

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 05 » _____ сентября 2023 г. № 1800

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.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 163 ОАО «СМП-Нефтегаз»	-	117/2004	61795-15	-	-	МП 0259-14-2015	-	Акционерное общество СМП-Нефтегаз» (ОАО «СМП-Нефтегаз»), Республика Татарстан, г. Альметьевск	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», Казань
2.	Счётчики электрической энергии статические однофазные	«Меркурий 201.8TLO»	-	64606-16	-	-	РЭ1 26.51.63.130-049-89558048-2016	-	Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственная компания «Инкотекс» (ООО «НПК «Инкотекс»), г. Москва	ООО «НИЦ «ЭНЕРГО», г. Москва

3.	Хроматографы газовые промышленные	«Хромос ПГХ-1000.1»	-	74463-19	-	-	ХАС 1.550.004 МП	-	Общество с ограниченной ответственностью «ХРОМОС Инжиниринг» (ООО «ХРОМОС Инжиниринг»), Нижегородская область, г. Дзержинск	ФБУ «Нижегородский ЦСМ», г. Нижний Новгород
4.	Сканеры оптические трехмерные	RangeVision PRO	-	76251-19	-	-	МП № 203-30-2019	-	Общество с ограниченной ответственностью «РэнджВижн» (ООО «РэнджВижн»), Московская обл., г. Красногорск	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО "РусГидро" - "Волжская ГЭС"	-	001	76917-19	-	-	МП-312601-0001.19	-	Филиал Публичного акционерного общества «Федеральная гидрогенерирующая компания-РусГидро» (Филиал ПАО "РусГидро" - "Волжская ГЭС"), Волгоградская обл., г. Волжский	ФБУ «Краснодарский ЦСМ», г. Краснодар

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» сентября 2023 г. № 1800

Регистрационный № 61795-15

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 163
ОАО «СМП-Нефтегаз»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 163 ОАО «СМП-Нефтегаз» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти, поступающей с узла подготовки нефти при проведении учетных операций между сдающей (ОАО «СМП-Нефтегаз») и принимающей (АО «Транснефть – Прикамье») сторонами.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы со счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей плотности, вязкости, температуры, давления, разности давления, объемного расхода в БИК поступают на соответствующие входы контроллера измерительно-вычислительного, который по реализованному в нем алгоритму вычисляет массу нефти.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), выходного коллектора системы, стационарной трубопоршневой поверочной установки, узла подключения передвижной трубопоршневой поверочной установки (далее – передвижная ТПУ), системы сбора и обработки информации и системы дренажа. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из трех (двух рабочих и одной резервно-контрольной) измерительных линий массы брутто нефти. В систему входят следующие средства измерений (СИ):

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300 в комплекте с измерительными преобразователями серии 2700 (далее – СРМ), регистрационный номер в едином реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный) № 13425-01;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП), регистрационный № 15644-01;
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829, регистрационный № 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-01, 14557-15;
- счетчик жидкости турбинный CRA/MRT97, регистрационный № 22214-01;
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационные №№ 14061-99;

- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 90, регистрационный № 24874-03 в комплекте с преобразователями измерительными от термопар и термопреобразователей сопротивления dTRANS T01, регистрационный № 24931-03;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный № 22257-01 в комплекте с преобразователями измерительными 644, регистрационный № 14683-04;
- преобразователи давлений измерительные серии 40, модели 4385, регистрационный № 19422-03;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная для жидкостей «Daniel» Ду 8", (далее – ТПУ), регистрационный № 87868-23.

В составе системы используются следующие вспомогательные СИ и оборудование:

- индикатор фазового состояния потока ИФС-1В-700М;
- фильтры сетчатые «Plenty»;
- автоматические пробоотборники;
- устройство для ручного отбора проб;
- регуляторы расхода с электроприводом.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000 с функцией резервирования, регистрационный № 15066-04, свидетельство об аттестации алгоритмов и программного обеспечения от 15 октября 2009 г. № 2301-05м-2009;
- автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора с программным обеспечением «Rate АРМ оператора УУН», свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения от 27 декабря 2011 г. № 20902-11;
- контроллеры PakScan MS 11S (рабочий и резервный) для управления запорной и регулирующей арматурой.

В состав системы входят показывающие СИ:

- манометры для точных измерений типа МПТИ, регистрационный № 26803-11;
- манометры для точных измерений МТИ, регистрационный № 1844-63;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2, Госреестр № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- вычисление массы нетто нефти как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих СИ давления и температуры нефти соответственно;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих и резервно-контрольного СРМ с применением ТПУ и ПП;
- проведение КМХ рабочих СРМ по резервно-контрольному СРМ применяемому в качестве контрольного СРМ;
- поверка ТПУ по передвижной ТПУ.
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-12 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Заводской номер системы нанесен методом металлографии на маркировочную табличку, установленную на стене технологического блока системы. Установка знака поверки на систему не предусмотрена.

