

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» октября 2021 г. № 2299

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, не влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Счетчики электрической энергии трехфазные статические	РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25, РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.34, РиМ 489.36, РиМ 489.38	-	64195-16	Акционерное общество «Радио и Микро- электроника» (АО «Радио и Микро- электроника»), г. Новосибирск	-	ВНКЛ.411152.07 7 ДИ с изменением №2	ВНКЛ.411152.077 -01 ДИ	Акционерное общество «Радио и Микро- электроника» (АО «Радио и Микро- электроника»), г. Новосибирск	ФБУ «Новосибирский ЦСМ», г. Новосибирск
2.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭС "Международная" 2 очередь	-	Зав.№001	41487-09	Общество с ограниченной ответственностью «ТанКос- электропроект» (ООО "ТанКос- электропроект"), г. Москва	МП-610/446- 2009	-	РТ-МП-809-500- 2021	Общество с ограниченной ответственностью «Ситиэнерго» (ООО «Ситиэнерго»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

3.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 5 ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть – Балтика»	-	01	80176-20	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), г. Уфа	НА.ГНМЦ.04 98-20 МП	-	НА.ГНМЦ.0498-20 МП с изменением №1	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), г. Уфа	ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика», г. Казань
4.	Комплексы для измерения количества газа	СГ-ТК: модификаций СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р, СГ-ТК-Д	-	55340-13	Общество с ограниченной ответственностью «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» (ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»), г. Арзамас, Нижегородская обл.	-	ЛГТИ.407321.02 0 МП с изменением № 2	-	Общество с ограниченной ответственностью «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» (ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»), г. Арзамас, Нижегородская обл.	ООО Центр Метрологии «СТП», Республика Татарстан, г. Казань
5.	Весы монорельсовые электронные	ВМ	-	21465-11	Акционерное общество «Весоизмерительная компания «Тензо-М» (АО «ВИК «Тензо-М»), д.п. Красково, г.о. Люберцы, Московская обл.	-	ГОСТ OIML R 76-1-2011	-	Акционерное общество «Весоизмерительная компания «Тензо-М» (АО «ВИК «Тензо-М»), д.п. Красково, г.о. Люберцы, Московская обл.	ФГУП «ВНИИМС», г. Москва

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы монорельсовые электронные ВМ

Назначение средства измерений

Весы монорельсовые электронные ВМ (далее – весы), предназначены для статического взвешивания сырья и готовой продукции, транспортируемых по подвесным путям.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании деформации упругого элемента датчика, возникающей под действием силы тяжести взвешиваемого груза, в электрический сигнал, изменяющийся пропорционально массе груза. Электрические сигналы с датчиков суммируются и поступают в преобразователь, где суммарный сигнал преобразуется в цифровой код и значение массы груза индицируется на цифровом табло. С преобразователя информация о результатах измерений может быть передана на внешние подключаемые устройства.

Конструктивно весы состоят из грузоприемного устройства (далее – ГУ) и весоизмерительного преобразователя (далее – преобразователь). ГУ включает в себя силовую несущую раму, весоизмерительные тензорезисторные датчики (далее – датчики) и монорельс.

Управление весами осуществляется при помощи функционально-цифровой клавиатуры, расположенной на передней панели преобразователя.

Весы снабжены следующими функциями:

- полуавтоматическая установка нуля;
- сигнализация о превышении нагрузки $Max+9e$;
- компенсация и выборка массы тары.

Весы выпускаются в шести модификациях, различающимися метрологическими характеристиками и имеющими обозначение **ВМ-Н-Z**, где:

ВМ – обозначение типа;

Н – максимальная нагрузка, кг;

Z – исполнение (постоянная или переменная дискретность отсчета).

Общий вид весов представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид весов монорельсовых электронных ВМ
с монорельсом круглого (слева) и прямоугольного (справа) сечения.

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



Рисунок 2 - Схема пломбировки преобразователя
(мастичная пломба. Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на пломбу)

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) весов реализовано в преобразователе, что соответствует требованиям п. 5.5 ГОСТ OIML R 76-1-2011 «Дополнительные требования к электронным устройствам с программным управлением» в части устройств со встроенным ПО. Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который отображается на дисплее преобразователя при включении весов или может быть вызван через меню ПО. Для предотвращения воздействий и защиты законодательно контролируемых параметров служит административный пароль и кнопка внутри корпуса преобразователя, доступ к которой пломбируется. Место нанесения пломбы (клейма) находится на лицевой или на боковой поверхности (рисунок 2) преобразователя в зависимости от его модификации.

Дополнительно вход в подпрограмму юстировки защищен электронным клеймом – случайно генерируемым числом, которое автоматически обновляется после каждого сохранения измененных законодательно контролируемых параметров. Цифровое значение электронного клейма заносится в раздел «Поверка» паспорта весов и подтверждается оттиском поверительного клейма.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	C	SC
Номер версии (идентификационный номер) ПО ¹	14/2	307 16/50
	18/07	
	10/2	
	1/12	
	1/06	
	20/10	
Цифровой идентификатор ПО ²	-	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО ²	-	
Примечания		
1. Номера версий (идентификационные номера) ПО не ниже указанных.		
2. Конструкция весов не предусматривает вычисление цифрового идентификатора ПО и оно не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после опломбирования.		

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных воздействий в соответствии с Р 50.2.077-2014 – «высокий». Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации или паспорта и термосублимационным способом на маркировочную табличку, расположенную на грузоприемном устройстве весов.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

№	Наименование	Обозначение	Кол-во	Примечание
1	ГУ в сборе		1 шт.	—
2	Весоизмерительный преобразователь		1 шт.	—
3	Автономная стойка или кронштейны крепления весоизмерительного преобразователя		1 шт.	По отдельному заказу
4	Руководство по эксплуатации весов	4274-025-18217119-01 РЭ	1 экз.	Может быть заменено РЭ входящего в комплект поставки преобразователя
5	Паспорт весов	4274-025-18217119-01 ПС	1 экз.	—
6	Эксплуатационная документация весоизмерительного преобразователя	ТВ 4221-075-18217119-2007 РЭ	1 компл.	—
7	Тара		1 шт.	—

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» документа «Весы монорельсовые электронные ВМ. Руководство по эксплуатации» 4274-025-18217119-01 РЭ и разделах 5, 6 или 7 документа «Преобразователь весоизмерительный ТВ. Руководство по эксплуатации» 4221-075-18217119-2007 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к весам монорельсовым электронным ВМ:

ГОСТ OIML R 76-1-2011 «ГСИ. Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания».

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 года № 2818 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерения массы».

ТУ 4274-025-18217119-01 «Весы монорельсовые электронные ВМ. Технические условия».

Изготовитель

Акционерное общество «Весоизмерительная компания «Тензо-М» (АО «ВИК «Тензо-М»)
ИНН 5027048351

Адрес: Россия, 140050, Московская область, г.о. Люберцы, д.п. Красково, ул. Вокзальная, 38

Тел/факс +7 (495) 745-3030

Адрес в Интернет: www.tenso-m.ru

Адрес электронной почты: tenso@tenso-m.ru

Испытательный центр

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

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

Тел./факс: (495) 437-55-77/ 437-56-66.

Адрес в Интернет: www.vniims.ru

Адрес электронной почты: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» октября 2021 г. № 2299

Регистрационный № 41487-09

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭС «Международная» 2 очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭС «Международная» 2 очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

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

первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчик активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включает всебя устройство сбора и передачи данных (УСПД) на основе комплексов измерительно-информационных и управляющих микропроцессорных «Чёрный ящик-2000» (комплексы ЧЯ), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 29577-05 (Рег. № 29577-05), устройство синхронизации времени (УСВ) на основе блока коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер сбора и архивирования информации (ССАИ) (сервер АИИС КУЭ), стационарное и переносное (ноутбук) автоматизированное рабочее место (АРМ) с техническими средствами для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

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

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

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

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

обеспечение ежесуточного резервирования баз данных на внешних носителях информации;

разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;

подготовку данных в соответствии с «Форматом и регламентом предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)) для их передачи по электронной почте в ИАСУ КУ АО «АТС», региональный филиал АО «СО ЕЭС», АО «Мосэнергосбыт»;

передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии;

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

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает в УСПД, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее данные об энергопотреблении из УСПД посредством сети Ethernet поступают на сервер АИИС КУЭ, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование, хранение и оформление справочных и отчетных документов.

