldFox N9900B

Назначение средства измерений

Анализаторы электрических цепей и сигналов комбинированные портативные FieldFox N9900B, (далее - анализаторы) предназначены для измерений ослабления, КСВН, фазы коэффициентов отражения и передачи двухполюсных и четырехполюсных СВЧ устройств, а также измерений характеристик спектра периодически повторяющихся сигналов и стационарных шумов в коаксиальных трактах типа 2,4 мм.

Описание средства измерений

Анализаторы в зависимости от варианта исполнения функционируют в режиме анализатора цепей или анализатора кабелей и антенн, или анализатора спектра.

Анализаторы выпускаются следующих модификаций - FieldFox N9950B, FieldFox N9951B, FieldFox N9952B, FieldFox N9960B, FieldFox N9961B, FieldFox N9962B.

Принцип действия анализаторов в режиме анализатора цепей и анализатора кабелей и антенн основан на воздействии на исследуемый объект сигналом с выхода встроенного синтезатора частоты (СЧ) и раздельном измерении параметров падающего и отраженного сигналов. Принцип действия анализаторов в режиме анализатора спектра основан на последовательном анализе спектра, анализатор функционирует как перестраиваемый автоматически или вручную гетеродинный приемник с индикацией амплитуд спектральных компонент.

Функционально анализатор состоит из: синтезатора частоты, приемника, блока разделения сигнала на падающий и отраженный, блока вычисления и управления, блока питания и аккумуляторной батареи.

Конструктивно анализатор представляет собой моноблок, на передней панели которого расположены органы управления и жидкокристаллический индикатор, на верхней панели расположены ВЧ и СВЧ соединители для подключения объектов измерений и внешних антенн. На правой боковой панели под защитными крышками расположены соединитель входа и выхода опорного генератора, соединитель выхода промежуточной частоты, вспомогательные соединители USB и SD Card для подключения внешних запоминающих устройств, mini-USB и LAN для удаленного управления. На левой боковой панели расположен громкоговоритель и разъемы для подключения внешнего источника питания и наушников.

В зависимости от установленных опций анализаторы могут обеспечивать работу в режиме измерения коэффициента шума и коэффициента усиления с отображением интервалов погрешности измеренного коэффициента шума, анализатора спектра реального времени с полосой анализа до 10, 40 или 120 МГц (в зависимости от опции), векторного анализатора сигналов, анализатора сигналов базовых станций, работающих по стандартам 4G и 5G.

Анализаторы выпускаются с дополнительными опциями, приведенными в таблице 1.

Таблица 1

Опция	Функциональное назначение
010	Измерение во временной области в режиме анализатора цепей
210	Режим анализатора цепей, измерение S11/S21
211	Режим анализатора цепей, полные двухпортовые измерения S-параметров
212	Приложение для однопортовых измерений балансных/смешанных S-параметров
215	Рефлектометрия во временной области (TDR)
305	Режим анализатора параметров кабелей и антенн
308	Режим векторного анализа напряжения (векторный вольтметр)
320	Режим измерения на отражение (КСВН и обратные потери)
209	Режим измерения длинных линий передачи с использованием двух приборов (ERTA)
220	Режим перестраиваемого генератора для анализа спектра
233	Режим анализатора спектра
235	Внутренний предусилитель для работы в режиме анализатора спектра
236	Приложение для анализа интерференции и спектрограмм
238	Измерение спектра в стробированном режиме
312	Приложение для сканирования каналов
350	Режим анализа спектра в реальном времени
351	Векторный анализ сигналов I/Q
352	Измерение вне и внутри помещений с привязкой к карте
353	I/Q стриминг
355	Возможность аналоговой демодуляции сигналов
356	Приложение для измерения коэффициента шума с функцией отображения интервалов погрешности измеренной величины коэффициента шума
358	Измерение напряженности электромагнитного поля
360	Приложение для работы с фазированными антенными решетками
361	Измерения параметров электромагнитных помех
370	Измерения по стандарту LTE FDD
371	Измерения по стандарту LTE TDD
377	Измерения по стандарту 5G TF
378	Измерения по стандарту 5G NR
B04	Полоса анализа 40 МГц
B10	Полоса анализа 120 МГц
208	Режим измерения со смещением по частоте с внешним USB измерителем мощности
302	Приложение для управления внешними датчиками мощности по интерфейсу USB
310	Режим измерителя мощности
330	Приложение для измерения параметров импульсных сигналов с внешним USB измерителем мощности

Продолжение таблицы 1

Опция	Функциональное назначение
030	Управление с удаленного устройства через сетевой протокол
307	Встроенный приемник сигналов ГНСС (GPS, GLONASS, BeiDou, Galileo)
309	Встроенный источник постоянного тока смещения

Анализаторы выпускаются в унифицированных корпусах. Самоклеящаяся этикетка с заводским (серийным) номером, однозначно идентифицирующим каждый экземпляр анализатора размещена на задней панели.

Корпус анализаторов обеспечивает степень защиты IP53 от проникновения посторонних объектов по ГОСТ 14254-2015. Внешний вид анализаторов, имеющих различные выходные соединители, место нанесения обозначения типа, место пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения знака приведены на рисунках 1 и 2.

Для предотвращения несанкционированного доступа к внутренним частям анализаторов один из винтов крепления корпуса пломбируется.

Самоклеящаяся этикетка с заводским (серийным) номером, однозначно идентифицирующим каждый экземпляр генераторов размещена на задней панели.



Рисунок 1 - Анализаторы FieldFox N9950B, FieldFox N9951B, FieldFox N9952B, FieldFox N9960B, FieldFox N9961B, FieldFox N9962B

а) Общий вид анализатора; б) общий вид сзади; в) вид со стороны разъемов.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) анализаторов представляет собой приложение, работающее в среде ОС Windows CE, установленной на встроенный компьютер анализатора.

Встроенное ПО приложения идентифицируется непосредственно, как исполняемый файл, во внутренней программной среде анализатора при помощи специальных программ-идентификаторов. Производителем не предусмотрен иной способ идентификации программного и микропрограммного обеспечения.

Метрологически значимая часть ПО и измеренные данные не требуют специальных средств защиты от преднамеренных и непреднамеренных изменений. Метрологически значимая часть встроенного микропрограммного ПО записана на жесткий диск встроенного компьютера.

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

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FieldFox Handled Analyzer Firmware
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже A.11.26
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики анализаторов

Наименование характеристики	Модель анализатора FieldFox		
	N9950B N9960B	N9951B N9961B	N9952B N9962B
Тип коаксиального соединителя измерительного порта	2,4 мм вилка		
Пределы допускаемой относительной погрешности частоты опорного генератора стандартная комплектация опция 307	$\pm 1,9 \cdot 10^{-6}$ $\pm 1,0 \cdot 10^{-8}$		

Таблица 4 – Метрологические характеристики анализаторов при работе в режиме анализатора спектра

Наименование характеристики	Значение		
	N9950B N9960B	N9951B N9961B	N9952B N9962B
Диапазон рабочих частот, кГц	от 9 до $32 \cdot 10^6$	от 9 до $44 \cdot 10^6$	от 9 до $50 \cdot 10^6$
Диапазон регулировки частоты, Гц	от 0 до $32 \cdot 10^9$	от 0 до $44 \cdot 10^9$	от 0 до $50 \cdot 10^9$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты (при маркерных измерениях в режиме частотомера), Гц	$\pm (F_{и}^{1}) \cdot \delta_{оп}^{2}) + F_{рч}^{3})$,		
Разрешение по частоте в режиме частотомера, $F_{рч}$	1 Гц		
Минимальное разрешение по частоте	1 Гц		

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Диапазон установки количества точек измерительной трассы	от 2 до 20001
Ширина полосы пропускания узкополосного фильтра промежуточной частоты (P_{RBW}), по уровню минус 3дБ, Гц - при полосе обзора 0 Гц с шагом, кратным (1, 3, 10) Гц - при полосе обзора не равной 0 Гц с шагом, кратным (1; 1,5; 2; 3; 5; 7,5; 10) Гц до 300 кГц, далее 300 кГц, 1, 3 и 5 МГц	от 10 до $5 \cdot 10^6$ от 1 до $5 \cdot 10^6$
Диапазон установки полосы видеофильтра (VBW) с шагом 1; 1,5; 2; 3; 5; 7,5; 10, Гц	от 1 до $5 \cdot 10^6$
Диапазон измерения уровня мощности, дБм ⁷⁾	от уровня мощности собственных шумов до +20
Диапазон установки ослабления входного аттенюатора с шагом 5 дБ, дБ	от 0 до 40
Максимально допустимое значение мощности входного сигнала, дБм	25
Максимально допустимое значение постоянного напряжения на входе, В	± 40

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения уровня мощности сигнала на частоте 50 МГц в рабочих условиях эксплуатации, дБ		
Внутренний аттенюатор 0 дБ; мощность входного сигнала от минус 40 до минус 5 дБм, предусилитель выкл.; полоса ПЧ: 300 Гц	±0,5	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения уровня мощности сигнала в диапазоне частот в рабочих условиях эксплуатации, дБ		
	Предусилитель выкл. ⁹⁾	
от 9 кГц до 300 кГц включ.	±2,2	
св. 300 до 500 кГц включ.	±2,2	
св. 0,5 МГц до 18 ГГц включ.	±1,0	
св. 18 до 26,5 ГГц включ.	±1,1	
св. 26,5 до 32 ГГц включ.	±1,2	
св. 32 до 36 ГГц включ.	±1,4	
св. 36 до 44 ГГц включ.	±2,0	
св. 44 до 50 ГГц включ.	±2,4	
Уровень мощности собственных шумов ¹⁰⁾ , дБм	Встроенный предусилитель вкл.	Встроенный предусилитель выкл.
от 9 кГц до 2 МГц включ.	-96	-94
св. 2 до 10 МГц включ.	-155	-138
св. 10 до 100 МГц включ.	-155	-138
св. 100 МГц до 2,1 ГГц включ.	-155	-138
св. 2,1 до 4 ГГц включ.	-155	-138
св. 4 до 7,5 ГГц включ.	-155	-138
св. 7,5 до 13 ГГц включ.	-152	-138
св. 13 до 26,5 ГГц включ.	-145	-132
св. 26,5 до 32 ГГц включ.	-151	-141
св. 32 до 40 ГГц включ.	-147	-134
св. 40 до 44 ГГц включ.	-141	-128
св. 44 до 50 ГГц включ.	-131	-118
Уровень фазового шума для центральной частоты 1 ГГц (при значениях отстройки от несущей) в рабочих условиях эксплуатации, дБн/Гц ¹¹⁾		
10 кГц	-109	
30 кГц	-110	
100 кГц	-105	
1 МГц	-119	
3 МГц	-125	
5 МГц	-126	

Продолжение таблицы 4

1)	$F_{и}$ – измеренное значение частоты, Гц
2)	$\delta_{оп}$ – значение пределы допускаемой относительной погрешности частоты опорного генератора
3)	$F_{рч}$ – разрешение по частоте в режиме частотомера, Гц
4)	Π_{RBW} – ширина полосы узкополосного фильтра (RBW), Гц
5)	δ_{RBW} – относительная погрешность установки полосы узкополосного фильтра, $\delta_{RBW} = 5\%$ в режиме работы по алгоритму быстрого преобразования Фурье (БПФ), 16% в шаговом режиме
6)	F_p – полоса обзора/(количество точек трассы - 1)
7)	дБм – мощность сигнала в дБ относительно 1 мВт.
8)	Характеристика измеряется при следующих настройках: полоса пропускания фильтра ПЧ: 300 Гц, тип детектора: пиковый, ослабление входного аттенюатора: 20 дБ, мощность сигнала на входе измерительного порта минус 20 дБ (отн. 1 мВт); прогрев прибора не требуется.
9)	Характеристика измеряется при следующих настройках: полоса пропускания фильтра ПЧ: 300 Гц, тип детектора: пиковый, ослабление входного аттенюатора: 10 дБ, мощность сигнала на входе измерительного порта минус 10 дБ (отн. 1 мВт); прогрев прибора не требуется.
10)	Характеристика нормализована к полосе пропускания фильтра ПЧ 1 Гц и измеряется при следующих настройках: согласованная нагрузка на входе измерительного порта либо на входе внешнего предусилителя (при использовании), тип детектора: СКЗ, тип усреднения: логарифмический; ослабление входного аттенюатора: 0 дБ, уровень опорного сигнала: минус 20 дБм
11)	дБн/Гц - дБ относительно мощности сигнала несущей частоты в полосе 1 Гц.

Таблица 5 – Метрологические характеристики анализаторов при работе в режиме анализатора спектра реального времени (опция 350)

Спектр реального времени (сигнал 500)			
Наименование характеристики	Значение		
	N9950B N9960B	N9951B N9961B	N9952B N9962B
Диапазон рабочих частот, МГц	от 1 до 32·10 ³	от 1 до 44·10 ³	от 1 до 50·10 ³
Диапазон регулировки частоты, кГц	от 5 до 32·10 ⁶	от 5 до 44·10 ⁶	от 5 до 50·10 ⁶
Максимальное значение полосы анализа в режиме анализатора спектра реального времени, МГц			
- стандартное исполнение	10		
- опция B04	40		
- опция B10	120		
Диапазон установки полосы пропускания фильтра ПЧ, Гц			
- стандартное исполнение	от 1 до 500·10 ³		
- опция B04	от 1 до 2·10 ⁶		
- опция B10	от 1 до 5·10 ⁶		

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение		
	N9950B N9960B	N9951B N9961B	N9952B N9962B
Минимальная длительность детектируемого сигнала с вероятностью захвата 100%, мкс			
- стандартное исполнение	9,13		
- опция B04	6,13		
- опция B10	5,52		
Минимальная длительность детектируемого импульсного сигнала ¹⁾ , нс			
- стандартное исполнение	11		
- опция B04	11		
- опция B10	47		
Количество точек отображения	821		
_____ 1) Минимальная длительность детектируемого импульсного сигнала определяется как ширина радиоимпульсного сигнала при котором ослабление амплитуды пикового значения составляет не более 60 дБ по отношению к непрерывному сигналу того же уровня мощности и частоты равной частоте заполнения.			

Таблица 6 – Метрологические характеристики анализаторов при работе в режиме векторного анализатора сигналов I/Q (опция 351)

Наименование характеристики	Модель анализатора FieldFox		
	N9950B N9960B	N9951B N9961B	N9952B N9962B
Диапазон рабочих частот, МГц	от 1 до 32·10 ³	от 1 до 44 ·10 ³	от 1 до 50 ·10 ³
Диапазон регулировки частоты, кГц	от 5 до 32 ·10 ⁶	от 5 до 44 ·10 ⁶	от 5 до 50 ·10 ⁶
Максимальное значение полосы анализа в режиме векторного анализа сигналов I/Q, МГц			
- стандартное исполнение	10		
- опция B04	40		
- опция B10	120		
Диапазон установки полосы обзора, Гц			
- стандартное исполнение	от 10 до 10 ·10 ⁶		
- опция B04	от 10 до 40 ·10 ⁶		
- опция B10	от 10 до 120 ·10 ⁶		
Максимальное время захвата в зависимости от полосы обзора, с			
120 МГц	0,89		
100 МГц	1		
40 МГц	2,6		
10 МГц	10,7		
1 МГц	107		
100 кГц	1073		
10 кГц	10737		

Таблица 7 – Метрологические характеристики анализаторов при работе в режиме анализатора коэффициента шума с функцией отображения пределов допускаемой погрешности измерения коэффициента шума (опция 356)

Наименование характеристики	Модель анализатора FieldFox			
	N9950B N9960B	N9951B N9961B	N9952B N9962B	
Диапазон рабочих частот, МГц	от 10 до 32 · 10 ³	от 10 до 44 · 10 ³	от 10 до 50 · 10 ³	
Коэффициент шума приемника анализатора в диапазоне частот, дБ				
	Встроенный предусилитель вкл.	Встроенный предусилит. вкл совместно с U7227/8A вкл.	Встроенный предусилит. вкл совместно с U7227/8C вкл.	Встроенный предусилит. вкл совместно с U7227/8F вкл.
от 10 до 100 МГц включ.	13,5	6,1	-	-
св. 0,1 до 2,1 ГГц включ.	13,5	5,5	6,5	-
св. 2,1 до 4 ГГц включ.	15,5	5,9	6,8	10,3
св. 4 до 6 ГГц включ.	15,5	-	5,9	8,4
св. 6 до 7,5 ГГц включ.	15,5	-	4,9	8,4
св. 7,5 до 13 ГГц включ.	19,5	-	6,1	9,0
св. 13 до 18 ГГц включ.	23,5	-	8,1	10,1
св. 18 до 26,5 ГГц включ.	23,5	-	7,1	10,1
св. 26,5 до 32 ГГц включ.	20,5	-	-	9,2
св. 32 до 40 ГГц включ.	22,5	-	-	9,8
св. 40 до 44 ГГц включ.	27,5	-	-	9,7
св. 44 до 50 ГГц включ.	34,5	-	-	11,9
Количество точек измерительной трассы	11, 21, 51, 101, 201, 401, 601, 801, 1001			
Диапазон значений номинальных полос измерений, МГц	5; 2; 1; 0,3			

Таблица 8 – Метрологические характеристики анализаторов при работе в режиме анализатора длинных линий передачи (ERTA) (опция 209)

Наименование характеристики	Модель анализатора FieldFox		
	N9950B N9960B	N9951B N9961B	N9952B N9962B
Диапазон установки частот в режиме источника сигнала, кГц	от 300 до 32 · 10 ⁶	от 300 до 44 · 10 ⁶	от 300 до 50 · 10 ⁶
Диапазон регулировки частот в режиме приемника сигнала, кГц	от 9 до 32 · 10 ⁶	от 9 до 44 · 10 ⁶	от 9 до 50 · 10 ⁶
Абсолютная погрешность измерения уровня входной мощности в диапазоне частот ¹⁾ , дБ:			
	В диапазоне температур (23±5) °C	В рабочих условиях эксплуатации	
от 2 МГц до 18 ГГц включ.	±1,1	±1,3	
св. 18 до 26,5 ГГц включ.	±1,2	±1,5	
св. 32 до 40 ГГц включ.	±1,3	±1,8	
св. 40 до 43 ГГц включ.	±1,6	±2,3	
св. 43 до 50 ГГц включ.	±1,7	±3,2	
Абсолютная погрешность измерения уровня выходной мощности в диапазоне частот ²⁾ , дБ:			
от 2 МГц до 18 ГГц включ.	±1,0	±1,1	
св. 18 до 26,5 ГГц включ.	±1,2	±1,5	
св. 32 до 40 ГГц включ.	±1,6	±1,9	
св. 40 до 43 ГГц включ.	±2,1	±2,5	
св. 43 до 50 ГГц включ.	±2,6	±3,6	
Абсолютная погрешность измерения коэффициента усиления / потерь в диапазоне частот ³⁾ , дБ			
от 2 МГц до 18 ГГц включ.	±1,4	±1,7	
св. 18 до 26,5 ГГц включ.	±1,8	±2,1	
св. 32 до 40 ГГц включ.	±2,1	±2,8	
св. 40 до 43 ГГц включ.	±2,7	±3,5	
св. 43 до 50 ГГц включ.	±3,0	±4,8	

¹⁾Характеристики измеряются при следующих настройках: уровень мощности на входе измерительного порта: минус 10 дБм; тип детектора: пиковый; ослабление входного аттенюатора: 10 дБ; предусилитель: выкл; полоса пропускания фильтра ПЧ 30 кГц;

²⁾Характеристики измеряются при следующих настройках: уровень мощности на входе измерительного порта: минус 10 дБм; тип детектора: пиковый; ослабление входного аттенюатора: 10 дБ; предусилитель: выкл; полоса пропускания фильтра ПЧ более 3 кГц (включ.);

³⁾Характеристики измеряются при следующих настройках: уровень мощности на входе измерительного порта: минус 10 дБм; тип детектора: пиковый; ослабление входного аттенюатора: 10 дБ; предусилитель: выкл; полоса пропускания фильтра ПЧ более 300 кГц (включ.).

Таблица 9 – Метрологические характеристики анализаторов при работе в режиме встроенного измерителя мощности (опция 310)

	Модель анализатора FieldFox		
Наименование характеристики	N9950B N9960B	N9951B N9961B	N9952B N9962B
Диапазон рабочих частот, кГц	от 9 до $32 \cdot 10^6$	от 9 до $44 \cdot 10^6$	от 9 до $50 \cdot 10^6$
Диапазон установки частоты:	от 5 до $32 \cdot 10^6$	от 5 до $44 \cdot 10^6$	от 5 до $50 \cdot 10^6$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения уровня мощности в рабочих условиях эксплуатации ¹⁾ , дБ			
	Предусилитель выкл.		
от 9 кГц до 500 кГц включ.	$\pm 2,2$		
св. 0,5 до 15 МГц включ.	$\pm 1,0$		
св. 15 МГц до 18 ГГц включ.	$\pm 1,0$		
св. 18 до 26,5 ГГц включ.	$\pm 1,1$		
св. 26,5 до 32 ГГц включ.	$\pm 1,2$		
св. 32 до 36 ГГц включ.	$\pm 1,4$		
св. 36 до 44 ГГц включ.	$\pm 2,0$		
св. 44 до 50 ГГц включ.	$\pm 2,4$		

¹⁾Характеристика измеряется при следующих настройках: полоса пропускания фильтра ПЧ: 300 Гц, тип детектора: пиковый, ослабление входного аттенюатора: 10 дБ, мощность сигнала на входе измерительного порта: от минус 15 до минус 5 дБм.

Таблица 10 – Метрологические характеристики анализаторов при работе в режиме встроенного источника постоянного смещения (опция 309)

Наименование характеристики	Значение
Тип соединителя для подачи смещения	SMB (вилка)
Диапазон установки напряжения постоянного тока, В	от +1 до +32
Разрешение по напряжению, В	0,1
Максимальное значение выходного тока, А	0,65
Разрешение при измерении напряжения постоянного тока, А	0,01
Максимальный уровень выходной мощности, Вт	7

Таблица 11 – Метрологические характеристики анализаторов при работе в режиме анализатора кабелей и антенн и режиме векторного анализатора цепей (только для моделей N9950B, N9951B, N9952B)

Наименование характеристики	Модель анализатора FieldFox		
	N9950B	N9951B	N9952B
Диапазон рабочих частот, кГц	от 300 до 32 · 10 ⁶	от 300 до 44 · 10 ⁶	от 300 до 50 · 10 ⁶
Разрешение по частоте в диапазоне частот, Гц			
от 30 кГц до 1,91211 ГГц включ.	0,67		
св. 1,91211 до 3,82461 ГГц включ.	1,34		
св. 3,82461 до 7,64961 ГГц включ.	2,68		
св. 7,64961 до 15,29961 ГГц включ.	5,36		
св. 15,29961 до 26,5 ГГц включ.	10,73		
св. 26,5 до 45,8 ГГц включ.	16,09		
св.45,8 до 50 ГГц включ.	32,19		
Количество точек трассы, задаваемые по умолчанию	101, 201, 401, 601, 801, 1001, 1601, 4001, 10001		
Количество точек трассы, задаваемые с помощью цифровой клавиатуры на передней панели прибора или программно	от 2 до 10001		
Значения ширины полосы узкополосного фильтра (RBW) в режиме векторного анализатора цепей, по уровню минус 3 дБ, кГц	0,003; 0,01; 0,03; 0,1; 0,3; 1, 3, 10, 30, 100		
Системный динамический диапазон в диапазоне частот в рабочих условиях эксплуатации ¹⁾ , дБ			
	измерение S21		измерение S12
св. 1 до 10 МГц включ.	100		101
св. 0,01 до 6 ГГц включ.	108		110
св. 6 до 16 ГГц включ.	106		107
св. 16 до 18 ГГц включ.	105		109
св. 18 до 24 ГГц включ.	105		107
св. 24 до 26,5 ГГц включ.	103		104
св. 26,5 до 32 ГГц включ.	100		99
св. 32 до 39 ГГц включ.	98		93
св. 39 до 46 ГГц включ.	87		90
св. 46 до 50 ГГц включ.	81		86
Предел допускаемого среднего квадратичного отклонения случайной погрешности измерения величины (шум измерительной трассы) при полосе фильтра ПЧ 300 Гц в диапазоне частот в рабочих условиях эксплуатации			
	амплитуда, дБ СКЗ ²⁾		фаза, градус СКЗ
св. 0,3 до 34 МГц включ.	0,0010		0,0070
св. 34 МГц до 5 ГГц включ.	0,0010		0,0070
св. 5 до 15 ГГц включ.	0,0014		0,0140
св. 15 до 26,5 ГГц включ.	0,0020		0,0270
св. 26,5 до 32 ГГц включ.	0,0023		0,0320
св. 32 до 44 ГГц включ.	0,0030		0,0500
св. 44 до 50 ГГц включ.	0,0040		0,1200

Продолжение таблицы 11

Наименование характеристики	Модель анализатора FieldFox		
	N9950B	N9951B	N9952B
Максимально допустимое значение мощности сигнала на входе измерительного порта, дБм	25		
Максимально допустимое значение постоянного напряжения на входе измерительного порта, В	±40		
Исправленные характеристики системы с использованием калибровочного набора	см. таблицу 12		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов отражения и передачи	см. таблицу 13		
_____ 1) Характеристика измеряется после выполнения нормализации при следующих настройках: согласованные нагрузки на измерительных портах, уровень выходной мощности: высокий; полоса фильтра ПЧ: 300 Гц, усреднение по 100 точкам. При работе в режиме анализатора кабелей и антенн динамический диапазон уменьшается на 20 дБ. 2) СКЗ – среднее квадратическое значение.			

Таблица 12 – Исправленные характеристики системы с использованием калибровочного набора при работе в режиме анализатора кабелей и антенн и режиме векторного анализатора цепей (только для моделей N9950B, N9951B, N9952B, N9953B) ¹⁾

Исправленные характеристики системы с использованием калибровочных наборов 85056D, 85563A и 85564A			
Диапазон частот	Направленность, дБ	Согласование источника, дБ	Неравномерность коэффициента отражения, дБ
			Амплитуда, дБ
от 0,3 до 4 ГГц включ.	42	40	±0,029
св. 4 до 20 ГГц включ.	34	30	±0,029
св. 20 до 26,5 ГГц включ.	26	24	±0,080
св. 26,5 до 50 ГГц включ.	26	23	±0,080
Исправленные характеристики системы с использованием калибровочного набора 85561A			
Диапазон частот	Направленность, дБ	Согласование источника, дБ	Неравномерность коэффициента отражения, дБ
			Амплитуда, дБ
от 0,3 до 4 ГГц включ.	36	31	±0,001
св. 4 до 20 ГГц включ.	26	25	±0,041
св. 20 до 26,5 ГГц включ.	24	23	±0,049
св. 26,5 до 40 ГГц включ.	20	19	±0,11
Исправленные характеристики системы с использованием калибровочного набора 85562A			
Диапазон частот	Направленность, дБ	Согласование источника, дБ	Неравномерность коэффициента отражения, дБ
			Амплитуда, дБ
от 0,3 до 4 ГГц включ.	36	34	±0,006
св. 4 до 20 ГГц включ.	28	27	±0,026
св. 20 до 26,5 ГГц включ.	28	25	±0,062
св. 26,5 до 40 ГГц включ.	25	23	±0,13
Исправленные характеристики системы с использованием калибровочного набора N4692D с опцией 0DC			
Диапазон частот	Направленность, дБ	Согласование источника, дБ	Неравномерность коэффициента отражения, дБ
			Амплитуда, дБ
от 0,3 до 4 ГГц включ.	40	38	±0,1
св. 4 до 20 ГГц включ.	38	35	±0,1
св. 20 до 26,5 ГГц включ.	35	30	±0,1
св. 26,5 до 40 ГГц включ.	32	29	±0,12

Продолжение таблицы 12

Исправленные характеристики системы с использованием калибровочного набора N4692D с опцией 010			
Диапазон частот	Направленность, дБ	Согласование источника, дБ	Неравномерность коэффициента отражения, дБ
			Амплитуда, дБ
от 0,3 до 4 ГГц включ.	29	29	±0,18
св. 4 до 20 ГГц включ.	38	35	±0,10
св. 20 до 26,5 ГГц включ.	35	30	±0,10
св. 26,5 до 40 ГГц включ.	32	29	±0,12
Исправленные характеристики системы с использованием калибровочного набора N4693D с опцией 0DC			
Диапазон частот	Направленность, дБ	Согласование источника, дБ	Неравномерность коэффициента отражения, дБ
			Амплитуда, дБ
от 0,3 до 4 ГГц включ.	40	38	±0,05
св. 4 до 20 ГГц включ.	44	37	±0,05
св. 20 до 26,5 ГГц включ.	38	35	±0,06
св. 26,5 до 50 ГГц включ.	34	32	±0,08
Исправленные характеристики системы с использованием калибровочного набора N4693D с опцией 010			
Диапазон частот	Направленность, дБ	Согласование источника, дБ	Неравномерность коэффициента отражения, дБ
			Амплитуда, дБ
от 0,3 до 4 ГГц включ.	27	25	±0,05
св. 4 до 20 ГГц включ.	44	37	±0,05
св. 20 до 26,5 ГГц включ.	38	35	±0,06
св. 26,5 до 50 ГГц включ.	34	32	±0,08
Исправленные характеристики системы с использованием калибровочного набора BN 534913			
Диапазон частот	Направленность, дБ	Согласование источника, дБ	Неравномерность коэффициента отражения, дБ
			Амплитуда, дБ
от 0,3 до 4 ГГц включ.	34	34	±0,006
св. 4 до 20 ГГц включ.	30	26	±0,026
св. 20 до 26,5 ГГц включ.	25	23	±0,086
св. 26,5 до 40 ГГц включ.	19	18	±0,25

Продолжение таблицы 12

Исправленные характеристики системы с использованием калибровочного набора BN 534914			
Диапазон частот	Направленность, дБ	Согласование источника, дБ	Неравномерность коэффициента отражения, дБ
			Амплитуда, дБ
от 0,3 до 4 ГГц включ.	30	29	±0,005
св. 4 до 20 ГГц включ.	29	28	±0,042
св. 20 до 26,5 ГГц включ.	25	23	±0,072
св. 26,5 до 50 ГГц включ.	18	18	±0,24
¹⁾ Характеристика измеряется при отклонении от температуры калибровки не более 1°С, после полной двухпортовой калибровки при полосе пропускания фильтра ПЧ равной 10 Гц, после прогрева в течение 60 минут, без усреднений, режим экономии заряда батареи: выкл.			