Сервер АИИС КУЭ по выделенному каналу сети «Интернет» данные передаются в ИАСУ КУ АО «АТС», региональный филиал АО «СО ЕЭС», АО «Мосэнергосбыт». В качестве резервного канала передачи данных используется GSM-сеть.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, УСПД. В качестве УСВ используется ЭНКС-2 принимающее сигнал навигационной системы ГЛОНАСС.

Сравнение показаний часов УСПД и УСВ происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов УСПД и УСВ осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и УСВ на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД и сервера АИИС КУЭ происходит с цикличностью один раз в минуту. Синхронизация часов УСПД и сервера АИИС КУЭ осуществляется вне зависимости от величины расхождения показаний часов УСПД и сервера АИИС КУЭ.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам и УСПД (один раз в 30 мин). Синхронизация часов счетчиков и комплексов ЧЯ осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПО «Черный ящик»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Идентификационное наименование ПО	Ntserver.exe
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	da32f5e7715846d4cf28b97827f68db4
Идентификационное наименование ПО	Bbmetr.exe
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	7be9db7885075ba357ed756f18c6652e
Идентификационное наименование ПО	Bbview.exe
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	2493405a82088ba9da90d48c6e70dad6
Идентификационное наименование ПО	Afview.exe
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	140214fc491feb562e71d53a88271374

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней ИК

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней ИК			
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ
1	2	3	4	5	6
1.	Г-4	GSWS-12D Кл.т. 0,2S K _{ТТ} = 3500/1 Рег. № 28402-04	GSES24D Кл.т. 0,2 K _{ТН} = 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 40173-08	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	Комплекс «Черный ящик» Рег. № 29577-05 ЭНКС-2, Рег. № 37328-15
2.	Г-5	GSWS-12D Кл.т. 0,2S K _{ТТ} = 3500/1 Рег. № 28402-04	GSES24D Кл.т. 0,2 K _{ТН} = 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 40173-08	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
3.	Г-6	ABD-12 Кл.т. 0,2S K _{ТТ} = 2500/1 Рег. № 79528-20	UCJ-24 Кл.т. 0,2 K _{ТН} = 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 41495-09	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
4.	Т-94	B65-CT Кл.т. 0,2S K _{ТТ} = 400/1 Рег. № 61546-15	UMP 145 Кл.т. 0,2 K _{ТН} = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 31801-06	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
5.	Т-95	B65-CT Кл.т. 0,2S K _{ТТ} = 400/1 Рег. № 61546-15	UMP 145 Кл.т. 0,2 K _{ТН} = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 31801-06	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
6.	Т-96	B65-CT Кл.т. 0,2S K _{ТТ} = 300/1 Рег. № 61546-15	UMP 145 Кл.т. 0,2 K _{ТН} = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 31801-06	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
7.	Т-23	B65-CT Кл.т. 0,2S K _{ТТ} = 400/1 Рег. № 61546-15	UMP 145 Кл.т. 0,2 K _{ТН} = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 31801-06	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
8.	Т-24	B65-CT Кл.т. 0,2S K _{ТТ} = 400/1 Рег. № 61546-15	UMP 145 Кл.т. 0,2 K _{ТН} = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 31801-06	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
9.	ТЭС Международная, КРУЭ-110 кВ №2, III сек, яч. 04, КЛ-110 кВ Перемышка ТЭС-1	B65-CT Кл.т. 0,2S K _{ТТ} = 600/1 Рег. № 61546-15	UMP 145 Кл.т. 0,2 K _{ТН} = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 31801-06	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10.	ТЭС Международная, КРУЭ-110 кВ №2, IV сек, яч. 07, КЛ-110 кВ Перемычка ТЭС-2	B65-CT Кл.т. 0,2S $K_{TT} = 600/1$ Рег. № 61546-15	UMP 145 Кл.т. 0,2 $K_{TH} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 31801-06	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	Комплекс «Черный ящик» Рег. № 29577-05 ЭНКС-2, Рег. № 37328-15
11.	ТЭС Международная, КРУЭ-110 кВ №2, III С, яч. 05, КЛ-110 кВ Международная-Пресня №1	B65-CT Кл.т. 0,2S $K_{TT} = 600/1$ Рег. № 61546-15	UMP 145 Кл.т. 0,2 $K_{TH} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 31801-06	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
12.	ТЭС Международная, КРУЭ-110 кВ №2, IV С, яч. 08, КЛ-110 кВ Международная-Пресня №2	B65-CT Кл.т. 0,2S $K_{TT} = 600/1$ Рег. № 61546-15	UMP 145 Кл.т. 0,2 $K_{TH} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 31801-06	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
13.	CP1	GWS-12D Кл.т. 0,2S $K_{TT} = 1200/1$ Рег. № 28402-04	GSES24D Кл.т. 0,2 $K_{TH} = 10500/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 40173-08	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
14.	CP2	GWS-12D Кл.т. 0,2S $K_{TT} = 1200/1$ Рег. № 28402-04	GSES24D Кл.т. 0,2 $K_{TH} = 10500/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 40173-08	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
15.	T-41-СГ	GWS-12D Кл.т. 0,2S $K_{TT} = 300/1$ Рег. № 28402-04	GSES24D Кл.т. 0,2 $K_{TH} = 10500/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 40173-08	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
16.	T-42-СГ	GWS-12D Кл.т. 0,2S $K_{TT} = 300/1$ Рег. № 28402-04	GSES24D Кл.т. 0,2 $K_{TH} = 10500/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 40173-08	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
17.	ТЭС Международная, КРУ-20 кВ, ППС, яч. 03, фидер 70000	GIS 24 Кл.т. 0,2S $K_{TT} = 600/1$ Рег. № 28402-04	$K_{TH} = 20000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 30372-05	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
18.	ТЭС Международная, КРУ-20 кВ, ППС, яч. 05, фидер 70001	GIS 24 Кл.т. 0,2S $K_{TT} = 600/1$ Рег. № 28402-04		БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
19.	ТЭС Международная, РУ-20 кВ, ППС, яч. 07, фидер 70003 бетта	GIS 24 Кл.т. 0,2S $K_{TT} = 600/1$ Рег. № 28402-04		БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
20.	ТЭС Международная, КРУ-20 кВ, ППС, яч. 11, фидер 70004	GIS 24 Кл.т. 0,2S $K_{TT} = 600/1$ Рег. № 28402-04		БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21.	КЛ 20 кВ-5	GIS 24 Кл.т. 0,2S $K_{TT}=600/1$ Рег. № 28402-04	GE 24S Кл.т. 0,2 $K_{TH}=20000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 30372-05	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	Комплекс «Черный ящик» Рег. № 29577-05 ЭНКС-2, Рег. № 37328-15
22.	КЛ 20 кВ-6	GIS 24 Кл.т. 0,2S $K_{TT}=600/1$ Рег. № 28402-04	GE 24S Кл.т. 0,2 $K_{TH}=20000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 30372-05	БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
23.	ТЭС Международная, КРУ-20 кВ, IVC, яч. 06, КЛ 20 кВ Западный порт -2	GIS 24 Кл.т. 0,2S $K_{TT}=600/1$ Рег. № 28402-04		БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
24.	ТЭС Международная, КРУ-20 кВ, IVC, яч. 08, фидер Аква-Сити- 4-альфа	GIS 24 Кл.т. 0,2S $K_{TT}=600/1$ Рег. № 28402-04		БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
25.	КЛ 20 кВ-9	GIS 24 Кл.т. 0,2S $K_{TT}=600/1$ Рег. № 28402-04		БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	
26.	КЛ 20 кВ-10	GIS 24 Кл.т. 0,2S $K_{TT}=600/1$ Рег. № 28402-04		БИМ-2121-С1 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 35204-07	

Примечания:

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

2 Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		δ ₁₍₂₎ %, I ₁₍₂₎ ≤ I _{изм} < I ₅ %	δ ₅ %, I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	δ ₂₀ %, 20 % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	δ ₁₀₀ %, 100 % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
		3	4	5	6
1	2	3	4	5	6
1-26 ТТ-0,2S; ТН- 0,2; Сч-0,5S	1,0	±1,9	±1,5	±1,4	±1,4
	0,9	±1,9	±1,6	±1,5	±1,5
	0,8	±2,0	±1,7	±1,5	±1,5
	0,7	±2,1	±1,8	±1,6	±1,6
	0,5	±2,5	±2,1	±1,8	±1,8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		δ ₁₍₂₎ %, I ₁₍₂₎ ≤ I _{изм} < I ₅ %	δ ₅ %, I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	δ ₂₀ %, 20 % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	δ ₁₀₀ %, 100 % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
1-26 ТТ-0,2S; ТН-0,2; Сч-1,0	0,9	±6,0	±3,4	±2,2	±2,0
	0,8	±4,5	±2,7	±1,9	±1,8
	0,7	±4,0	±2,6	±1,8	±1,8
	0,5	±3,5	±2,3	±1,7	±1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с					
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности Р = 0,95.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия применения: параметры сети: напряжение, % от U _{ном} ток, % от I _{ном} частота, Гц коэффициент мощности cosφ температура окружающей среды, °С относительная влажность воздуха при +25°С, %	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия применения: параметры сети: напряжение, % от U _{ном} ток, % от I _{ном} коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для УСПД, УСВ, °С относительная влажность воздуха при +25°С, %	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +5 до +35 от +15 до +25 от 75 до 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: 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 УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	105000 24 100000 2 35000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

В журналах событий счетчиков фиксируются факты:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование: счетчиков;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения; испытательной коробки.

Наличие защиты на программном уровне:

пароль на счетчиках;

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	GWS-12D	6 шт.
	ABD-12	6 шт.
	B65-CT	27 шт.
	GWS-12D	12 шт.
	GIS 24	30 шт.
Трансформатор напряжения	GSES24D	6 шт.
	UCJ-24	3 шт.
	UMP 145	21 шт.
	GE 24S	6 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчики электронные активной и реактивной энергии	БИМ-2121-С1	26 шт.
Комплексы измерительно-информационные и управляющие микропроцессорные (УСПД)	«Чёрный ящик-2000»	2 шт.
Блоки коррекции времени (УСВ)	ЭНКС-2	1 шт.
Специализированное программное обеспечение	ПО «Чёрный ящик»	1 шт.
Формуляр	ТКАЭ.280806.001.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика выполнения измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭС «Международная» 2 очередь».

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТанКос-электропроект»
(ООО «ТанКос-электропроект»)

ИНН 7716559709

Адрес: 129323 г. Москва, ул. Сельскохозяйственная, 45, стр. 1

Тел./Факс (495) 637-63-60

Испытательный центр

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

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

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

Факс: +7(499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Регистрационный номер RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы для измерения количества газа СГ-ТК: модификаций СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р, СГ-ТК-Д

Назначение средства измерений

Комплексы для измерения количества газа СГ-ТК: модификаций СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р, СГ-ТК-Д (далее – комплексы) предназначены для измерения объема неагрессивного, сухого газа (далее – газ), приведенного к стандартным условиям, путем измерения объема при рабочих условиях и автоматической электронной коррекции по измеренной температуре и заданным значениям давления и коэффициента сжимаемости газа.

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса основан на измерении объема газа при рабочих условиях с помощью счетчика газа, температуры газа с помощью корректора и вычисления корректором объема газа, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939, на основе измеренных параметров и введенных значений коэффициента сжимаемости и давления, принятых за условно-постоянную величину.

Комплексы состоят из счетчика газа, корректора и коммутационных элементов.

В комплексе используется корректор объема газа ТС220 (регистрационный № 47922).

В зависимости от типа применяемого счетчика комплексы имеют три модификации:

– СГ-ТК-Т на базе счетчиков газа турбинных TRZ (регистрационный № 31141-13) (далее – TRZ), счетчиков газа турбинных СГ (регистрационный № 14124-14) (далее – СГ);

– СГ-ТК-Р на базе счетчиков газа ротационных RABO (регистрационный № 54267-13) (далее – RABO), счетчиков газа ротационных RVG (регистрационный № 16422-10) (далее – RVG);

– СГ-ТК-Д на базе счетчиков газа объемных диафрагменных ВК-G (регистрационный № 60295-15), счетчиков газа объемных диафрагменных ВК-G1,6; ВК-G2,5, ВК-G4 (регистрационный № 20272-00), счетчиков газа диафрагменных ВК-G1,6; ВК-G2,5; ВК-G4; ВК-G6; ВК-G10; ВК-G16; ВК-G25 (регистрационный № 36707-08), счетчиков газа объемных диафрагменных ВК-G (1,6; 2,5; 4; 6) (регистрационный № 30894-05), счетчиков газа диафрагменных ВК-G40, ВК-G65, ВК-G100 (регистрационный № 36706-08) (далее – ВК-G).

Корректор объема газа ТС220 может быть смонтирован удаленно от счетчика.

В TRZ, СГ при воздействии потока газа на турбину последняя вращается со скоростью, пропорциональной скорости (объемному расходу) газа. Вращение турбины, с помощью механического редуктора, передается на счетное устройство, показывающее (по нарастающей) суммарный объем газа при рабочих условиях, прошедший через счетчик.

RABO, RVG работают по принципу вытеснения строго определенного объема газа вращающимися роторами. Вращательное движение роторов через редуктор и магнитную муфту передается на счетный механизм, показывающий суммарный объем газа при рабочих условиях, прошедший через счетчик.

Принцип работы ВК-Г основан на перемещении подвижных перегородок (диафрагм) камер при поступлении газа в счётчик. Впуск и выпуск газа, объем которого необходимо измерить, вызывает переменное перемещение диафрагм и через систему рычагов, и редуктор приводит в действие счётный механизм, показывающий накопленный объем газа при рабочих условиях, прошедший через счётчик.

В TRZ, СГ, RABO, RVG, ВК-Г с помощью магнита, установленного на счётном механизме, и датчика импульсов, формируется импульсный электрический сигнал для корректора объёма газа.

Температура газа измеряется термопреобразователем сопротивления типа Pt500 (500П) по ГОСТ 6651–2009, входящим в состав корректора и установленным в потоке газа или на корпусе счетчика (для ВК-Г).

Комплексы модификации СГ-ТК-Д на базе ВК-Г типоразмером от ВК-Г10 до ВК-Г25 соответствуют требованиям ГОСТ Р 8.995–2020 «ГСИ. Объемный расход и объем природного газа. Методика (метод) измерений с применением мембранных и струйных счетчиков» при установке термопреобразователя сопротивления типа Pt500 (500П) в потоке газа на прилегающем прямолинейном участке входного присоединительного штуцера. Комплексы модификации СГ-ТК-Д на базе ВК-Г типоразмером от ВК-Г40 до ВК-Г100 соответствуют требованиям ГОСТ Р 8.995–2020 «ГСИ. Объемный расход и объем природного газа. Методика (метод) измерений с применением мембранных и струйных счетчиков» при установке термопреобразователя сопротивления во внутренней полости счетчика (в корпусе счетчика).

Комплексы обеспечивают выполнение следующих функций:

- измерение объема при рабочих условиях и температуры газа;
 - расчет объема газа, приведенного к стандартным условиям;
 - обработку, отображение и хранение измеренной информации и настроечных параметров комплекса;
 - ведение архива потребления газа, нештатных ситуаций и изменения условно-постоянных величин;
 - передачу измеренной и рассчитанной информации по цифровым интерфейсам.
- Общий вид основных модификаций комплексов представлен на рисунке 1.