Таблица 13 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений комплексных коэффициентов отражения и передачи в режиме анализатора кабелей и антенн и режиме векторного анализатора цепей¹⁾ (только для моделей N9950B, N9951B, N9952B)

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов отражения в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов 85056D при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента отражения, дБ			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-40	±3,992	±7,647	±10,208	±13,158
-35	±2,524	±4,941	±6,828	±9,166
-30	±1,545	±3,354	±4,848	±6,786
-25	±0,961	±2,167	±3,225	±4,670
-20	±0,497	±1,161	±1,776	±2,667
-15	±0,301	±0,716	±1,111	±1,699
-10	±0,177	±0,428	±0,670	±1,038
-5	±0,118	±0,290	±0,455	±0,709
0	±0,102	±0,255	±0,395	±0,615
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента отражения, градус			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-40	±33,434	±80,902	±128,284	±203,330
-35	±19,723	±43,476	±67,190	±111,720
-30	±11,154	±27,006	±42,834	±67,863
-25	±6,703	±16,241	±25,764	±40,802
-20	±3,376	±8,203	±13,010	±20,600
-15	±2,024	±4,939	±7,826	±12,386
-10	±1,184	±2,920	±4,609	±7,287
-5	±0,787	±1,978	±3,098	±4,886
0	±0,681	±1,717	±2,671	±4,211

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов передачи в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов 85056D при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента передачи, дБ			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-100	±1,192	±1,614	±1,614	±5,357
-90	±0,413	±0,569	±0,569	±2,169
-80	±0,140	±0,194	±0,196	±0,809
-70	±0,046	±0,063	±0,069	±0,333
-60	±0,026	±0,036	±0,045	±0,254
-50	±0,023	±0,031	±0,041	±0,244
-40	±0,022	±0,031	±0,041	±0,243
-30	±0,022	±0,030	±0,041	±0,243
-20	±0,022	±0,030	±0,041	±0,243
-10	±0,022	±0,030	±0,040	±0,243
0	±0,025	±0,030	±0,040	±0,243
10	±0,023	±0,030	±0,041	±0,243
20	±0,047	±0,032	±0,043	±0,243
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента передачи, градус			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-100	±8,435	±11,708	±11,708	±48,870
-90	±2,797	±3,899	±3,898	±16,261
-80	±0,938	±1,356	±1,355	±5,619
-70	±0,310	±0,574	±0,573	±2,298
-60	±0,182	±0,456	±0,454	±1,778
-50	±0,162	±0,441	±0,439	±1,711
-40	±0,159	±0,439	±0,438	±1,703
-30	±0,158	±0,439	±0,437	±1,703
-20	±0,158	±0,439	±0,437	±1,702
-10	±0,157	±0,438	±0,436	±1,701
0	±0,172	±0,438	±0,436	±1,701
10	±0,162	±0,439	±0,438	±1,702
20	±0,316	±0,445	±0,451	±1,702

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов отражения в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов 85561А при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента отражения, дБ			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-40	±5,037	±10,483	±11,626	±14,683
-35	±3,180	±7,039	±7,934	±10,445
-30	±2,023	±5,021	±5,756	±7,891
-25	±1,273	±3,351	±3,895	±5,542
-20	±0,667	±1,854	±2,187	±3,250
-15	±0,410	±1,163	±1,383	±2,112
-10	±0,251	±0,705	±0,846	±1,325
-5	±0,183	±0,484	±0,586	±0,933
0	±0,182	±0,433	±0,528	±0,853
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента отражения, градус			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-40	±45,035	±134,249	±161,199	±253,375
-35	±25,532	±70,191	±83,696	±136,960
-30	±15,035	±44,848	±53,874	±84,837
-25	±9,047	±26,994	±32,439	±51,172
-20	±4,581	±13,663	±16,431	±26,020
-15	±2,775	±8,256	±9,937	±15,800
-10	±1,691	±4,925	±5,936	±9,478
-5	±1,239	±3,391	±4,090	±6,510
0	±1,198	±2,992	±3,606	±5,662

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов передачи в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов 85561А при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента передачи, дБ			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-100	±1,194	±1,614	±1,615	±5,357
-90	±0,418	±0,571	±0,574	±2,172
-80	±0,153	±0,201	±0,210	±0,820
-70	±0,077	±0,088	±0,103	±0,361
-60	±0,068	±0,080	±0,089	±0,291
-50	±0,066	±0,079	±0,087	±0,282
-40	±0,066	±0,079	±0,087	±0,281
-30	±0,066	±0,078	±0,087	±0,281
-20	±0,066	±0,078	±0,087	±0,280
-10	±0,066	±0,078	±0,087	±0,280
0	±0,066	±0,078	±0,087	±0,280
10	±0,066	±0,079	±0,087	±0,280
20	±0,067	±0,079	±0,089	±0,280
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента передачи, градус			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-100	±8,450	±11,744	±11,789	±48,899
-90	±2,843	±4,006	±4,135	±16,349
-80	±1,068	±1,640	±1,933	±5,868
-70	±0,597	±1,087	±1,493	±2,854
-60	±0,541	±1,029	±1,451	±2,454
-50	±0,535	±1,023	±1,447	±2,406
-40	±0,534	±1,022	±1,446	±2,401
-30	±0,534	±1,022	±1,446	±2,400
-20	±0,533	±1,022	±1,446	±2,399
-10	±0,533	±1,022	±1,446	±2,399
0	±0,533	±1,022	±1,446	±2,399
10	±0,535	±1,022	±1,446	±2,400
20	±0,537	±1,025	±1,448	±2,400

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов отражения в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов 85562А при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента отражения, дБ			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-40	±5,057	±9,509	±9,334	±11,064
-35	±3,192	±6,299	±6,170	±7,501
-30	±2,032	±4,423	±4,322	±5,406
-25	±1,277	±2,919	±2,849	±3,646
-20	±0,667	±1,596	±1,558	±2,051
-15	±0,406	±0,995	±0,974	±1,309
-10	±0,241	±0,599	±0,594	±0,817
-5	±0,164	±0,409	±0,423	±0,586
0	±0,155	±0,362	±0,413	±0,549
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента отражения, градус			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-40	±45,273	±113,944	±110,537	±147,511
-35	±25,647	±60,022	±58,351	±83,989
-30	±15,109	±38,056	±36,968	±49,494
-25	±9,086	±22,898	±22,285	±29,924
-20	±4,591	±11,575	±11,343	±15,319
-15	±2,771	±6,978	±6,932	±9,405
-10	±1,653	±4,132	±4,251	±5,771
-5	±1,147	±2,801	±3,048	±4,096
0	±1,032	±2,424	±2,735	±3,631

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов передачи в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов 85562А при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента передачи, дБ			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-100	±1,194	±1,614	±1,614	±5,357
-90	±0,418	±0,569	±0,571	±2,170
-80	±0,153	±0,195	±0,201	±0,813
-70	±0,077	±0,066	±0,082	±0,342
-60	±0,067	±0,040	±0,063	±0,266
-50	±0,066	±0,036	±0,060	±0,256
-40	±0,066	±0,036	±0,060	±0,255
-30	±0,066	±0,035	±0,060	±0,255
-20	±0,066	±0,035	±0,060	±0,255
-10	±0,066	±0,035	±0,060	±0,255
0	±0,068	±0,035	±0,060	±0,255
10	±0,068	±0,035	±0,060	±0,255
20	±0,079	±0,037	±0,062	±0,255
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента передачи, градус			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-100	±8,450	±11,721	±11,786	±48,888
-90	±2,843	±3,939	±4,128	±16,317
-80	±1,069	±1,467	±1,918	±5,778
-70	±0,600	±0,832	±1,473	±2,663
-60	±0,544	±0,793	±1,431	±2,229
-50	±0,538	±0,788	±1,426	±2,176
-40	±0,537	±0,788	±1,425	±2,170
-30	±0,537	±0,788	±1,425	±2,170
-20	±0,537	±0,788	±1,425	±2,169
-10	±0,537	±0,787	±1,425	±2,169
0	±0,537	±0,787	±1,425	±2,169
10	±0,538	±0,788	±1,425	±2,169
20	±0,554	±0,790	±1,429	±2,169

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов отражения в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов 85563А и 85564А при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента отражения, дБ			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-40	±3,992	±7,647	±10,208	±13,158
-35	±2,524	±4,941	±6,828	±9,166
-30	±1,545	±3,354	±4,848	±6,786
-25	±0,961	±2,167	±3,225	±4,670
-20	±0,497	±1,161	±1,777	±2,667
-15	±0,301	±0,716	±1,111	±1,699
-10	±0,177	±0,428	±0,671	±1,039
-5	±0,118	±0,291	±0,457	±0,710
0	±0,105	±0,256	±0,400	±0,618
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента отражения, градус			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-40	±33,434	±80,902	±128,284	±203,330
-35	±19,723	±43,476	±67,192	±111,720
-30	±11,154	±27,006	±42,836	±67,863
-25	±6,703	±16,241	±25,768	±40,803
-20	±3,376	±8,203	±13,017	±20,604
-15	±2,024	±4,939	±7,837	±12,393
-10	±1,184	±2,919	±4,629	±7,297
-5	±0,801	±1,977	±3,127	±4,902
0	±0,708	±1,716	±2,705	±4,222

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов передачи в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов 85563А и 85564А при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента передачи, дБ			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-100	±1,193	±1,614	±1,614	±5,357
-90	±0,414	±0,569	±0,569	±2,169
-80	±0,141	±0,195	±0,197	±0,809
-70	±0,049	±0,066	±0,070	±0,333
-60	±0,030	±0,040	±0,047	±0,255
-50	±0,028	±0,036	±0,043	±0,244
-40	±0,027	±0,036	±0,043	±0,243
-30	±0,027	±0,036	±0,043	±0,243
-20	±0,027	±0,036	±0,043	±0,243
-10	±0,027	±0,036	±0,043	±0,243
0	±0,027	±0,036	±0,043	±0,243
10	±0,027	±0,036	±0,043	±0,243
20	±0,047	±0,038	±0,046	±0,243
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента передачи, градус			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-100	±8,436	±11,707	±11,715	±48,869
-90	±2,802	±3,897	±3,920	±16,261
-80	±0,952	±1,352	±1,416	±5,617
-70	±0,351	±0,566	±0,706	±2,293
-60	±0,245	±0,445	±0,613	±1,770
-50	±0,230	±0,430	±0,602	±1,703
-40	±0,228	±0,428	±0,601	±1,695
-30	±0,227	±0,428	±0,601	±1,695
-20	±0,227	±0,427	±0,601	±1,694
-10	±0,226	±0,427	±0,600	±1,693
0	±0,227	±0,427	±0,600	±1,693
10	±0,230	±0,427	±0,601	±1,694
20	±0,316	±0,434	±0,609	±1,694

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов отражения в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов N4692D с опцией 010 при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента отражения, дБ			
	от 10 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-40	±8,887	±5,548	±5,569	±7,088
-35	±5,839	±3,524	±3,538	±4,558
-30	±4,058	±2,287	±2,297	±3,065
-25	±2,660	±1,457	±1,463	±1,976
-20	±1,449	±0,776	±0,780	±1,060
-15	±0,908	±0,487	±0,489	±0,664
-10	±0,564	±0,313	±0,315	±0,419
-5	±0,415	±0,249	±0,251	±0,321
0	±0,407	±0,269	±0,271	±0,330
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента отражения, градус			
	от 10 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-40	±102,097	±51,226	±51,496	±72,280
-35	±54,124	±28,754	±28,888	±46,259
-30	±34,128	±17,261	±17,351	±24,249
-25	±20,535	±10,464	±10,518	±14,636
-20	±10,402	±5,359	±5,388	±7,440
-15	±6,317	±3,304	±3,323	±4,552
-10	±3,848	±2,103	±2,118	±2,834
-5	±2,809	±1,672	±1,684	±2,161
0	±2,751	±1,807	±1,816	±2,224

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов передачи в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов N4692D с опцией 010 при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента передачи, дБ			
	от 10 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-100	±1,202	±1,617	±1,617	±5,357
-90	±0,445	±0,580	±0,581	±2,172
-80	±0,218	±0,228	±0,230	±0,819
-70	±0,174	±0,137	±0,139	±0,358
-60	±0,170	±0,126	±0,129	±0,286
-50	±0,170	±0,125	±0,128	±0,277
-40	±0,170	±0,125	±0,128	±0,276
-30	±0,170	±0,125	±0,128	±0,276
-20	±0,170	±0,125	±0,128	±0,276
-10	±0,169	±0,125	±0,128	±0,276
0	±0,169	±0,125	±0,128	±0,276
10	±0,170	±0,125	±0,128	±0,276
20	±0,170	±0,125	±0,129	±0,276
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента передачи, градус			
	от 10 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-100	±8,509	±11,729	±11,731	±48,875
-90	±3,013	±3,962	±3,967	±16,278
-80	±1,462	±1,529	±1,541	±5,667
-70	±1,163	±0,910	±0,930	±2,413
-60	±1,136	±0,841	±0,862	±1,923
-50	±1,133	±0,833	±0,854	±1,862
-40	±1,132	±0,832	±0,853	±1,855
-30	±1,132	±0,832	±0,853	±1,854
-20	±1,132	±0,832	±0,853	±1,853
-10	±1,132	±0,831	±0,853	±1,853
0	±1,132	±0,831	±0,853	±1,853
10	±1,132	±0,832	±0,854	±1,853
20	±1,133	±0,835	±0,859	±1,853