Комплекс СГ-ТК-Р
на базе RABO



Комплекс СГ-ТК-Р
на базе RVG



Комплекс СГ-ТК-Т
на базе TRZ

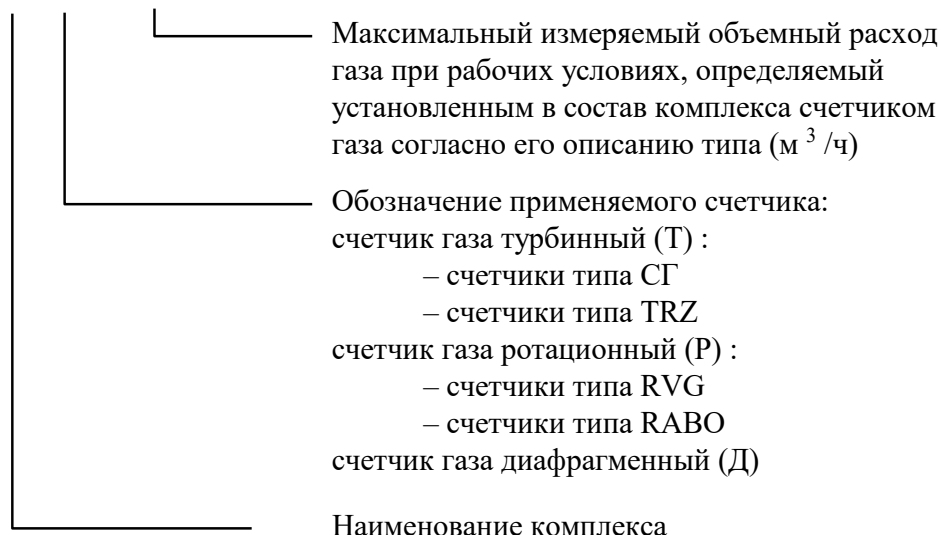


Комплекс СГ-ТК-Д на базе ВК-Г

Рисунок 1 – Общий вид основных исполнений комплексов

Условное обозначение комплекса состоит из наименования комплекса (СГ-ТК), обозначения применяемого счетчика (Д, Т,Р), максимального измеряемого расхода при рабочих условиях:

СГ-ТК-Х-XXX



В комплексах в различных исполнениях пломбируются место присоединения преобразователя температуры и место присоединения датчика импульсов с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы, а также с помощью специальной мастики (термопластичной массы) с нанесением знака поверки давлением на пломбы. Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.

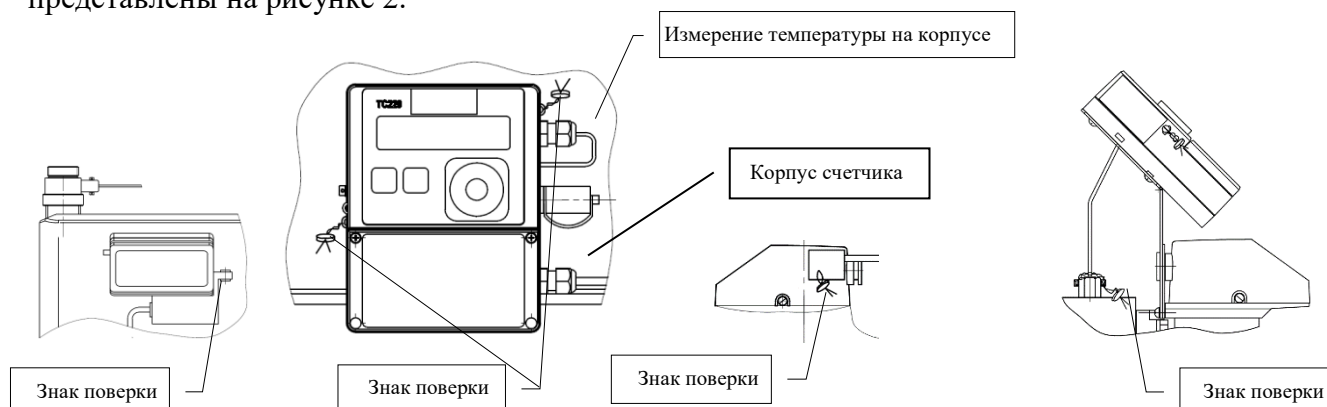


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) комплексов представляет собой встроенное ПО корректора объема газа ТС220.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	TC220 V1.XX*
Номер версии	1.XX*
Цифровой идентификатор ПО	35163**
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16
* Идентификационное наименование состоит из 2 частей: старшая часть (до точки) номер версии метрологически значимой части ПО, младшая часть – номер версии метрологически незначимой части.	
** Контрольная сумма для метрологически значимой части ПО.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение
Диапазон объемного расхода при рабочих условиях ¹⁾ , м ³ /ч: – модификация СГ-ТК-Д – модификация СГ-ТК-Т (счетчик газа турбинный СГ) – модификация СГ-ТК-Т (счетчик газа турбинный TRZ) – модификация СГ-ТК-Р (счетчик газа ротационный RVG) – модификация СГ-ТК-Р (счетчик газа ротационный RABO)	от 0,016 до 160 от 8 до 4000 от 5 до 6500 от 0,6 до 650 от 0,4 до 650
Диапазон измерения температуры газа, °С:	от – 30 до + 60
Избыточное давление газа, кПа, не более: – модификация СГ-ТК-Д – модификация СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р	50 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, с учетом погрешности измерения температуры, без учета погрешности от принятия давления и коэффициента сжимаемости за условно-постоянные величины ²⁾ , %: – модификация СГ-ТК-Д: - в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от 0,1 Q _{ном} ³⁾ включ. до Q _{макс} ⁴⁾ включ. - в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от Q _{мин} ⁵⁾ включ. до 0,1 Q _{ном} ²⁾	±1,6 ±2,2
– модификации СГ-ТК-Т на базе счетчиков TRZ исполнения «2У», СГ-ТК-Р на базе RABO исполнения «2У»: - в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от Q _{мин} ⁵⁾ включ. до Q _{макс} ⁴⁾ включ. – модификации СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р на базе счетчиков RVG, СГ и счетчиков TRZ, RABO остальных исполнений: - в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от Q _{мин} ⁵⁾ включ. до Q _t ⁶⁾ - в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от Q _t ⁶⁾ включ. до Q _{макс} ⁴⁾ включ.	±1,0 ± 2,1 ± 1,1

Продолжение таблицы 2

Наименование параметра	Значение
¹⁾ Диапазон измерения объемного расхода комплекса при рабочих условиях определяется типоразмером применяемого счетчика; ²⁾ Во всем диапазоне рабочих условий эксплуатации, с учетом относительной погрешности, обусловленной алгоритмом вычисления объема газа и его программной реализацией (не более $\pm 0,05\%$); ³⁾ $Q_{ном}$ – номинальный объемный расход при рабочих условиях; ⁴⁾ $Q_{макс}$ – максимальный объемный расход при рабочих условиях; ⁵⁾ $Q_{мин}$ – минимальный объемный расход при рабочих условиях; ⁶⁾ Q_t – значение переходного объемного расхода при рабочих условиях. В зависимости от типа счетчика Q_t принимается равным: – 0,1 $Q_{макс}$ для TRZ G100-G4000 (Ду80, 100, 150, 200, 250, 300) исп. «1» и «2», СГ16МТ-160...4000-Р-2 с диапазоном измерения 1:20, СГ16МТ-100-Р-1 с диапазонами измерения 1:12,5, СГ16МТ-250...650-Р-4 с диапазоном измерения 1:25, СГ16МТ-800...4000-Р-4 с диапазоном измерения 1:30, RVG (основное исполнение), RABO (основное исполнение); – 0,2 $Q_{макс}$ для TRZ G65; СГ16М(МТ) с диапазонами измерения 1:10 и 1:20, СГ16МТ-100-Р с диапазонами измерения 1:10; – 0,05 $Q_{макс}$ для СГ16МТ-250...650-Р-3 с диапазоном измерения 1:25, СГ16МТ-800...4000-Р-3 с диапазоном измерения 1:30.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Измеряемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542–2014, пропан, аргон, азот, воздух и другие неагрессивные сухие газы
Температура окружающей среды, °С	Определяется температурой окружающей среды входящих в состав комплекса средств измерений согласно их описания типа
Температура рабочей среды, °С	Определяется температурой рабочей среды входящих в состав комплекса средств измерений согласно их описания типа
Напряжение питания постоянного тока, В	от 6 до 9
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,45
Габаритные размеры комплексов, мм	
– ширина	от 194 до 900
– высота	от 295 до 800
– длина	от 190 до 1000
Масса, кг	от 2,6 до 470
Средний срок службы, лет	12*
Средняя наработка на отказ, ч	100000
Маркировка взрывозащиты	1 Ex ib IIB T4 Gb
* Срок службы определяется изготовителем по остаточному сроку службы входящих в состав комплекса средств измерений	