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов отражения в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов N4692D с опцией 0DC при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента отражения, дБ			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-40	±4,261	±5,548	±5,569	±7,088
-35	±2,701	±3,524	±3,538	±4,558
-30	±1,680	±2,287	±2,297	±3,065
-25	±1,056	±1,457	±1,463	±1,976
-20	±0,557	±0,776	±0,780	±1,060
-15	±0,347	±0,487	±0,489	±0,664
-10	±0,221	±0,313	±0,315	±0,419
-5	±0,175	±0,249	±0,251	±0,321
0	±0,189	±0,269	±0,271	±0,330
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента отражения, градус			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-40	±36,285	±51,226	±51,496	±72,280
-35	±21,244	±28,754	±28,888	±46,259
-30	±12,228	±17,261	±17,351	±24,249
-25	±7,413	±10,464	±10,518	±14,636
-20	±3,795	±5,359	±5,388	±7,440
-15	±2,336	±3,304	±3,323	±4,552
-10	±1,481	±2,103	±2,118	±2,834
-5	±1,171	±1,672	±1,684	±2,161
0	±1,263	±1,807	±1,816	±2,224

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов передачи в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов N4692D с опцией 0DC при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента передачи, дБ			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-100	±1,195	±1,617	±1,617	±5,357
-90	±0,421	±0,580	±0,581	±2,172
-80	±0,163	±0,228	±0,230	±0,819
-70	±0,094	±0,137	±0,139	±0,358
-60	±0,086	±0,126	±0,129	±0,286
-50	±0,086	±0,125	±0,128	±0,277
-40	±0,085	±0,125	±0,128	±0,276
-30	±0,085	±0,125	±0,128	±0,276
-20	±0,085	±0,125	±0,128	±0,276
-10	±0,085	±0,125	±0,128	±0,276
0	±0,085	±0,125	±0,128	±0,276
10	±0,086	±0,125	±0,128	±0,276
20	±0,086	±0,125	±0,129	±0,276
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента передачи, градус			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-100	±8,453	±11,729	±11,731	±48,875
-90	±2,850	±3,962	±3,967	±16,278
-80	±1,086	±1,529	±1,541	±5,667
-70	±0,628	±0,910	±0,930	±2,413
-60	±0,576	±0,841	±0,862	±1,923
-50	±0,570	±0,833	±0,854	±1,862
-40	±0,569	±0,832	±0,853	±1,855
-30	±0,569	±0,832	±0,853	±1,854
-20	±0,569	±0,832	±0,853	±1,853
-10	±0,568	±0,831	±0,853	±1,853
0	±0,569	±0,831	±0,853	±1,853
10	±0,570	±0,832	±0,854	±1,853
20	±0,572	±0,835	±0,859	±1,853

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов отражения в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов N4693D с опцией 010 при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента отражения, дБ			
	от 10 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-40	±10,205	±4,252	±4,287	±6,079
-35	±6,824	±2,690	±2,712	±3,866
-30	±4,845	±1,668	±1,684	±2,535
-25	±3,223	±1,045	±1,055	±1,612
-20	±1,779	±0,547	±0,552	±0,855
-15	±1,121	±0,339	±0,343	±0,530
-10	±0,696	±0,212	±0,216	±0,329
-5	±0,506	±0,162	±0,165	±0,244
0	±0,485	±0,167	±0,169	±0,242
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента отражения, градус			
	от 10 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-40	±128,216	±36,183	±36,563	±58,070
-35	±67,142	±21,150	±21,340	±39,086
-30	±42,796	±12,137	±12,265	±19,422
-25	±25,745	±7,325	±7,403	±11,691
-20	±13,030	±3,724	±3,766	±5,928
-15	±7,898	±2,280	±2,308	±3,608
-10	±4,783	±1,422	±1,443	±2,214
-5	±3,440	±1,085	±1,103	±1,637
0	±3,291	±1,116	±1,131	±1,624

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов передачи в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов N4693D с опцией 010 при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента передачи, дБ			
	от 10 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-100	±1,209	±1,615	±1,615	±5,357
-90	±0,465	±0,573	±0,573	±2,170
-80	±0,258	±0,206	±0,208	±0,814
-70	±0,222	±0,094	±0,098	±0,345
-60	±0,219	±0,078	±0,083	±0,270
-50	±0,218	±0,076	±0,081	±0,260
-40	±0,218	±0,076	±0,081	±0,259
-30	±0,218	±0,076	±0,081	±0,259
-20	±0,218	±0,076	±0,081	±0,259
-10	±0,218	±0,076	±0,081	±0,259
0	±0,218	±0,076	±0,081	±0,259
10	±0,218	±0,076	±0,081	±0,259
20	±0,219	±0,077	±0,083	±0,259
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента передачи, градус			
	от 10 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-100	±8,559	±11,710	±11,712	±48,871
-90	±3,152	±3,907	±3,911	±16,265
-80	±1,730	±1,379	±1,392	±5,630
-70	±1,486	±0,627	±0,656	±2,324
-60	±1,465	±0,521	±0,555	±1,811
-50	±1,462	±0,508	±0,543	±1,745
-40	±1,462	±0,507	±0,542	±1,738
-30	±1,462	±0,507	±0,541	±1,737
-20	±1,462	±0,506	±0,541	±1,736
-10	±1,462	±0,506	±0,540	±1,736
0	±1,462	±0,506	±0,540	±1,736
10	±1,462	±0,506	±0,542	±1,736
20	±1,463	±0,512	±0,550	±1,736

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов отражения в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов N4693D с опцией 0DC при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента отражения, дБ			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-40	±3,669	±4,252	±4,287	±6,079
-35	±2,331	±2,690	±2,712	±3,866
-30	±1,408	±1,668	±1,684	±2,535
-25	±0,876	±1,045	±1,055	±1,612
-20	±0,455	±0,547	±0,552	±0,855
-15	±0,280	±0,339	±0,343	±0,530
-10	±0,173	±0,212	±0,216	±0,329
-5	±0,129	±0,162	±0,165	±0,244
0	±0,130	±0,167	±0,169	±0,242
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента отражения, градус			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-40	±30,120	±36,183	±36,563	±58,070
-35	±18,097	±21,150	±21,340	±39,086
-30	±10,089	±12,137	±12,265	±19,422
-25	±6,080	±7,325	±7,403	±11,691
-20	±3,083	±3,724	±3,766	±5,928
-15	±1,878	±2,280	±2,308	±3,608
-10	±1,156	±1,422	±1,443	±2,214
-5	±0,860	±1,085	±1,103	±1,637
0	±0,866	±1,116	±1,131	±1,624

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов передачи в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов N4693D с опцией 0DC при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента передачи, дБ			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-100	±1.194	±1.615	±1.616	±5.358
-90	±0.417	±0.573	±0.574	±2.171
-80	±0.150	±0.207	±0.209	±0.815
-70	±0.070	±0.095	±0.100	±0.346
-60	±0.059	±0.079	±0.084	±0.271
-50	±0.058	±0.077	±0.082	±0.261
-40	±0.058	±0.077	±0.082	±0.260
-30	±0.058	±0.077	±0.082	±0.260
-20	±0.058	±0.077	±0.082	±0.260
-10	±0.058	±0.077	±0.082	±0.260
0	±0.060	±0.077	±0.082	±0.260
10	±0.059	±0.077	±0.082	±0.260
20	±0.072	±0.078	±0.084	±0.260
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента передачи, градус			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-100	±8.443	±11.711	±11.713	±48.872
-90	±2.819	±3.908	±3.912	±16.266
-80	±0.100	±1.380	±1.393	±5.631
-70	±0.464	±0.628	±0.657	±2.325
-60	±0.390	±0.522	±0.556	±1.812
-50	±0.381	±0.509	±0.544	±1.746
-40	±0.380	±0.508	±0.542	±1.739
-30	±0.380	±0.508	±0.542	±1.738
-20	±0.380	±0.507	±0.542	±1.737
-10	±0.380	±0.507	±0.541	±1.737
0	±0.396	±0.507	±0.541	±1.737
10	±0.390	±0.507	±0.543	±1.737
20	±0.477	±0.513	±0.551	±1.737

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов отражения в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов BN 534913 при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента отражения, дБ			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-40	±5,632	±8,009	±11,497	±16,301
-35	±3,565	±5,199	±7,834	±11,835
-30	±2,308	±3,555	±5,675	±9,110
-25	±1,460	±2,307	±3,837	±6,525
-20	±0,766	±1,242	±2,155	±3,922
-15	±0,468	±0,768	±1,365	±2,591
-10	±0,277	±0,461	±0,838	±1,650
-5	±0,187	±0,317	±0,586	±1,175
0	±0,166	±0,292	±0,537	±1,053
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента отражения, градус			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-40	±52,281	±86,776	±157,972	±316,958
-35	±29,153	±46,430	±89,118	±208,919
-30	±17,448	±28,989	±52,846	±106,261
-25	±10,490	±17,450	±31,855	±64,176
-20	±5,292	±8,837	±16,186	±32,738
-15	±3,182	±5,349	±9,840	±19,969
-10	±1,876	±3,206	±5,939	±12,063
-5	±1,267	±2,226	±4,150	±8,364
0	±1,101	±1,998	±3,675	±7,329

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов передачи в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов VN 534913 при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента передачи, дБ			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-100	±1,196	±1,614	±1,615	±5,357
-90	±0,426	±0,570	±0,572	±2,171
-80	±0,175	±0,198	±0,205	±0,816
-70	±0,114	±0,073	±0,092	±0,352
-60	±0,108	±0,051	±0,075	±0,278
-50	±0,107	±0,048	±0,073	±0,269
-40	±0,107	±0,048	±0,073	±0,268
-30	±0,107	±0,048	±0,073	±0,268
-20	±0,107	±0,048	±0,073	±0,268
-10	±0,107	±0,047	±0,073	±0,268
0	±0,108	±0,047	±0,073	±0,268
10	±0,108	±0,048	±0,073	±0,268
20	±0,115	±0,049	±0,075	±0,268
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента передачи, градус			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 40 ГГц включ.
-100	±8,451	±11,752	±11,782	±48,893
-90	±2,844	±4,031	±4,115	±16,331
-80	±1,071	±1,699	±1,890	±5,818
-70	±0,604	±1,174	±1,436	±2,750
-60	±0,549	±1,120	±1,393	±2,332
-50	±0,542	±1,115	±1,388	±2,282
-40	±0,542	±1,114	±1,387	±2,276
-30	±0,541	±1,114	±1,387	±2,275
-20	±0,542	±1,114	±1,387	±2,275
-10	±0,540	±1,113	±1,387	±2,275
0	±0,547	±1,113	±1,387	±2,274
10	±0,549	±1,114	±1,388	±2,275
20	±0,614	±1,116	±1,393	±2,275

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов отражения в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов VN 534914 при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента отражения, дБ			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-40	±8,142	±8,781	±11,592	±16,433
-35	±5,293	±5,760	±7,908	±11,949
-30	±3,626	±3,996	±5,735	±9,211
-25	±2,354	±2,617	±3,880	±6,608
-20	±1,266	±1,422	±2,179	±3,978
-15	±0,780	±0,884	±1,379	±2,630
-10	±0,465	±0,534	±0,843	±1,675
-5	±0,315	±0,368	±0,585	±1,190
0	±0,276	±0,332	±0,533	±1,061
Значение модуля коэффициента отражения, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента отражения, градус			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-40	±88,994	±100,167	±160,355	±322,709
-35	±47,513	±53,145	±90,291	±201,796
-30	±29,692	±33,478	±53,615	±108,179
-25	±17,847	±20,161	±32,301	±65,328
-20	±8,998	±10,217	±16,390	±33,314
-15	±5,403	±6,186	±9,944	±20,307
-10	±3,178	±3,703	±5,980	±12,247
-5	±2,139	±2,557	±4,162	±8,470
0	±1,853	±2,247	±3,684	±7,409

Продолжение таблицы 13

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов передачи в диапазоне частот с использованием калибровочных наборов VN 534914 при уровне выходной мощности минус 15 дБм				
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды коэффициента передачи, дБ			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-100	±1,196	±1,614	±1,615	±5,357
-90	±0,426	±0,570	±0,572	±2,171
-80	±0,175	±0,198	±0,205	±0,816
-70	±0,114	±0,073	±0,092	±0,352
-60	±0,108	±0,051	±0,075	±0,278
-50	±0,107	±0,048	±0,073	±0,269
-40	±0,107	±0,048	±0,073	±0,268
-30	±0,107	±0,048	±0,073	±0,268
-20	±0,107	±0,048	±0,073	±0,268
-10	±0,107	±0,047	±0,073	±0,268
0	±0,108	±0,047	±0,073	±0,268
10	±0,108	±0,048	±0,073	±0,268
20	±0,115	±0,049	±0,075	±0,268
Значение модуля коэффициента передачи, дБ	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента передачи, градус			
	от 0,3 до 4000 МГц включ.	св. 4 до 20 ГГц включ.	св. 20 до 26,5 ГГц включ.	св. 26,5 до 50 ГГц включ.
-100	±8,451	±11,752	±11,782	±48,893
-90	±2,844	±4,031	±4,115	±16,331
-80	±1,071	±1,699	±1,890	±5,818
-70	±0,604	±1,174	±1,436	±2,750
-60	±0,549	±1,120	±1,393	±2,332
-50	±0,542	±1,115	±1,388	±2,282
-40	±0,542	±1,114	±1,387	±2,276
-30	±0,541	±1,114	±1,387	±2,275
-20	±0,542	±1,114	±1,387	±2,275
-10	±0,540	±1,113	±1,387	±2,275
0	±0,547	±1,113	±1,387	±2,274
10	±0,549	±1,114	±1,388	±2,275
20	±0,614	±1,116	±1,393	±2,275
¹⁾ Характеристики коэффициентов отражения измеряются при отклонении от температуры калибровки не более 1 °С, после полной двухпортовой калибровки при полосе пропускания фильтра ПЧ равной 10 Гц, без усреднений, режим экономии заряда батареи: выкл.; Для коэффициентов отражения характеристики приведены при условии $S_{km}=S_{mk}=0$.				