Знак утверждения типа

наносится на шильдик методом металлографии и/или гравировки и на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс для измерения количества газа СГ-ТК	–	1
Руководство по эксплуатации	ЛГТИ.407321.020 РЭ	1
Паспорт	ЛГТИ.407321.020 ПС	1
Комплект монтажных частей	–	1*
Методика поверки	ЛГТИ.407321.020 МП (с изменением № 2)	1
* Поставляется по заказу		

Сведения о методиках (методах) измерения

ГОСТ Р 8.740–2011 ГСИ. Расход и количества газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков

ГОСТ Р 8.995–2020 ГСИ. Объемный расход и объем природного газа. Методика (метод) измерений с применением мембранных и струйных счетчиков

Инструкция. ГСИ. Объем газа. Методика измерений комплексами для измерения количества газа СГ-ТК модификации СГ-ТК-Д, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2017.27668

Инструкция. ГСИ. Количество газа. Методика измерений комплексами для измерения количества газа СГ-ТК модификации СГ-ТК-Д, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.15864

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексам для измерения количества газа СГ-ТК: модификаций СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р, СГ-ТК-Д

ГОСТ Р 52931–2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические требования

ГОСТ Р 8.618–2014 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расхода газа

ТУ 4213–031–48318941–2006 (ЛГТИ.407321.020 ТУ) Комплексы для измерения количества газа СГ-ТК. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»

(ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»)

ИНН 5243013811

Адрес: Россия, 607220, г. Арзамас Нижегородской обл., ул.50 лет ВЛКСМ, дом 8а

Телефон (факс): (83147) 7-98-00; 7-98-01, 7-22-41

E-mail: Info.EGE@elster.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический центр СТП»

Адрес: Республика Татарстан, 420107, г. Казань, ул. Петербургская 50, корп. 5

Телефон (факс): (843)214-20-98, 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Аттестат аккредитации ООО «Метрологический центр СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30151-11 от 10.01.2011 г.

в части вносимых изменений Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП» (ООО Центр Метрологии «СТП»)

Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

Телефон: (843) 214-20-98

Факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Аттестат аккредитации ООО Центр Метрологии «СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25, РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25, РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38 (далее – счетчики) предназначены для измерений: активной и реактивной электрической энергии; мощности (активной, реактивной, полной) в трехфазных четырехпроводных (трехпроводных) электрических цепях переменного тока промышленной частоты; среднеквадратических значений фазных токов, среднеквадратического значения тока нулевого провода; среднеквадратических значений фазных и линейных (межфазных) напряжений; частоты сети; удельной энергии потерь в линии (цепях тока); удельной энергии потерь холостого хода в силовых трансформаторах; коэффициента реактивной мощности цепи $\text{tg}(\varphi)$; коэффициента мощности $\cos(\varphi)$; напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей и коэффициентов несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям.

Счетчики определяют показатели качества электрической энергии по ГОСТ 32144, ГОСТ 30804.4.30, класс S:

- установившееся отклонение напряжения;
- отклонение частоты;
- отрицательное и положительное отклонения напряжения;
- длительность провала напряжения;
- длительность перенапряжения;
- глубину провала напряжения;
- величину перенапряжения.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на цифровой обработке аналоговых входных сигналов токов, напряжений, частоты сети при помощи специализированной микросхемы со встроенными АЦП. Остальные параметры, измеряемые счетчиком, определяются расчетным путем по измеренным значениям тока, напряжения и частоты сети.

Счетчик выполнен в едином корпусе с несколькими отсеками, в которых размещены электронный блок счетчика, измерительные преобразователи тока, устройства коммутации нагрузки (далее - УКН) или реле управления нагрузкой (далее - РУ) (в зависимости от исполнения) и клеммная колодка для подключения счетчика к цепям тока и напряжения. Предусмотрен отдельный отсек для установки встраиваемого коммуникатора (предназначен для дистанционной передачи показаний счетчика и проведения его конфигурирования) или другого устройства, позволяющего расширить функциональные возможности счетчика. Установка коммуникатора возможна как на производстве, так и на месте эксплуатации. Отсек коммуникатора закрывается отдельной крышкой. В этом же отсеке расположен батарейный отсек элемента питания ЧРВ с отдельной крышкой.

Счетчики выпускаются в следующих модификациях (исполнениях): счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25, РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.34, РиМ 489.36, РиМ 489.38.

Счетчики отличаются классом точности при измерении активной и реактивной энергии, значениями номинальных напряжений, базовых (номинальных) и максимальных токов, значениями постоянной счетчика, наличием УКН или РУ, схемой включения: счетчики непосредственного включения РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25, счетчики косвенного включения (включаемые с использованием трансформаторов тока и напряжения) РиМ 489.32, РиМ 489.34, РиМ 489.36, РиМ 489.38, (включаемые с использованием трансформаторов тока) РиМ 489.30.

Общий вид счетчиков представлен на рисунке 1.

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



Рисунок 1 – Общий вид счетчика

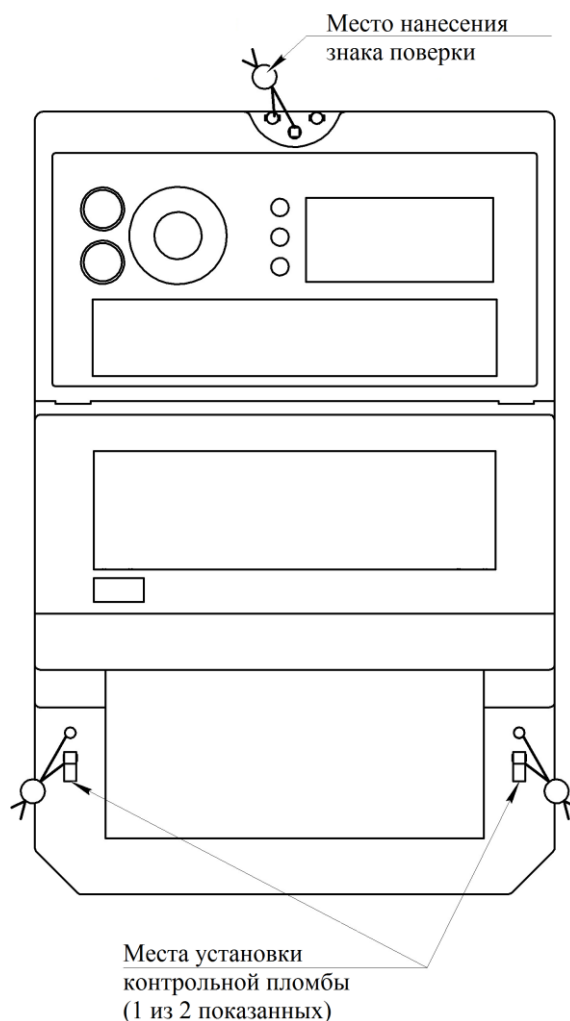


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение

Встроенное ПО счетчиков хранится в постоянном запоминающем устройстве контроллера счетчика. Считывание исполняемого кода из счетчика и модификация метрологически значимой части ПО с использованием интерфейсов счетчика невозможны.