Таблица 14 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия эксплуатации температура окружающего воздуха, °С относительная влажность воздуха, %	от +18 до +28 от 20 до 80
Рабочие условия эксплуатации температура окружающего воздуха, °С при питании от блока питания при питании от блока питания в режиме анализатора реального времени при питании от внутренней аккумуляторной батареи относительная влажность воздуха при температуре 25 °С, %, не более	от -10 до +55 от -10 до +45 от -10 до +50 95
Напряжение питания, В от сети переменного тока частотой 50 Гц (через блок питания) от аккумуляторной батарей	от 198 до 240 10,8
Потребляемая мощность от блока питания, Вт, не более	40
Объем встроенного запоминающего устройства для сохранения пользовательской информации, Гб, не менее	4
Масса (с аккумуляторной батареей), кг, не более	3,34
Габаритные размеры, мм, не более длина ширина высота	292 188 82

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится в верхнем левом углу руководства по эксплуатации анализаторов типографским или компьютерным способом и на корпус анализатора в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 15 – Комплектность анализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор электрический цепей и сигналов комбинированный портативный	FieldFox N9950B или FieldFox N9951B или FieldFox N9952B или FieldFox N9960B или FieldFox N9961B или FieldFox N9962B	1 шт. (по заказу)
Блок питания	-	1 шт.
Кабель питания	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 3-21 документа «Анализаторы электрических цепей и сигналов комбинированные портативные FieldFox N9900B. Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам электрических цепей и сигналов портативным FieldFox N9900B

Приказ Росстандарта № 1621 от 31.07.2018 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

ГОСТ Р 8.813-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений волнового сопротивления, комплексных коэффициентов отражения и передачи в коаксиальных волноводах в диапазоне частот от 0,01 до 65 ГГц»

Приказ Росстандарта № 2839 от 29.12.2018 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 37,5 до 78,33 ГГц».

Приказ Росстандарта № 3461 от 30.12.2019 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц»

Стандарт предприятия «Единые технические и метрологические требования на анализаторы электрических цепей и сигналов комбинированные портативные FieldFox N9900B».

Правообладатель

Компания «Keysight Technologies, Inc.», США
Адрес: 1400 Fountaingrove Parkway Santa Rosa, CA 95403-1738, United States
Тел.: +1 800 829-4444
Факс: +1 800 829-4433
Web-сайт: <http://www.keysight.com>
E-mail: usa_orders@keysight.com

Изготовитель

Компания «Keysight Technologies Malaysia Sdn. Bhd.», Малайзия
Адрес: Bayan Lepas Free Industrial Zone, 11900, Penang, Malaysia,
Телефон (факс): +1800-888 848; +1800-801 664
Web-сайт: www.keysight.com
E-mail: tm_ap@keysight.com

Компания «Keysight Technologies, Inc.», США
Адрес: 1400 Fountaingrove Parkway Santa Rosa, CA 95403-1738, United States
Тел.: +1 800 829-4444
Факс: +1 800 829-4433
Web-сайт: <http://www.keysight.com>
E-mail: usa_orders@keysight.com

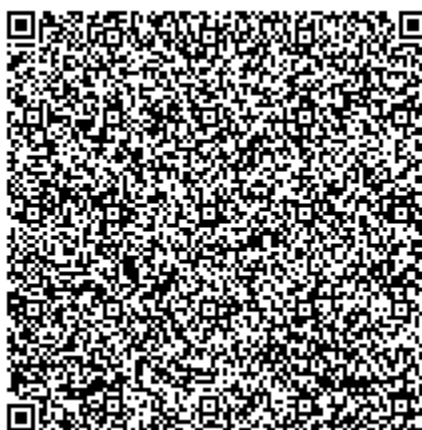
Испытательный центр

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

Адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ВНИИФТРИ

Почтовый адрес: 141570, Московская область, Солнечногорский район, п/о Менделеево

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 11 мая 2018 года.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» мая 2022 г. № 1175

Регистрационный № 85570-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Тестеры оптические ОТ-3-2

Назначение средства измерений

Тестеры оптические ОТ-3-2 (далее - тестеры ОТ-3-2) предназначены для применения в качестве рабочего эталона единиц средней мощности и ослабления оптического излучения для ВОСП для поверки и калибровки измерителей оптической мощности, источников оптического излучения, аттенюаторов, оптических тестеров; измерений оптической мощности и ослабления в оптических волокнах (ОВ) и оптических компонентах, генерации постоянного оптического излучения на фиксированных длинах волн, а также для передачи средней мощности оптического излучения исследуемым средствам измерений в волоконно-оптических системах передачи на фиксированных длинах волн.

Описание средства измерений

Принцип действия тестера ОТ-3-2 основан на генерировании стабилизированного оптического излучения с помощью лазерных диодов с фиксированными длинами волн и измерении оптической мощности высокоточным оптоэлектронным преобразователем.

Тестер ОТ-3-2 состоит из блока источников излучения и оптоэлектронного преобразователя (ОЭП) SPM-2. В блоке источников излучения расположены:

- источники оптического излучения, предназначенные для формирования стабильных регулируемых уровней оптической мощности;
- процессорный модуль, предназначенный для управления работой тестера ОТ-3-2, первичной обработки результатов измерения и связи с персональным компьютером (ПК);
- оптический аттенюатор, предназначенный для ослабления мощности оптического излучения на требуемую величину;
- преобразователь напряжения, который вырабатывает требуемые напряжения для питания других блоков тестера ОТ-3-2.

Для генерации постоянного оптического излучения в тестере ОТ-3-2 используются лазерные диоды (ЛД) с выводом излучения через одномодовое ОВ. Выходная мощность и температура ЛД стабилизируются с помощью соответствующих схем. Источники излучения имеют разъемы FC/UPC. Мощность излучения ЛД регулируется током накачки, который может изменяться процессором по командам с ПК.

Измерение оптической мощности в тестере ОТ-3-2 осуществляется с помощью ОЭП SPM-2. В качестве фотоэлектрического преобразователя используется InGaAs pin-фотодиод, установленный в ОЭП. Ток фотодиода усиливается и преобразуется в цифровую форму схемой ОЭП. Полученный цифровой сигнал передается в блок источников излучения, обрабатывается там, и измеренное значение оптической мощности выводится на экран ПК.

Управление работой тестера ОТ-3-2 осуществляется с помощью ПК, подключаемого к блоку источников излучения. Связь с ПК осуществляется через порт USB с помощью интерфейсного кабеля, поставляемого в комплекте с тестером ОТ-3-2.

Конструктивно блоки тестера ОТ-3-2 выполнены в прямоугольных металлических корпусах настольно-переносного типа.

На передней панели блока источников излучения расположены: выключатель питания, оптические розетки выходов источников излучения, оптические розетки аттенюатора, два разъема USB-A для подключения ОЭП, индикаторные светодиоды питания и включения источников излучения.

На передней панели ОЭП SPM-2 находится оптический разъем измерителя мощности.

Общий вид тестера ОТ-3-2 с обозначением места нанесения знака поверки представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид тестера ОТ-3-2

На задней панели блока источников излучения установлены разъемы для подключения блока питания и для соединения с ПК. На задней панели ОЭП находится разъем USB-B для соединения с блоком источников излучения.

Для защиты от несанкционированного доступа к элементам схемы корпус тестера пломбируется. Пломбой закрывается левый винт крепления задней панели блока источников излучения. На боковые и нижнюю панель ОЭП наклеиваются две гарантийные наклейки. Схема пломбирования показана на рисунке 2.

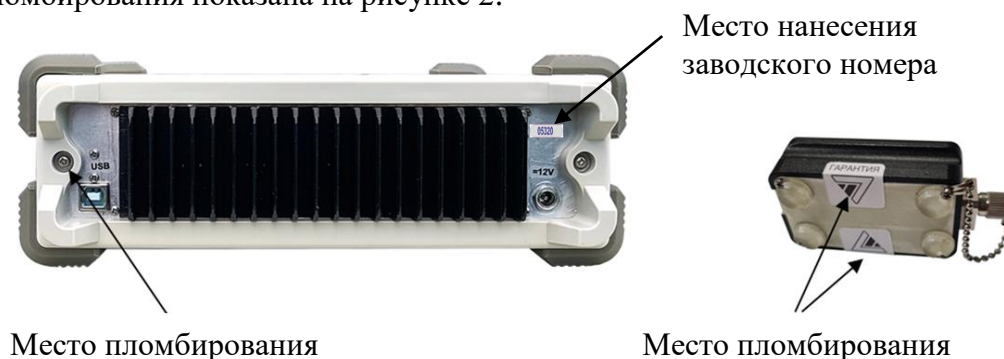


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа

Заводской номер расположен на задней панели тестера ОТ-3-2, номер выполнен печатным способом, место нанесения указано на рисунке 2:

Зав. № 05320 с оптоэлектронным преобразователем SPM-2 0378620;

Зав. № 05420 с оптоэлектронным преобразователем SPM-2 0378720;

Зав. № 05520 с оптоэлектронным преобразователем SPM-2 0378820.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту – ПО) предназначено для управления работой тестера ОТ-3-2. ПО разделено на две части. Метрологически значимая часть ПО прошита в памяти процессора блока источников излучения и процессора ОЭП. Интерфейсная часть ПО запускается на ПК и служит для обработки, отображения и сохранения результатов измерений.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	от-3-2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	5.8.0.0 и выше
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие длины волн источников оптического излучения, нм	1310±5, 1490±5, 1550±5, 1625±5
Максимальная мощность источников излучения, мВт, не менее:	
1310 нм	10
1490 нм	6
1550 нм	10
1625 нм	6
Нестабильность мощности источников излучения за 15 минут, дБ, не более	0,005
Рабочий спектральный диапазон измерения оптической мощности, нм	от 1200 до 1660
Диапазон измерений оптической мощности, Вт (дБм)	от $1 \cdot 10^{-11}$ до $1 \cdot 10^{-2}$ (от -80 до 10)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений оптической мощности на длинах волн источников излучения, %	
- при значениях мощности от $1 \cdot 10^{-10}$ до $1 \cdot 10^{-2}$ Вт	±3
- при значениях мощности от $1 \cdot 10^{-11}$ до $1 \cdot 10^{-10}$ Вт	±5

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений относительных уровней оптической мощности, % - при значениях мощности от $1 \cdot 10^{-10}$ до $1 \cdot 10^{-2}$ Вт - при значениях мощности от $1 \cdot 10^{-11}$ до $1 \cdot 10^{-2}$ Вт	$\pm 0,8$ $\pm 1,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений оптической мощности в рабочем спектральном диапазоне от 1200 до 1660 нм, %	± 5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Ослабление, вносимое встроенным оптическим аттенуатором на длине волны 1310 нм: - минимальное ослабление, дБ, не более - максимальное ослабление, дБ, не менее	2,5 70
Питание осуществляется: от сети переменного тока - напряжение, В - частота, Гц через блок питания с выходным напряжением, В	230 ± 23 $50 \pm 0,4$ 12 ± 1
Мощность, потребляемая тестером ОТ-3-2 от сети переменного тока, В·А, не более	30
Ток, потребляемый тестером ОТ-3-2 от блока питания, А, не более	1,5
Время непрерывной работы, ч, не менее	8
Габаритные размеры, мм, не более: - блок источников излучения - ОЭП SPM-2	$280 \times 320 \times 88$ $85 \times 40 \times 30$
Масса, кг, не более	3,5
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при 25 °С, % - атмосферное давление, кПа (мм рт.ст.)	от +10 до +30 80 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель тестера методом наклеивания, а также на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Тестер оптический ОТ-3-2	-	1 шт.
Оптоэлектронный преобразователь SPM-2	-	1 шт.
Оптический кабель соединительный одномодовый, разъемы FC/UPC - FC/UPC	-	2 шт.
Оптический кабель соединительный одномодовый, разъемы FC/UPC - SC/UPC	-	1 шт.
Оптический кабель соединительный одномодовый, разъемы FC/UPC - ST/UPC	-	1 шт.
Адаптеры для оптоэлектронного преобразователя:		
- для оптического разъема типа FC	-	1 шт.
- для оптического разъема типа ST	-	1 шт.
- для оптического разъема типа SC	-	1 шт.
Блок питания	-	1 шт.
Кабель интерфейсный USB-A-USB-B	-	2 шт.
Компакт-диск с программным обеспечением, руководством по эксплуатации	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт		1 экз.
Сумка упаковочная	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе «Руководство по эксплуатации. Тестеры оптические ОТ-3-2» раздел 8

Нормативные документы, устанавливающие требования к тестерам оптическим ОТ-3-2

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 05.12.19 № 2862 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений длины и времени распространения сигнала в световоде, средней мощности, ослабления и длины волны оптического излучения для волоконно-оптических систем связи и передачи информации

Р 50.2.084-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Рабочие эталоны единицы средней мощности оптического излучения в волоконно-оптических системах передачи. Методика поверки.

Правообладатель

Закрытое акционерное общество «Институт информационных технологий»
(ЗАО «Институт информационных технологий»), Республика Беларусь

Адрес: 220099, г. Минск, ул. Казинца, д. 11а, офис А304

Телефон, факс: (+375 17) 235 90 48, 235 90 47, 302 85 03

Web-сайт: www.agizer.com.ru

E-mail: info@agizer.com

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Институт информационных технологий»
(ЗАО «Институт информационных технологий»), Республика Беларусь

Адрес: 220099, г. Минск, ул. Казинца, д. 11а, офис А304

Телефон, факс: (+375 17) 235 90 48, 235 90 47, 302 85 03

Web-сайт: www.agizer.com.ru

E-mail: info@agizer.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт оптико-физических измерений»

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

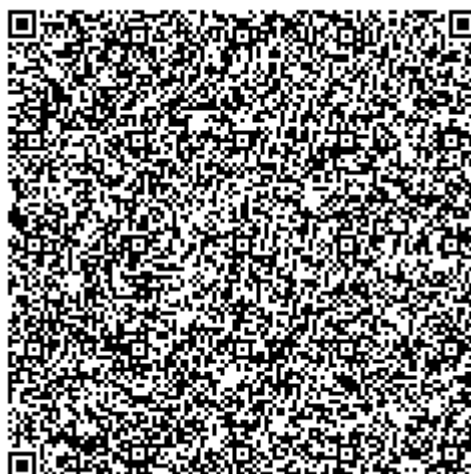
Телефон: +7 (495) 437-56-33

Факс: +7 (495) 437-31-47

E-mail: vniiofi@vniiofi.ru

Web-сайт: www.vniiofi.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИОФИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30003-2014 от 23.06.2014 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» мая 2022 г. № 1175

Регистрационный № 85571-22

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оренбургнефть» пятая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оренбургнефть» пятая очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АО «Оренбургнефть», сервер филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети», устройства синхронизации времени (УСВ), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на соответствующие сервера: для ИК №№ 1, 2, 4-25 на сервер АО «Оренбургнефть», для ИК № 3 на сервер филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети». На каждом сервере осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» информация в виде xml-макетов установленных форматов передается на сервер АО «Оренбургнефть» и в АРМ энергосбытовой организации АО «ЕЭСнК» по каналу связи сети Internet.

От сервера АО «Оренбургнефть» информация в виде xml-макетов установленных форматов передается в АРМ энергосбытовой организации АО «ЕЭСнК» по каналу связи сети Internet.

Также сервер АО «Оренбургнефть» может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от АРМ энергосбытовой организации АО «ЕЭСнК» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с действующими требованиями ОРЭ к предоставлению информации.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы серверов и УСВ. УСВ обеспечивают коррекцию часов компонентов АИИС КУЭ по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение показаний часов сервера АО «Оренбургнефть» с соответствующим УСВ осуществляется не реже одного раза в 30 мин. Корректировка часов сервера АО «Оренбургнефть» производится при наличии расхождения.

Сравнение показаний часов сервера филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» с соответствующим УСВ осуществляется непрерывно. Корректировка часов сервера производится при наличии расхождения.

Сравнение показаний часов счетчика (для ИК №№ 1, 2, 4-25) с часами сервера АО «Оренбургнефть» осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчика (для ИК № 3) с часами сервера филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001, указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оренбургнефть» пятая очередь.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты ПК «Энергосфера» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности, (±δ) %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Саве- льевская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Бу- зулукская – Саве- льевская № 3	TG 145N Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	ЗНГА-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242- 16	HPE Pro- liant DL360 Gen10	Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,4
2	ПС 110 кВ Саве- льевская, ОРУ-110 кВ, ОМВ 110 кВ	TG 145N Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	ЗНГА-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,4
3	ПС 110 кВ Алек- сеевка, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Ге- расимовская от ПС 110/35/10 кВ Алексеевка	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808142493 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681- 10	HP Pro- Liant DL380 G7	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС 110 кВ Ленинская, ОРУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-2	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Proliant DL360 Gen10	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
5	ПС 110 кВ Ленинская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 2	АВК 10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 47171-11 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
6	ПС 110 кВ Ленинская, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реак- тивная	2,1	5,4
7	ПС 110 кВ Ленинская, ОРУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
8	ПС 110 кВ Ленинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 6	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ПС 110 кВ Ленинская, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Proliant DL360 Gen10	Актив- ная	1,0	3,1
							Реак- тивная	2,1	5,4
10	ПС 110 кВ Ленинская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 4, Л 10 кВ ЛН-1	АВК 10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 47171-11 Фаза: А ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 58720-14 Фаза: С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
11	ПС 110 кВ Ленинская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 6, Л 10 кВ ЛН-2	АВК 10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47171-11 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	ПС 110 кВ Ленинская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 8, Л 10 кВ Лн-3	АВК 10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47171-11 Фаза: А ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 58720-14 Фаза: С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Proliant DL360 Gen10	Актив-ная	1,1	3,2
							Реак-тивная	2,2	5,4
13	ПС 35 кВ Моргуновская, ОРУ-35 кВ, отпайка ВЛ 35 кВ Курманаевская – Лабазинская	GIF 40.5 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив-ная	1,3	3,3
							Реак-тивная	2,5	5,6
14	ПС 110 кВ Савельевская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Бузулукская – Савельевская 1 цепь с отпайками	TG 145N Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	ЗНГА-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив-ная	0,6	1,4
							Реак-тивная	1,1	2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	ПС 110 кВ Савельевская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Бузулукская – Савельевская 2 цепь с отпайками	TG 145N Кл.т. 0,2S 600/5 Зав. № Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	ЗНГА-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Proliant DL360 Gen10	Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,4
16	ПС 110 кВ Ново-Медведкинская, ОРУ-110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Бузулукская - Сорочинская 1 цепь с отпайками	ТФЗМ-110Б-IV Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,1
17	ПС 110 кВ Ново-Медведкинская, ОРУ-110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Бузулукская - Сорочинская 2 цепь с отпайками	ТФЗМ-110Б-IV Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Proliant DL360 Gen10	Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,0	4,5
18	ПС 35 кВ Долговская, ОРУ-35 кВ, отпайка ВЛ 35 кВ Курманаевская – Ромашкинская	ТФН-35М Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	ПС 110/35/6 кВ Росташинская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Южная-Росташин- ская 1 цепь	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 44640-10 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242- 16	HPE Pro- liant DL360 Gen10	Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
20	ПС 110/35/6 кВ Росташинская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Южная-Росташин- ская 2 цепь	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 44640-10 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
21	ПС 110/35/6 кВ Росташинская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Соро- чинская-Роста- шинская	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242- 16	HPE Pro- liant DL360 Gen10	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
22	ПС 110/35/6 кВ Росташинская, ОРУ-110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	ПС 35/6 кВ Перво- майская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 1, ВЛ-6 кВ фидер №1	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2- 13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01			Актив- ная	1,3	3,2
24	ПС 35/6 кВ Перво- майская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 18, ВЛ-6 кВ фидер №2	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2- 13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01			Реак- тивная	2,3	4,6
							Актив- ная	1,3	3,2
25	ПС 35/6 кВ Перво- майская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 7, ВЛ-6 кВ фидер №4	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2- 13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01			Реак- тивная	2,3	4,6
							Актив- ная	1,3	3,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно 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 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 1, 2, 13-15, 19, 20 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – указана для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	25
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2, 13-15, 19, 20 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2, 13-15, 19, 20 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12), ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 140000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.02: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2
для УСВ-3: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	45000 2
для УСВ-2: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 2
для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 113 40 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
- журнал серверов:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
серверах (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	TG 145N	12
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-1У1	15
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	2
Трансформаторы тока	АВК 10	6
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ	2
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	5
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	GIF 40.5	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6
Трансформаторы тока	ТФН-35М	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы напряжения	ЗНГА-110	6
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	9
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	9
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	5
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер АО «Оренбургнефть»	HPE ProLiant DL360 Gen10	1
Сервер филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети»	HP ProLiant DL380 G7	1
Формуляр	ЭНПР.411711.156.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Оренбургнефть» пятая очередь», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

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

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Оренбургнефть» (АО «Оренбургнефть»)

ИНН 5612002469

Адрес: 461046, Оренбургская обл., г. Бузулук, ул. Магистральная, зд. 2

Телефон: (35342) 7-36-70

Факс: (35342) 7-32-01

E-mail: orenburgneft@rosneft.ru

Изготовитель

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

ИНН: 5024145974

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Испытательный центр

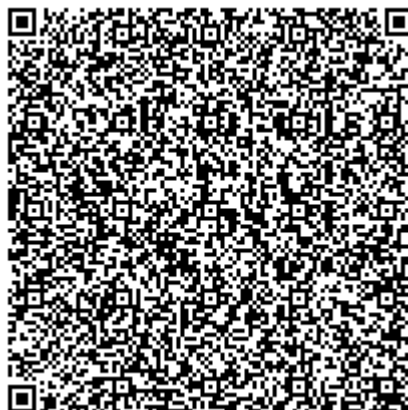
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» мая 2022 г. № 1175

Регистрационный № 85572-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Савельевская» 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 «Савельевская» 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 - УППУ), 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 № 43.

В состав СИКНС входят измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на аналогичные утвержденного типа, приведенные в таблице 1. компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование измерительного компонента	Место установки, кол-во, шт	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF350	1 (ИЛ1), 1 (ИЛ2)	45115-16
Датчик давления Метран-150, модель 150TG3	1 (ИЛ1), 2 (ИЛ2), 1 (БИЛ), 4 (БФ)	32854-13
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-276	1 (БИК)	21968-11
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран 2700	2 (ИЛ1), 1 (ИЛ2), 1 (БИК), 1 (БИЛ)	38548-13
Влагомер поточный ВСН-АТ.050.040.УМ-100	1 (БИК)	62863-15
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 DN 25	1 (БИК)	57762-14
Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л»	2 (СОИ)	43239-15

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 «RATE» (далее – АРМ оператора).

ПО СИКНС разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К ПО верхнего уровня относится ПО автоматизированного рабочего места оператора – «RATE» (далее – АРМ оператора), выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, получения архивных данных, вычисления массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто сырой нефти, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объектов, приема и обработки управляющих команд оператора, формирования отчетных документов.

К нижнему уровню относится ПО комплексу измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-L») (далее – ИВК), обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, проведением вычислительных операций, хранением калибровочных таблиц, передачей данных на верхний уровень. К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система ИВК.

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора	ИВК
Идентификационное наименование ПО	RateCalc	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1	6.15
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F	5ED0C426
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Рабочий диапазон расхода через УУН: - массового расхода по ИЛ №1, т/ч - массового расхода по ИЛ №2, т/ч	от 83 до 267 от 83 до 267
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды влагомером ВСН-АТ, при содержании воды в нефтегазоводяной смеси, %: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси от 0,01 % до 5 %: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 5 % до 10 %: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 10 % до 20 %: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 20 % до 50 %: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 50 % до 70 %:	± 0,9 ± 1,0 ± 1,1 ± 2,0 ± 5,5

Продолжение таблицы 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 70 % до 85 %:	± 12
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 85 % до 95 %:	± 40
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении массовой доли воды в лаборатории, при содержании воды в нефтегазоводяной смеси, %:	
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси от 0 % до 5 %:	$\pm 0,6$
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 5 % до 10 %:	$\pm 1,1$
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 10 % до 20 %:	$\pm 2,5$
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 20 % до 50 %:	± 14
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 50 % до 65 %:	± 50

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

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место ИК (место установок))	Состав ИК		Диапазон измерений (т/ч)	Пределы допускаемой 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)	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF350	Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей «ОКТОПУС-Л»	От 83 до 267	$\pm 0,25\%$ 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 измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С:	от - 43 до + 50
Условия эксплуатации: а) для СИ, установленных в комплексе технологическом: б) для ИВК, установленного в здании операторной: - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	От + 5 до + 50 От + 1 до + 50 до 95 без конденсации влаги; от 84 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда со следующими параметрами: - количество измерительных линий, шт Избыточное давление, МПа - минимальное - рабочее - максимальное -температура измеряемой среды, °С - плотность пластовой воды при стандартных условиях, кг/м ³ - плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, 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 - режим работы СИКНС Параметры электропитания: - напряжение переменного тока, В - частота питающей сети, Гц	Нефтегазоводяная смесь 2 (1 рабочая ИЛ 1, 1 резервно- контрольная ИЛ 2) 0,7 1,5 3,5 от +10 до +50 от 1100 до 1200 от 830 до 950 до 95 до 305000 до 0,5 от 0,5 до 5 не допускается непрерывный (380±38)/(220±22) 50±1

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 нефтегазоводяной смеси УПСВ «Савельевская» АО «Оренбургнефть», заводской № 43	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	П1-01.05 ИЭ-128 ЮЛ-412	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в документе «ГСИ. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений с системой измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Савельевская»» утверждена АО «Нефтеавтоматика» г.Казань 26 марта 2021 г. Регистрационный номер ФР.1.29.2021.39876.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Савельевская» 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»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня средств измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический центр Контрольно-измерительные технологии» (ООО МЦ «КИТ»)

ИНН 7704579740

Юридический адрес: 129226, Москва, ул. Докукина, 16, стр. 1, пом. I

Почтовый адрес: 129226, Москва, ул. Докукина, 16, стр. 1, пом. I

Телефон: +7 (495) 151-05-06

Web-сайт: www.mckit.ru

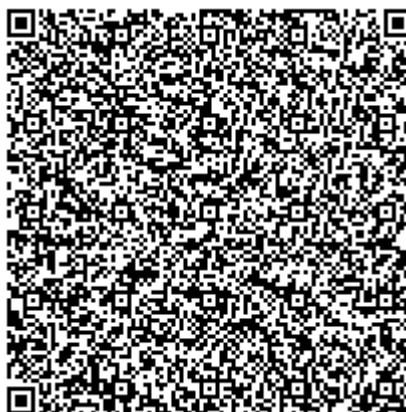
E-mail: info@mckit.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 446200, Самарская область, г. Новокуйбышевск, ул. Научная, д. 3, стр. 6

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU. 312187 от 29 мая 2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» мая 2022 г. № 1175

Регистрационный № 85573-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Бобровская» 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 система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Бобровская» 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 нефтегазоводяной смеси 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), входного и выходного коллекторов (ВК), узла подключения передвижной поверочной установки (далее - УППУ) 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. СИКНС заводской № 18030.

В состав СИКНС входят измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на аналогичные утвержденного типа, приведенные в таблице 1. компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование измерительного компонента	Место установки, кол-во, шт	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF300	1 (ИЛ1), 1 (ИЛ2)	45115-16
Датчик давления Метран-150, модель 150TG3	1 (ИЛ1), 1 (ИЛ2), 1 (БИК)	32854-13
Датчик температуры Rosemount 644 в составе: 1. Преобразователь измерительный Rosemount 644; 2. Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065	2 (БИЛ), 1 (БИК), 1 (ВК)	63889-16 56381-14 53211-13
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм2	1 (БИК)	14557-15
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 DN 25	1 (БИК)	57762-14
Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей «ОКТОПУС-Л»	2 (СОИ)	43239-15

В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефтегазоводяной смеси утвержденных типов. Допускается замена отдельных средств измерений из состава СИКНС на аналогичные утвержденного типа, не уступающие вышеуказанным по техническим и метрологическим характеристикам.

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, несущие 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 разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К ПО верхнего уровня относится ПО автоматизированного рабочего места оператора – «ПЕТРОЛСОФТ (С)» (далее – АРМ оператора), выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, получения архивных данных, вычисления массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефтегазоводяной нефти, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объектов, приема и обработки управляющих команд оператора, формирования отчетных документов.