Встроенное ПО счётчиков версии 4.00 и выше разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО для счетчиков версии 3.99 и ниже, и версии 4.00 и выше приведены в таблице 1.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «Высокий» в соответствии с 4.5 Р 50.2.077-2014.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	Исполнения счетчиков
Идентификационное наименование ПО	PM48923 ВНКЛ.411152.077 ПО	РиМ 489.23
	PM48924 ВНКЛ.411152.077–01 ПО	РиМ 489.24
	PM48925 ВНКЛ.411152.077–02 ПО	РиМ 489.25
	PM48930 ВНКЛ.411152.077–03 ПО	РиМ 489.30
	PM48932 ВНКЛ.411152.077–04 ПО	РиМ 489.32
	PM48934 ВНКЛ.411152.077–05 ПО	РиМ 489.34
	PM48936 ВНКЛ.411152.077–06 ПО	РиМ 489.36
	PM48938 ВНКЛ.411152.077–07 ПО	РиМ 489.38
	PM48925 ВНКЛ.411152.077 ПО*	РиМ 489.23
	PM48924 ВНКЛ.411152.077–01 ПО*	РиМ 489.24
	PM48925 ВНКЛ.411152.077 ПО*	РиМ 489.25
	PM48930 ВНКЛ.411152.077–03 ПО*	РиМ 489.30
	PM48934 ВНКЛ.411152.077–05 ПО*	РиМ 489.32, РиМ 489.34
	PM48938 ВНКЛ.411152.077–07 ПО*	РиМ 489.36 РиМ 489.38
Номер версии (идентификационный номер) ПО	с v 1.00 по v 3.99	РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25, РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.34, РиМ 489.36, РиМ 489.38
	с v 4.00 и выше	РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25, РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.34, РиМ 489.36, РиМ 489.38
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	5B 33 A7 1E CF 93 9A 97 5E F4 95 50 60 40 A0 06*	РиМ 489.23
	D5 29 7B 26 6B 63 1C F1 E6 DD 3B E2 50 B2 1B 90*	РиМ 489.24
	5B 33 A7 1E CF 93 9A 97 5E F4 95 50 60 40 A0 06*	РиМ 489.25
	0C 81 E8 25 F6 04 16 89 0F 5B FA A4 FB 80 0F 6E *	РиМ 489.30
	5C EE EF 14 CE 2F F6 65 C1 49 A8 10 B0 C5 CA 0B*	РиМ 489.34, РиМ 489.32
	F1 53 A1 E1 6B CB ED 61 61 DB 04 1D 5C 08 3D 2D*	РиМ 489.36 РиМ 489.38
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5	РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25, РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.34, РиМ 489.36, РиМ 489.38
* - для счетчиков РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25, РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.34, РиМ 489.36, РиМ 489.38 с номером версии ПО v 4.00 и выше		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Исполнения счетчиков							
	РиМ 489.23	РиМ 489.24	РиМ 489.25	РиМ 489.30	РиМ 489.32	РиМ 489.34	РиМ 489.36	РиМ 489.38
	1	2	3	4	5	6	7	8
	Значение							
Класс точности при измерении активной энергии	1	0,5 ¹⁾	0,5S			0,2S	0,5S	0,2S
Класс точности при измерении реактивной энергии	2	1				0,5S ²⁾	1	0,5S ²⁾
Базовый (номинальный) ток, А	5	10	5				1	
Максимальный ток, А	100		10				2	
Номинальное напряжение, В	3х230/ 400				3х57,7 / 100			
Номинальная частота, Гц	50							
Установленный диапазон напряжений, В	от 198 до 253				от 51 до 67			
Расширенный диапазон напряжений, В	от 140 до 264				от 46 до 75			
Предельный диапазон напряжений, В	от 0 до 400				от 0 до 100			
Пределы допускаемой основной относительной погрешности, вызываемой изменением тока, при измерении активной энергии и мощности ³⁾ , % 0,05I _б ≤ I < 0,10I _б , cos φ =1,00 0,10I _б ≤ I ≤ I _{макс} , cos φ = 1,00 0,10I _б ≤ I < 0,20I _б , cos φ =0,50 инд 0,20I _б ≤ I ≤ I _{макс} , cos φ =0,50 инд 0,10I _б ≤ I < 0,20I _б , cos φ = 0,80 емк 0,20I _б ≤ I ≤ I _{макс} , cos φ = 0,80 емк	±1,5 ±1,0 ±1,5 ±1,0 ±1,5 ±1,0	±0,8 ±0,5 ±0,8 ±0,5 ±0,8 ±0,5	-			- - - -	- - - -	- - - -
Пределы допускаемой основной относительной погрешности, вызываемой изменением тока, при измерении активной энергии и мощности ³⁾ , % 0,01I _{ном} ≤ I < 0,05I _{ном} , cos φ =1,00 0,05I _{ном} ≤ I ≤ I _{макс} , cos φ = 1,00 0,02I _{ном} ≤ I < 0,10I _{ном} , cos φ =0,50 инд 0,10I _{ном} ≤ I ≤ I _{макс} , cos φ =0,50 инд 0,02I _{ном} ≤ I < 0,10I _{ном} , cos φ = 0,80 емк 0,10I _{ном} ≤ I ≤ I _{макс} , cos φ = 0,80 емк	- - - - - -	- - - - - -	±1,0 ±0,5 ±1,0 ±0,6 ±1,0 ±0,6			±0,4 ±0,2 ±0,5 ±0,3 ±0,5 ±0,3	±1,0 ±0,5 ±1,0 ±0,6 ±1,0 ±0,6	±0,4 ±0,2 ±0,5 ±0,3 ±0,5 ±0,3

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Исполнения счетчиков							
	1	2	3	4	5	6	7	8
	Значение							
Пределы допускаемой основной относительной погрешности, вызываемой изменением тока, при измерении реактивной энергии и мощности ³⁾ , % 0,05I _б ≤ I < 0,10I _б , sin φ = 1,00 0,10I _б ≤ I ≤ I _{макс} , sin φ = 1,00 0,10I _б ≤ I < 0,20I _б , sin φ=0,50 (инд, емк) 0,20I _б ≤ I ≤ I _{макс} , sin φ = 0,50 (инд, емк) 0,20I _б ≤ I ≤ I _{макс} , sin φ = 0,25 (инд, емк)				-	-	-	-	-
Пределы допускаемой основной относительной погрешности, вызываемой изменением тока, при измерении реактивной энергии и мощности ³⁾ , % 0,02I _{ном} ≤ I < 0,05I _{ном} , sin φ = 1,00 0,05I _{ном} ≤ I ≤ I _{макс} , sin φ = 1,00 0,05I _{ном} ≤ I < 0,10I _{ном} , sinφ=0,50(инд,емк) 0,10I _{ном} ≤ I ≤ I _{макс} , sin φ = 0,50 (инд, емк) 0,10I _{ном} ≤ I ≤ I _{макс} , sin φ = 0,25 (инд, емк)	-	-		±1,5 ±1,0 ±1,5 ±1,0 ±1,5	±1,0 ±0,5 ±1,0 ±0,6 ±1,0	±1,5 ±1,0 ±1,5 ±1,0 ±1,5	±1,0 ±0,5 ±1,0 ±0,6 ±1,0	
Полная потребляемая мощность в цепях тока, по каждой фазе, В·А, не более	0,1							
Полная потребляемая мощность в цепях напряжения, по каждой фазе, В·А, не более	2,5							
Активная потребляемая мощность в цепях напряжения, по каждой фазе, Вт, не более	1,5							
Пределы погрешности при измерении средней активной мощности на программируемом интервале Ринт, максимальной средней активной мощности на программируемом интервале Ринт макс, максимальной средней активной мощности на расчетный день и час Ррдч ⁷⁾	соответствует точности при измерении активной энергии							
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении полной мощности, %	±3,0							

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Исполнения счетчиков							
	1	2	3	4	5	6	7	8
	Значение							
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении коэффициента мощности $\cos \varphi^{7)}$, %	±4,0							
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$, % $0,2I_6 \leq I < 1,0I_6$ $1,0I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	±3,5 ±3,0			- -				
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$, % $0,1I_{\text{ном}} \leq I < 0,2I_{\text{ном}}$ $0,2I_{\text{ном}} \leq I < 1,0I_{\text{ном}}$ $1,0I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	- - -			±3,1 ±2,5 ±1,7			±2,0 ±1,5 ±1,0	
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока фазного провода $\delta I_{\text{ф}}$, % $0,05I_6 \leq I < I_{\text{макс}}$	±0,5			-				
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока фазного провода $\delta I_{\text{ф}}$, % $0,02I_{\text{ном}} \leq I < I_{\text{макс}}$	-			±0,5				
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратического значения тока нулевого провода $\delta I_{\text{N}}^{7)}$, % - для счетчиков с версией ПО ниже 2.00: $0,1I_6 \leq I < 0,5I_6$ $0,5I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$ $0,1I_{\text{ном}} \leq I < 0,5I_{\text{ном}}$ $0,5I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$ - для счетчиков с версией ПО выше 2.00: $0,05I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$ $0,02I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	±15 ±5 - - ±0,5 -			- - ±15 ±5 - ±0,5				

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Исполнения счетчиков							
	1	2	3	4	5	6	7	8
	Значение							
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений фазных напряжений, % от 140 до 264 В от 46 до 75 В	±0,5 -				- ±0,5			
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений линейных (межфазных) напряжений, % от 242 до 457 В от 80 до 130 В	±0,5 -				- ±0,5			
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности при измерении активной энергии и мощности, вызываемой изменением напряжения в установленном рабочем диапазоне ^{3),5)} , % от 198 до 253 В, cos φ = 1,00 от 198 до 253 В, cos φ = 0,50 инд от 51 до 67 В, cos φ = 1,00 от 51 до 67 В, cos φ = 0,50 инд	±0,7 ±1,0 - -	±0,4 ±0,5 - -	±0,2 ±0,4 - -	- - ±0,2 ±0,4	- - ±0,1 ±0,2	- - ±0,2 ±0,4	- - ±0,1 ±0,2	
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности при измерении реактивной энергии и мощности, вызываемой изменением напряжения в установленном рабочем диапазоне ^{3),6)} , % от 198 до 253 В, sin φ = 1,00 от 198 до 253 В, sin φ = 0,50 инд от 51 до 67 В, sin φ = 1,00 от 51 до 67 В, sin φ = 0,50 инд	±1,0 ±1,5 - -	±0,7 ±1,0 - -	±0,7 ±1,0 - -	- - ±0,7 ±1,0	- - ±0,2 ±0,4	- - ±0,7 ±1,0	- - ±0,2 ±0,4	
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности при измерении активной энергии и мощности, вызываемой изменением напряжения в расширенном рабочем диапазоне ^{3),5)} , % от 140 до 264 В, cos φ = 1,00 от 140 до 264 В, cos φ = 0,50 инд. от 46 до 75 В, cos φ = 1,00 от 46 до 75 В, cos φ = 0,50 инд	±2,1 ±3,0 - -	±1,1 ±1,5 - -	±0,6 ±1,2 - -	- - ±0,6 ±1,2	- - ±0,3 ±0,6	- - ±0,6 ±1,2	- - ±0,3 ±0,6	

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Исполнения счетчиков							
	1	2	3	4	5	6	7	8
	Значение							
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении установившегося отклонения напряжения δU_y ²⁾ , %, в диапазоне значений от - 30 до + 20 %	$\pm 0,5$							
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении отрицательного $\delta U_{(-)}$ и положительного $\delta U_{(+)}$ отклонения напряжения, % в диапазоне значений от - 30 до +20 %	$\pm 0,5$							
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении частоты сети, Гц, в диапазоне значений от 42,5 до 57,5 Гц	$\pm 0,010$							
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении отклонения частоты сети Δf , в диапазоне значений от - 7,5 до + 7,5 Гц ⁴⁾ , Гц	$\pm 0,010$							
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры внутри корпуса счетчика ⁷⁾ , °C, в диапазоне температур от -40 до + 85 °C	± 5							
Средний температурный коэффициент при измерении активной энергии и мощности ^{3),5)} , %/K $\cos \varphi = 1,00$ $\cos \varphi = 0,50$ инд $\cos \varphi = 0,80$ емк	$\pm 0,05$ $\pm 0,07$ $\pm 0,07$	$\pm 0,03$ $\pm 0,04$ $\pm 0,04$	$\pm 0,03$ $\pm 0,05$ $\pm 0,05$	$\pm 0,01$ $\pm 0,02$ $\pm 0,02$	$\pm 0,03$ $\pm 0,05$ $\pm 0,05$	$\pm 0,01$ $\pm 0,02$ $\pm 0,02$	$\pm 0,01$ $\pm 0,02$ $\pm 0,02$	
Средний температурный коэффициент при измерении реактивной энергии и мощности ^{3),6)} , %/K $\sin \varphi = 1,00$ $\sin \varphi = 0,50$ инд $\sin \varphi = 0,50$ емк $\sin \varphi = 0,25$ инд $\sin \varphi = 0,25$ емк	$\pm 0,10$ $\pm 0,15$ $\pm 0,15$ $\pm 0,15$ $\pm 0,15$	$\pm 0,05$ $\pm 0,07$ $\pm 0,07$ $\pm 0,07$ $\pm 0,07$	$\pm 0,05$ $\pm 0,07$ $\pm 0,07$ $\pm 0,07$ $\pm 0,07$	$\pm 0,03$ $\pm 0,05$ $\pm 0,05$ $\pm 0,05$ $\pm 0,05$	$\pm 0,05$ $\pm 0,07$ $\pm 0,07$ $\pm 0,07$ $\pm 0,07$	$\pm 0,03$ $\pm 0,05$ $\pm 0,05$ $\pm 0,05$ $\pm 0,05$	$\pm 0,03$ $\pm 0,05$ $\pm 0,05$ $\pm 0,05$ $\pm 0,05$	
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь в линии (цепях тока), % $0,05I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$ $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm 1,0$ -		- $\pm 1,0$					

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Продолжение таблицы 2

[illegible]

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

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда ³⁾			
		При выводе на дисплей и по всем интерфейсам			
		Исполнения счетчиков			
		РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25	РиМ 489.30	РиМ 489.32, РиМ 489.34	РиМ 489.36, РиМ 489.38
		1	2	3	4
		Значения			
Активная энергия	кВт·ч	10 ⁵ / 10 ⁻²	10 ⁴ / 10 ⁻³	10 ⁴ / 10 ⁻³	10 ³ / 10 ⁻⁴
Реактивная энергия	квар·ч	10 ⁵ / 10 ⁻²	10 ⁴ / 10 ⁻³	10 ⁴ / 10 ⁻³	10 ³ / 10 ⁻⁴
Активная мощность	кВт	10 ² / 10 ⁻⁴	10 ¹ / 10 ⁻⁵	10 ¹ / 10 ⁻⁶	10 ⁰ / 10 ⁻⁷
	кВт ¹⁾	10 ² / 10 ⁻⁴	—	—	—
	Вт ¹⁾	—	10 ⁴ / 10 ⁻²	10 ³ / 10 ⁻³	10 ² / 10 ⁻⁴
Реактивная мощность	квар	10 ² / 10 ⁻⁴	10 ¹ / 10 ⁻⁵	10 ¹ / 10 ⁻⁶	10 ⁰ / 10 ⁻⁷
	квар ¹⁾	10 ² / 10 ⁻⁴	—	—	—
	вар ¹⁾	—	10 ⁴ / 10 ⁻²	10 ³ / 10 ⁻³	10 ² / 10 ⁻⁴
Полная мощность	кВ·А	10 ² / 10 ⁻⁴	10 ¹ / 10 ⁻⁵	10 ¹ / 10 ⁻⁶	10 ⁰ / 10 ⁻⁷
	кВ·А ¹⁾	10 ² / 10 ⁻⁴	—	—	—
	В·А ¹⁾	—	10 ⁴ / 10 ⁻²	10 ³ / 10 ⁻³	10 ² / 10 ⁻⁴
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение	А	10 ² / 10 ⁻³	10 ¹ / 10 ⁻⁴	10 ¹ / 10 ⁻⁴	10 ⁰ / 10 ⁻⁴
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	10 ² / 10 ⁻²	10 ² / 10 ⁻²	10 ² / 10 ⁻²	10 ² / 10 ⁻²
Частота сети	Гц	10 ¹ / 10 ⁻³	10 ¹ / 10 ⁻³	10 ¹ / 10 ⁻³	10 ¹ / 10 ⁻³
Удельная энергия потерь в линии (цепях тока)	кА ² ·ч	10 ⁵ / 10 ⁻²	10 ⁴ / 10 ⁻³	10 ⁴ / 10 ⁻³	10 ⁴ / 10 ⁻³
Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах ²⁾	кВ ² ·ч	10 ⁷ / 10 ⁻²	10 ⁷ / 10 ⁻²	10 ⁷ / 10 ⁻²	10 ⁷ / 10 ⁻²
Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ ²⁾	безразм.	10 ³ / 10 ⁻³	10 ³ / 10 ⁻³	10 ³ / 10 ⁻³	10 ³ / 10 ⁻³
Коэффициент мощности cos φ	безразм.	10 ⁰ / 10 ⁻³	10 ⁰ / 10 ⁻³	10 ⁰ / 10 ⁻³	10 ⁰ / 10 ⁻³
Длительность провалов/перенапряжений ²⁾	с	10 ¹ / 10 ⁻²	10 ¹ / 10 ⁻²	10 ¹ / 10 ⁻²	10 ¹ / 10 ⁻²
Глубина провалов напряжения ²⁾	%	10 ² / 10 ⁻²	10 ² / 10 ⁻²	10 ² / 10 ⁻²	10 ² / 10 ⁻²
Величина перенапряжения ²⁾	В	10 ² / 10 ⁻²	10 ² / 10 ⁻²	10 ² / 10 ⁻²	10 ² / 10 ⁻²
Температура внутри корпуса счетчика ²⁾	°С	10 ¹ / 10 ⁻²	10 ¹ / 10 ⁻²	10 ¹ / 10 ⁻²	10 ¹ / 10 ⁻²
Напряжение прямой, обратной и нулевой последовательностей ²⁾	В	10 ² / 10 ⁻²	10 ² / 10 ⁻²	10 ² / 10 ⁻²	10 ² / 10 ⁻²
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям ²⁾	%	10 ² / 10 ⁻²	10 ² / 10 ⁻²	10 ² / 10 ⁻²	10 ² / 10 ⁻²
Количество импульсов на дискретном входе ²⁾	имп.	10 ⁹ / 10 ⁰	10 ⁹ / 10 ⁰	10 ⁹ / 10 ⁰	10 ⁹ / 10 ⁰
¹⁾ При выводе на дисплей счетчика. ²⁾ На дисплей счетчика не выводится. ³⁾ Без учета коэффициентов трансформации напряжения и тока.					