К нижнему уровню относится ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРUS-L») (далее – ИВК), обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, проведением вычислительных операций, хранением калибровочных таблиц, передачей данных на верхний уровень. К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система ИВК.

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ПО АРМ оператора		ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	SIKNS.dll	TRULibrary.dll	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0	1.0.0.0	6.15
Цифровой идентификатор ПО	081ac2158c73492ad 0925db1035a0e71	1b1b93573f8c9188 cf3aafaa779395b8	5ED0C426
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5		CRC32

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	От 59 до 118
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером УДВН – 1пм2 (далее – влагомером), %:	
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси от 0,01 до 5 %:	$\pm 0,35$
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси свыше 5 % до 10 %:	$\pm 0,4$

Продолжение таблицы 3 – Метрологические характеристики

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефтегазоводяной смеси при определении массовой доли воды в дегазированной нефти в аттестованной испытательной лаборатории: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси от 0 до 5 %: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси свыше 5 % до 10 %:	$\pm 0,69$ $\pm 1,1$

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 нефтегазоводяной смеси	2 (ИЛ 1, ИЛ 2)	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF300	Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей «ОКТОПУС-Л»	От 59 до 118	$\pm 0,25\%$ 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 системы

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	Нефтегазоводяная смесь
Количество измерительных линий, шт	2 (1 рабочая ИЛ 1, 1 контрольно-резервная ИЛ 2)
- Температура нефтегазоводяной смеси, °С	От + 5 до + 40
- Объемная доля воды, %, не более	10
- Плотность пластовой воды при стандартных условиях, кг/м³	От 1129 до 1137
Кинематическая вязкость, мм²/с, (сСт)	
- максимальная (при минимальной температуре)	10,01
- Плотность нефтегазоводяной смеси, кг/м³	от 1129 до 1137
- Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более	2327,37

Продолжение таблицы 5 – Основные технические характеристики системы

1	2
- Массовая доля механических примесей, %, не более	0,1191
- содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	20
- Содержание свободного газа, %	Отсутствует
Режим работы СИКНС	Непрерывный
Параметры электропитания: - напряжение переменного тока, В - частота питающей сети, Гц	(380±38) трехфазное (220 ±22) однофазное 50
Избыточное давление измеряемой среды, МПа - минимальное - рабочее - максимальное	0,8 1,2 3,0
Условия эксплуатации: - окружающей среды, °С	От - 43 до + 42
Средний срок службы системы, лет	10

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 нефтегазоводяной смеси УПСВ «Бобровская» АО «Оренбургнефть», заводской № 18030	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	П4-04 ИЭ-043 ЮЛ-412	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в документе «Инструкция. ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ «Бобровская» (СИКНС) ПАО «Оренбургнефть» утверждена ООО «Метрология и автоматизация». Регистрационный номер ФР.1.29.2018.30683.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерения количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Бобровская» 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»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня средств измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация» (ООО «Метрология и Автоматизация»)

ИНН 6330013048

Адрес: 443013, Самарская обл., г. Самара, ул. Киевская, д. 5А

Телефон: +7 (846) 247-89-19, 247-89-29, 247-89-00

Web-сайт: www.ma-samara.com

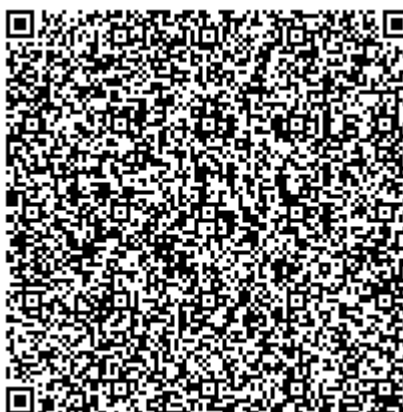
E-mail: ma@ma-samara.ru, info@ma-samara.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 446200, Самарская область, г. Новокуйбышевск, ул. Научная, д. 3, стр. 6

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187 от 29 мая 2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» мая 2022 г. № 1175

Регистрационный № 85574-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Кодяковская» (СИКНС Девон) АО «Оренбургнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Кодяковская» (СИКНС Девон) 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 «Кодяковская» (СИКНС Девон) 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 18036.

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

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование измерительного компонента	Место установки, кол-во, шт	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion, модель CMF350M	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2)	45115-16
Датчик давления Метран-150, модель 150TG	6 (БФ), 2 (БИЛ), 1 (БИК)	32854-13
Датчик температуры Rosemount 644 в составе: 1. Преобразователь измерительный Rosemount 644; 2. Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065	2 (БИЛ), 1 (БИК)	63889-16 56381-14 53211-13
Влагомер поточный ВСН-АТ, модель ВСН-АТ.050.40.УМ-010	1 (БИК)	62863-15
Влагомер поточный ВСН-АТ, модель ВСН-АТ.050.60.УМ-100	1 (БИК)	62863-15
Преобразователь плотности и расхода CDM, модификация CDM100P	1 (БИК)	63515-16
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	1 (БИК)	57762-14
Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-L»)	1 (СОИ)	43239-15

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 пломбируется 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.

К нижнему уровню относится ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРUS-L») (далее – ИВК), обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, проведением вычислительных операций, хранением калибровочных таблиц, передачей данных на верхний уровень. К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система ИВК.

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ПО АРМ оператора		ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	SIKNS.dll	TRULibrary.dll	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0	1.0.0.0	6.15
Цифровой идентификатор ПО	081ac2158c73492ad 0925db1035a0e71	1b1b93573f8c9188 cf3aafaa779395b8	5ED0C426
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5		CRC32

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 30 до 151
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером ВСН-АТ.050.40.УМ-010 (далее – влагомером), %: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси от 0,01 до 5 %: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 5 % до 10 %:	$\pm 0,35$ $\pm 0,4$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером ВСН-АТ.050.40.УМ-100 (далее – влагомером), %: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 10 % до 20 %: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 20 % до 50 %: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 50 % до 55 %:	$\pm 1,5$ $\pm 2,5$ $\pm 5,0$

Продолжение Таблицы 3 – Метрологические характеристики

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефтегазоводяной смеси при определении массовой доли воды в дегазированной нефти в аттестованной испытательной лаборатории: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси от 0 до 5 %: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 5 % до 10 %: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 10 % до 20 %: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 20 % до 50 %: - в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 50 % до 55 %:	$\pm 0,7$ $\pm 1,5$ $\pm 1,7$ $\pm 6,9$ $\pm 11,5$

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплексным 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 нефтегазоводяной смеси	2 (ИЛ 1, ИЛ 2)	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модель CMF	Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («OKTOPUS-L»)	От 30 до 151	$\pm 0,25 \%$ 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
Относительная влажность, %	от 30 до 100
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10

Продолжение таблицы 5 – Основные технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

1	2
Измеряемая среда со следующими параметрами: - количество измерительных линий, шт	Нефтегазоводяная смесь 2 (1 рабочая ИЛ 1, 1 резервно-контрольная ИЛ 2)
Избыточное давление, МПа	
- минимальное	1,8
- рабочее	2,2
- максимальное	4,0
-температура измеряемой среды, °С	от +10 до +40
- кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с	до 7,2
- плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³	от 824 до 840
- плотность пластовой воды, измеренная в лаборатории, кг/м ³	от 1140 до 1190
- плотность растворенного газа при стандартных условиях, кг/м ³	до 2
- объемная доля воды, %	до 55
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	до 2011
- массовая доля механических примесей, %	до 0,007
- содержание растворенного газа, м ³ /м ³	до 20
- содержание свободного газа	не допускается
- режим работы СИКНС	непрерывный
Параметры электропитания:	
- напряжение переменного тока, В	(380±38)/(220±22)
- частота питающей сети, Гц	50±1

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Кодяковская» (СИКНС Девон) АО «Оренбургнефть», зав. № 18036	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	225/16-08-ИЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ «Кодяковская» (СИКНС Девон) ПАО «Оренбургнефть», утверждена ООО «Метрология и Автоматизация», (регистрационный номер ФР.1.29.2018.30682).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Кодяковская» (СИКНС Девон) 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»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня средств измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация» (ООО «Метрология и Автоматизация»)

ИНН 6330013048

Адрес: 443013, Самарская обл., г. Самара, ул. Киевская, д. 5А

Телефон: +7 (846) 247-89-19, 247-89-29, 247-89-00

Web-сайт: www.ma-samara.com

E-mail: ma@ma-samara.ru, info@ma-samara.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИК «СИБИНТЕК» (ООО ИК «СИБИНТЕК») Филиал «Макрорегион Поволжье»

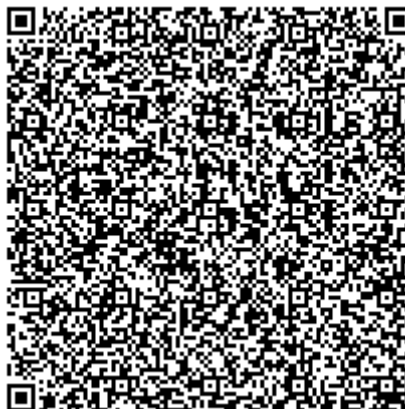
Адрес: 446200, Самарская область, г. Новокуйбышевск, ул. Научная, д. 3, стр. 6

Телефон: +7 (846) 205-80-77

Web-сайт: www.sibintek.ru

E-mail: Povolzhye@sibintek.ru

Аттестат аккредитации ООО ИК «СИБИНТЕК» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU. 312187 от 29 мая 2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» мая 2022 г. № 1175

Регистрационный № 85575-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы учета электроэнергии интеллектуальные РиМ 384

Назначение средства измерений

Приборы учета электроэнергии интеллектуальные РиМ 384 (далее - ИПУЭ) являются многофункциональными приборами и предназначены для измерений: активной и реактивной электрической энергии, а также активной, реактивной и полной мощности, линейных напряжений, фазных токов, частоты сети, удельной энергии потерь в цепях тока, тока прямой и обратной последовательности, коэффициента несимметрии тока обратной последовательности, коэффициента реактивной мощности $\tan \varphi$, коэффициента мощности $\cos \varphi$ в трехфазных трехпроводных электрических сетях переменного тока промышленной частоты с изолированной нейтралью напряжением 6/10 кВ (в зависимости от исполнения).

ИПУЭ измеряют показатели качества электрической энергии:

- длительность провала напряжения;
- остаточное напряжение провала напряжения;
- глубина провала напряжения;
- длительность перенапряжения;
- максимальное значение перенапряжения;
- коэффициент перенапряжения;
- коэффициент несимметрии напряжения обратной последовательности;
- положительное и отрицательное отклонения напряжения;
- отклонение частоты.

Описание средства измерений

ИПУЭ состоят из двух однофазных четырехквадрантных датчиков измерения активной и реактивной энергии РиМ 384.03 или РиМ 384.04 (далее - ДИЭ), включенных по схеме Арона. Расположение квадрантов соответствует геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23.

Принцип действия ИПУЭ основан на цифровой обработке аналоговых входных сигналов токов и напряжений при помощи микроконтроллера со встроенными аналогово-цифровыми преобразователями. Остальные параметры, измеряемые ИПУЭ, рассчитываются микроконтроллером по измеренным значениям тока, напряжения и угла между ними.

Каждый ДИЭ состоит из измерительного модуля и защитного блока, соединенных изолированным высоковольтным проводом. В измерительном модуле размещены: измеритель, источник питания, интерфейсы и высоковольтный узел. В защитном блоке размещен защитный резистор, ограничивающий ток через элементы высоковольтного узла. Измерительный модуль помещен в корпус внешний.

ИПУЭ выпускаются в следующих модификациях (исполнениях): РИМ 384.03/2 (состоит из двух ДИЭ РИМ 384.03), РИМ 384.04/2 (состоит из двух ДИЭ РИМ 384.04), которые отличаются номинальным напряжением.

Маркировка наносится на корпус каждого ДИЭ и содержит следующие сведения:

- а) товарный знак предприятия-изготовителя;
- б) условное обозначение ДИЭ, знак утверждения типа.
- в) единый знак обращения продукции на рынке государств-членов Таможенного союза (по Положению о едином знаке обращения продукции на рынке государств-членов Таможенного союза);
- г) заводской номер ДИЭ по системе нумерации предприятия-изготовителя и год изготовления;
- д) номинальное напряжение по п. 5.12.1 е) форма 1) ГОСТ 31818.11;
- е) номинальный и максимальный токи;
- ж) номинальная частота в герцах;
- и) постоянная ИПУЭ (ДИЭ);
- к) обозначение класса точности ИПУЭ (ДИЭ) при измерении активной и реактивной энергии (по ГОСТ 8.401);
- л) условное обозначение измеряемой энергии ($\text{kW}\cdot\text{h}$, $\text{kvar}\cdot\text{h}$);
- м) обозначение нормативного документа - ГОСТ 31818.11;
- н) на корпусе ДИЭ нанесен знак «Внимание, опасность» по ГОСТ 12.2.091-2012.

Условное обозначение типа ИПУЭ указывается в технических условиях и в эксплуатационной документации.

Общий вид ДИЭ представлен на рисунках 1, 2.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения знака поверки представлена на рисунке 3.