Знак утверждения типа

наносится на корпус счетчика методом шелкографии или другим способом, не ухудшающим качество знака. В эксплуатационной документации на титульных листах изображение Знака утверждения типа наносится печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.23 (РиМ 489.24, РиМ 489.25, РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.34, РиМ 489.36, РиМ 489.38) в упаковке		1 шт.
Паспорт		1 экз.
Руководство по эксплуатации ^{2), 4)}	ВНКЛ.411152.077 РЭ	1 экз.
Методика поверки ^{3), 4)}	ВНКЛ.411152.077-01 ДИ	1 экз.
Терминал мобильный РиМ 099.01 ¹⁾	ВНКЛ.426487.030	
Коммуникатор ⁵⁾		
Сервисное ПО ^{2), 3), 4), 6)}		
Устройство проверки ИСК ^{1), 3)}	ВНКЛ.411724.281	
¹⁾ поставляется по отдельному заказу; ²⁾ поставляется по требованию организаций, производящих ремонт и эксплуатацию счетчиков; ³⁾ поставляется по требованию организаций, производящих поверку счетчиков; ⁴⁾ поставляется на электронном носителе по отдельному запросу; ⁵⁾ счетчики по требованию заказчика могут комплектоваться встроенным коммуникатором; ⁶⁾ сервисное ПО представляет собой ПО, предназначенное для конфигурирования счетчика, а также для считывания с него информации.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии трехфазным статическим РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25, РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.34, РиМ 489.36, РиМ 489.38

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

ГОСТ 31819.21-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,5S и 0,2S.

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

ГОСТ 8.551-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственный специальный эталон и государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и коэффициента мощности в диапазоне частот 40-20000 Гц.

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 4228-076-11821941-2015 Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25, РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.34, РиМ 489.36, РиМ 489.38. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Радио и Микроэлектроника» (АО «РиМ»)
ИНН 5408110390
Адрес: 630082 г. Новосибирск, ул. Дачная, 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

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Новосибирской области» (ФБУ «Новосибирский ЦСМ»
Юридический адрес: 630004 г. Новосибирск, ул. Революции, 36
Фактический адрес: 630112 г. Новосибирск, пр-кт Дзержинского, 2/1
Телефон (факс) +7(383)278-20-10
Web-сайт: www.ncsm.ru
E-mail: csminfo@ncsm.ru
Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311822 в Реестре аккредитованных лиц

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» октября 2021 г. № 2299

Регистрационный № 80176-20

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 5
ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 5 ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированного определения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением измерительных компонентов: преобразователя объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя объемного расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного контроллера FloBoss S600+, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Часть измерительных компонентов СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК) метрологические характеристики которых определяются комплексным методом.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), узла регулирования давления, системы сбора, обработки информации и управления (далее – СОИ) и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

БИЛ состоит из трех рабочих измерительных линии (ИЛ) и двух резервных ИЛ.

БИК выполняет функции контроля показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

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

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (далее – ПР)	15427-01
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм	15427-06
Датчики температуры 644, 3144Р	39539-08
Преобразователи измерительные 644, 3144Р	14683-09
Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 1344	56381-14
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-15
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ	26803-11
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ	1844-63
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ	1844-15
Термометры электронные «ЕхТ-01»	44307-10
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91
Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «ВЗЛЕТ МР»	18802-99
Преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7846, 7847	15644-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные моделей 7827, 7828, 7829	15642-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829)	15642-06
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Анализаторы серы модели ASOMA 682Т-НР-ЕХ, ASOMA682Т-НР	50181-12
Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (заводские №№ 18361943, 18361946)	81438-21

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом по результатам измерений объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти и приведение измеренных значений к стандартным условиям;
- автоматическое измерение объема, давления, температуры, плотности, вязкости, содержания воды в нефти, содержания серы в нефти;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- формирование и печать отчетных документов;
- дистанционное и местное управление запорной и регулирующей арматурой, циркуляционными насосами и другим оборудованием;
- автоматический контроль, индикацию, сигнализацию предельных значений технологических параметров;
- поверку и контроль метрологических характеристик ПР по стационарной поверочной установке;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее - ПО), реализованное в контроллерах измерительных FloBoss S600+ и в ПО ПК «Cropos».

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

Идентификационные данные ПО контроллеров и АРМ оператора приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+	ПК «Cropos»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25/25	1.0
Цифровой идентификатор ПО	1990	A1C753F7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC32

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 350 ¹⁾ до 4800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
¹⁾ – при вязкости нефти от 43 до 65 мм ² /с минимальное значение расхода составляет 400 м ³ /ч, при вязкости от 66 до 90 мм ² /с - 500 м ³ /ч, при вязкости от 91 до 140 мм ² /с - 667 м ³ /ч, при вязкости от 141 до 200 мм ² /с - 533,6 м ³ /ч	

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	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1-36	ИК силы тока	36 (СОИ)	-	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 4 до 20 мА	±0,04 % (приведенная)
37-45	ИК частоты	9 (СОИ)	-	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 10000 Гц	±0,1 Гц (абсолютная)
46-57	ИК количества импульсов	12 (СОИ)	-	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 16·10 ⁶ имп. (диапазон частот от 1 до 10000 Гц)	±1 имп. (абсолютная, на каждые 10000 имп.)
	ИК вычисления расхода, объема и массы	5 (СОИ)	-	Контроллеры измерительные FloBoss S600+		±0,01 % (относительная)

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	5 (3 рабочих, 2 резервных)
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,2 до 0,5
Режим работы СИКН	непрерывный
Режим управления: - запорной арматурой блока измерительных линий - регуляторами расхода	автоматизированный / ручной автоматический / ручной
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 трёхфазное 220±22 однофазное 50±1
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
– плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 850 до 950
– вязкость кинематическая, мм ² /с	от 15 до 200 (300 ¹⁾)
– температура, °С	от +1 до +40
Наименование характеристики – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа, (мм рт. ст.), не более – массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более – массовая доля серы, %, не более – массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более – содержание свободного газа	Значение 1,0 0,05 300 66,7 (500) 100 5,0 100 не допускается

¹⁾ – для ИЛ, на которых установлены преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N, зарегистрированные в ФИФОЕИ под номером 15427-06

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 5 ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика», зав. № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0498-20 МП с изм. №1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе: МН 856-2018 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 5 нефтепровода «Ухта-Ярославль» на ЛПДС «Ярославль» с изменением №1, ФР.1.29.2018.31620.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти 5 ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 г. Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Приказ Росстандарта № 256 от 07.02.2018 г. Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН: 0278005403.

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, 50-летия Октября ул., д. 24

Телефон: +7(347) 279-88-99, 8-800-700-78-68;

Факс: +7(347) 279-88-99;

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru;

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-78-68

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.