Рисунок 1 – Общий вид ДИЭ в корпусе внешнем тип II



Рисунок 2 – Общий вид ДИЭ без корпуса внешнего

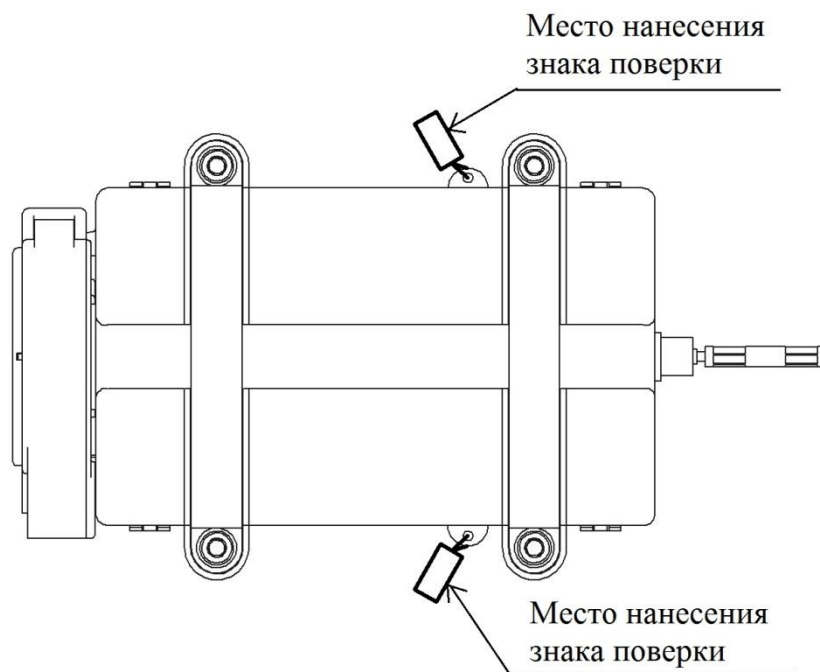


Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения знака поверки на ДИЭ

Программное обеспечение

Встроенное программное обеспечение разделено на метрологически значимую и метрологически не значимую части. Уровень защиты программного обеспечения «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция ИПУЭ (ДИЭ) исключает возможность несанкционированного влияния на ПО ИПУЭ и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PM384 ВНКЛ.411152.048 - 02 ПО [для РИМ 384.03/2 (РИМ 384.03)] PM384 ВНКЛ.411152.048 - 03 ПО [для РИМ 384.04/2 (РИМ 384.04)]
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v 3.02
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО (MD5)	BC 34 8E F7 09 27 3B 2F 2B DA 7A 72 5A CF 0D A9

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2– Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	РИМ 384.03	РИМ 384.04
1	2	3
Номинальный ток, А	20	
Максимальный ток, А	200	
Номинальное напряжение, кВ	6	10
Установленный диапазон напряжений, кВ	от 5,4 до 6,6	от 9 до 11
Расширенный диапазон напряжений, кВ	от 4,8 до 7,2	от 8 до 12
Номинальная частота, Гц	50	
Класс точности: при измерении активной энергии (по ГОСТ 31819.22-2012) при измерении реактивной энергии (по ГОСТ 31819.23-2012)	0,5S 1	
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной энергии и мощности, максимальной средней активной мощности на программируемом интервале Ринт макс, максимальной средней активной мощности на расчетный день и час Ррдч, % $0,01I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}, \cos \varphi = 1,00$ $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}, \cos \varphi = 1,00$ $0,02I_{\text{ном}} \leq I < 0,10I_{\text{ном}}, \cos \varphi = 0,50$ инд. $0,10I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}, \cos \varphi = 0,50$ инд. $0,02I_{\text{ном}} \leq I < 0,10I_{\text{ном}}, \cos \varphi = 0,80$ емк. $0,10I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}, \cos \varphi = 0,80$ емк.	$\pm 1,0$ $\pm 0,5$ $\pm 1,0$ $\pm 0,6$ $\pm 1,0$ $\pm 0,6$	

Продолжение таблицы 2

1	2	3
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной энергии и мощности, % $0,02I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05I_{\text{НОМ}}, \sin \varphi = 1,00$ $0,05I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}, \sin \varphi = 1,00$ $0,05I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,10I_{\text{НОМ}}, \sin \varphi = 0,50$ инд. $0,10I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}, \sin \varphi = 0,50$ инд. $0,05I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,10I_{\text{НОМ}}, \sin \varphi = 0,50$ емк. $0,10I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}, \sin \varphi = 0,50$ емк. $0,10I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}, \sin \varphi = 0,25$ инд. $0,10I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}, \sin \varphi = 0,25$ емк.		$\pm 1,5$ $\pm 1,0$ $\pm 1,5$ $\pm 1,0$ $\pm 1,5$ $\pm 1,0$ $\pm 1,5$ $\pm 1,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений полной мощности, %		$\pm 1,5$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента мощности $\cos \varphi$, в диапазоне токов (в диапазоне измеряемых значений $\cos \varphi$): $0,05I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$ (от 0,25 до 1)		$\pm 0,01$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента реактивной мощности $\text{tg } \varphi$, в диапазоне токов (в диапазоне измеряемых значений $\text{tg } \varphi$): $0,05I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$ (от 0 до 1)		$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений среднеквадратических значений фазного тока δI в диапазоне, % $0,01I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05I_{\text{НОМ}}$ $0,05I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$		$\pm 1,0$ $\pm 0,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений среднеквадратических значений линейных напряжений в расширенном диапазоне напряжений, %		$\pm 0,5$
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений активной энергии и мощности, вызываемой изменением напряжения в установленном рабочем диапазоне, % $0,9U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,1U_{\text{НОМ}}, \cos \varphi = 1,00$ $0,9U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,1U_{\text{НОМ}}, \cos \varphi = 0,50$ инд.		$\pm 0,2$ $\pm 0,4$
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений реактивной энергии и мощности, вызываемой изменением напряжения в установленном рабочем диапазоне, % $0,9U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,1U_{\text{НОМ}}, \sin \varphi = 1,00$ $0,9U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,1U_{\text{НОМ}}, \sin \varphi = 0,50$ инд.		$\pm 0,7$ $\pm 1,0$
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений активной энергии и мощности, вызываемой изменением напряжения в расширенном рабочем диапазоне, % $0,80U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2U_{\text{НОМ}}, \cos \varphi = 1,00$ $0,80U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2U_{\text{НОМ}}, \cos \varphi = 0,50$ инд.		$\pm 0,6$ $\pm 1,2$

Продолжение таблицы 2

1	2	3
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений реактивной энергии и мощности, вызываемой изменением напряжения в расширенном рабочем диапазоне, % $0,8U_{\text{ном}} \leq U \leq 1,2U_{\text{ном}}, \sin \varphi = 1,00$ $0,8U_{\text{ном}} \leq U \leq 1,2U_{\text{ном}}, \sin \varphi = 0,50$ инд.		$\pm 2,1$ $\pm 3,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений отрицательного $\delta U_{(-)}$ и положительного $\delta U_{(+)}$ отклонения напряжения в диапазоне значений от 40 до 120%, %		$\pm 0,5$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты сети, Гц в диапазоне значений частоты от 45 до 55 Гц		$\pm 0,01$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отклонения частоты сети Δf , Гц в диапазоне отклонений частоты ± 5 Гц		$\pm 0,01$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений длительности провала напряжения $\Delta t_{\text{п}}$ в диапазоне значений от 1 до 60 с, с		$\pm 0,02$
Пределы допускаемой погрешности измерений остаточного напряжения провала напряжения $U_{\text{п}}$ приведенной к $U_{\text{ном}}$, в диапазоне значений от 40 до 100% от $U_{\text{ном}}$, %		$\pm 1,0$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений длительности перенапряжения $\Delta t_{\text{пер}} U$ в диапазоне значений от 1 до 60 с, с		$\pm 0,02$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений максимального значения перенапряжения $U_{\text{пер}U}$, %		$\pm 1,0$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений глубины провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$ в диапазоне значений от 10 до 90 %, %		$\pm 1,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений токов прямой I_1 и обратной I_2 последовательностей в диапазоне значений от $0,1I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$, %		$\pm 0,5$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов несимметрии напряжения K_{2U} и токов K_{2I} по обратной последовательности в диапазоне значений коэффициентов несимметрии от 1 до 5 %, %		$\pm 0,3$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента перенапряжения в диапазоне значений коэффициента от 1 до 30 %, %		$\pm 1,0$
Пределы допускаемого значения среднего температурного коэффициента при измерении активной энергии и мощности, %/К $\cos \varphi = 1,00$ $\cos \varphi = 0,50$ инд.		$\pm 0,03$ $\pm 0,05$

Окончание таблицы 2

1	2	3
Пределы допускаемого значения среднего температурного коэффициента при измерении реактивной энергии и мощности, %/K $\sin \varphi=1,00$ $\sin \varphi=0,50$ инд.		$\pm 0,05$ $\pm 0,07$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений удельной энергии потерь в цепях тока, %, в диапазоне $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$		$\pm 2,0$
Пределы допускаемого значения суточного хода часов реального времени тарификатора ИПУЭ, с/сут		$\pm 0,5$
Стартовый ток: при измерении активной энергии, мА при измерении реактивной энергии, мА		20 40
Постоянная ИПУЭ (ДИЭ): при измерении активной энергии, имп./кВт·ч при измерении реактивной энергии, имп./квар·ч		500 500
Полная потребляемая мощность в цепи напряжения, не более, В·А, не более		45
Активная потребляемая мощность в цепи напряжения, не более, Вт		6
Количество тарифов		8
Время сохранения данных, лет, не менее		40
Время начального запуска, с, не более		5
Габаритные размеры ИПУЭ (высота x ширина x длина x длина провода), мм, не более - в корпусе внешнем тип II		310 x150 x310 x1500
Масса ИПУЭ, кг, не более		6,5
Условия эксплуатации: Установленный рабочий диапазон: -температура окружающей среды, °C -относительная влажность, %, при 25 (30) °C -атмосферное давление, кПа		от -40 до +55 100 (95) от 70 до 106,7
Средняя наработка на отказ, ч		180000
Средний срок службы, лет		30
Степень защиты оболочек от проникновения пыли и воды		IP65
Условия эксплуатации		У1** по ГОСТ 15150-69
Нормальные условия измерений -температура окружающей среды, °C -относительная влажность, % -атмосферное давление, кПа		от +21 до + 25 от 30 до 80 от 70 до 106,7
Примечания 1 Измерения активной и реактивной энергии выполняется в четырех квадрантах. Расположение квадрантов соответствует геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23. 2 ИПУЭ измеряют показатели качества электроэнергии согласно ГОСТ 30804.4.30 класс S. 3 Дополнительные погрешности измерений энергии, мощности, вызываемые изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ 31819.22 и 8.5 ГОСТ 31819.23, не более пределов дополнительных погрешностей для ИПУЭ соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 6 ГОСТ 31819.22 и таблицей 8 ГОСТ 31819.23.		

Таблица 3 - Перечень измеряемых величин и цена единиц разрядов измеряемых величин

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда
Активная энергия	кВт·ч	$10^7 / 10^{-3}$
Реактивная энергия	квар·ч	$10^7 / 10^{-3}$
Активная мощность	Вт	$10^6 / 10^0$
Реактивная мощность	вар	$10^6 / 10^0$
Полная мощность	В·А	$10^6 / 10^0$
Фазный ток (среднеквадратическое значение)	А	$10^2 / 10^{-3}$
Линейное напряжение (среднеквадратическое значение)	В	$10^4 / 10^0$
Частота сети	Гц	$10^1 / 10^{-2}$
Отклонение частоты	Гц	$10^1 / 10^{-2}$
Удельная энергия потерь в цепях тока	кА ² ·ч	$10^7 / 10^{-3}$
Коэффициент реактивной мощности tg φ	безразм.	$10^2 / 10^{-3}$
Коэффициент мощности cos φ	безразм.	$10^0 / 10^{-3}$
Длительность провалов/перенапряжений	с	$10^3 / 10^{-2}$
Глубина провала напряжения	%	$10^1 / 10^{-1}$
Остаточное напряжение провала напряжения	В	$10^4 / 10^0$
Максимальное значение перенапряжения	В	$10^4 / 10^0$
Коэффициент перенапряжения	%	$10^1 / 10^{-1}$
Напряжение прямой (обратной) последовательности	В	$10^4 / 10^0$
Ток прямой (обратной) последовательности	А	$10^2 / 10^{-3}$
Коэффициенты несимметрии напряжения и тока по обратной последовательности	%	$10^1 / 10^{-2}$
Положительное ΔU ₍₊₎ и отрицательное ΔU ₍₋₎ отклонения напряжения	В	$10^4 / 10^0$
Положительное δU ₍₊₎ и отрицательное δU ₍₋₎ отклонения напряжения (относительно U _{ном})	%	$10^1 / 10^{-2}$

Знак утверждения типа

наносится на корпус каждого ДИЭ методом печати краской с ультрафиолетовым отверждением или лазерной печатью. В эксплуатационной документации на титульных листах изображение Знака утверждения типа наносится печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
ДИЭ соответствующего исполнения (в упаковке)	-	2 шт.
Корпус внешний тип II (антивандальный)	ВНКЛ.732184.364	2 шт.
Пломба пластиковая номерная	-	4 шт.
Комплект монтажных частей ¹⁾	-	1 комплект
Паспорт на ИПУЭ	ВНКЛ.411152.048 ПС	1 экз.
Паспорт на ДИЭ	ВНКЛ.411152.049 ПС	2 экз.
Руководство по эксплуатации ²⁾	ВНКЛ.411152.048 РЭ	1 экз.
Инструкция по монтажу, пуску, регулированию и обкатке изделия ²⁾	ВНКЛ. 411152.048 ИМ	1 экз.
Терминал мобильный РиМ 099.01 XX-XX ^{3),4)}	ВНКЛ.426487.030	1 комплект
Сервисное ПО: Программа Setting_384 ^{2),5)}	-	1 шт.
Дисплей дистанционный РиМ 040.03-XX ⁶⁾	-	1 шт.
Адаптер питания РиМ 000.10	ВНКЛ. 411919.005	1 шт.
Коммуникатор РиМ 071.11 ³⁾	ВНКЛ.426477.047	1 шт.
Устройство защиты от перенапряжения ^{3),7)}	-	3 комплекта

¹⁾ Состав комплекта монтажных частей указан в руководстве по эксплуатации
²⁾ Доступно на сайте www.ao-gim.ru
³⁾ Постается по отдельному заказу
⁴⁾ ИПУЭ могут комплектоваться терминалом мобильным РиМ 099.01 XX-XX, где XX – номер исполнения согласно руководству по эксплуатации на терминал мобильный
⁵⁾ Поставляется на CD в составе Терминала мобильного
⁶⁾ ИПУЭ комплектуются дисплеем дистанционным РиМ 040.03-XX, где XX номер исполнения дистанционного дисплея, согласно руководству по эксплуатации на дистанционный дисплей
⁷⁾ Тип УЗПН - 6(10) (ПО, ПШ и др.) определяется при заказе

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 руководства по эксплуатации ВНКЛ.411152.048 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к приборам учета электроэнергии интеллектуальным РиМ 384

ГОСТ 31818.11-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии

ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S

ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

Государственная поверочная схема для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц утвержденная приказом Приказ Росстандарта от 23 июля 2021 года N 1436

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 30804.4.30-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ТУ 4228 – 061 – 11821941 – 2013 Приборы учета электроэнергии интеллектуальные

РиМ 384. Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество «Радио и Микроэлектроника» (АО «РиМ»),

ИНН: 5408110390

Адрес: 630082, г. Новосибирск, ул. Дачная, д. 60/1, офис 307

Телефон, факс: +7 (383) 219 53-13

Web-сайт: www.ao-rim.ru

E-mail: rim@zao-rim.ru

Испытательный центр

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

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

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

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