Программное обеспечение (ПО)

ПО системы (контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000, АРМ оператора «Rate АРМ оператора УУН») обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО системы. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Операционная система контроллера OMNI 3000/6000	ПО «RATE АРМ оператора УУН» РУУН 2.3-11 АВ
Номер версии (идентификационный номер ПО)	OMNI зав. № 68691 – 24.74.14 OMNI зав. № 68859 – 24.74.15	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	OMNI зав. № 68691 – EF9D OMNI зав. № 68859 – A3B3	B6D270DB

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе операторской станций управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» соответствует среднему уровню защиты.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочих и 1 резервно-контрольная)
Диапазон измерений расхода, т/ч: - минимальный - максимальный	40 200
Суммарные потери давления при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: - при измерениях - при проведении поверки и КМХ	0,2 0,4
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон температуры, °С	от +5 до +30
Диапазон избыточного давления, МПа	от 0,3 до 4,0
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м³: - при минимальной в течение года температуре измеряемой среды - при максимальной в течение года температуре измеряемой среды	950 850
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, сСт	от 12 до 40
Массовая доля воды, % не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	5
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ . (ppm), не более	100
Массовая доля серы, %, свыше	3,5
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ . (ppm), не более	100
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы системы	Непрерывный

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 163 ОАО «СМП-Нефтегаз» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 163 ОАО «СМП-Нефтегаз», заводской № 117/2004	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 163» (свидетельство об аттестации методики измерений № 1957014-07 от 19.11.2007 г.), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2007.04052.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 163 ОАО «СМП-Нефтегаз»

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «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»;

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

ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений».

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ИМС Инжиниринг» (ЗАО «ИМС Инжиниринг»)
ИНН 7710431220

Юридический адрес: 103050, г. Москва, Благовещенский пер., д. 12, к. 2

Телефон: (495) 775-77-25, факс: (495) 708-31-30

Испытательный центр

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

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

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

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

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

ИНН 7809022120

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» сентября 2023 г. № 1800

Регистрационный № 64606-16

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счётчики электрической энергии статические однофазные «Меркурий 201.8TLO»

Назначение средства измерений

Счётчики электрической энергии статические однофазные «Меркурий 201.8TLO» (далее – счетчики) непосредственного включения с оптическим испытательным выходом многотарифные предназначены для измерений и учёта электрической активной и реактивной энергии в двухпроводных сетях переменного тока напряжением 230 В, частотой 50 Гц.

Счётчики могут применяться автономно или в автоматизированной системе сбора данных о потребляемой электроэнергии.

Счётчики предназначены для эксплуатации внутри закрытых помещений.

Описание средства измерений

Счетчики являются измерительными приборами, построенными по принципу цифровой обработки входных аналоговых сигналов. Управление процессом измерения и всеми функциональными узлами счетчика осуществляется высокопроизводительным микроконтроллером (МК), который реализует алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память программ. Управление узлами производится через аппаратно-программные интерфейсы, реализованные на портах ввода/вывода МК.

МК по выборкам мгновенных значений напряжения и тока, поступающих с датчика напряжения (резистивный делитель) и датчика тока (шунт), производит вычисление усредненных значений активной и реактивной мощности, среднеквадратических значений напряжения и тока. МК выполняет функции вычисления измеренной энергии, связи с энергонезависимой памятью, отображение информации на ЖКИ и формирование импульсов телеметрии.

Измерение частоты сети производится посредством измерения периода фазного напряжения.

Счетчики работают в многотарифном режиме (до четырех тарифов). Переключение тарифов в счётчиках осуществляется с помощью внутреннего тарификатора.

В счётчиках предусмотрена функция управления нагрузкой с помощью встроенного реле.

В качестве счётного механизма для отображения результатов измерений счётчики имеют жидкокристаллический индикатор (ЖКИ), который представляет собой восьмиразрядный семисегментный цифровой индикатор с фиксированной запятой перед двумя младшими разрядами, осуществляющий индикацию:

- номера текущего тарифа (до 4-х тарифов);
- значения потребляемой электроэнергии с начала эксплуатации по каждому тарифу и сумму по всем тарифам в кВт·ч при измерении активной энергии и в квар·ч при измерении реактивной энергии;

- *текущего значения активной и реактивной мощности в нагрузке в кВт или квар;
 - *напряжения в сети (В);
 - *потребляемого тока (А);
 - частоты сети;
 - текущего времени;
 - текущей даты - числа, месяца, года;
 - времени переключения тарифных зон (тарифное расписание на текущий день);
 - времени наработки счётчика с момента ввода в эксплуатацию;
 - времени наработки батареи с момента ввода в эксплуатацию.
- П р и м е ч а н и е - * и их максимумов.

Для управления индикацией в счётчиках используются два режима:

- режим автоматической смены информации по циклу (циклическая индикация);
- с помощью электронной сенсорной кнопки.

Счётчик обеспечивает обмен информацией, хранящейся в энергонезависимой памяти, с компьютером через оптопорт и/или PLC-модем.

Скорость обмена по оптопорту составляет 9600 бит/сек.

Длительность хранения данных в энергонезависимой памяти составляет не менее 30 лет.

Счётчики обеспечивают программирование с помощью компьютера через оптопорт и/или PLC-модем следующих параметров:

- индивидуального адреса;
- группового адреса;
- тарифного расписания (до 16 тарифных зон) и расписания праздничных дней;
- текущего времени (часы, минуты, секунды);
- даты (числа, месяца, года);
- флага разрешения перехода с «летнего» времени на «зимнее» и обратно;
- функции оптического испытательного выхода;
- числа действующих тарифов;
- режима функционирования реле;
- лимита мощности;
- лимита энергии по каждому тарифу;
- параметров циклической индикации и её длительности.

Счётчики должны обеспечивать считывание с помощью компьютера через оптопорт и/или PLC-модем следующих параметров и данных:

- группового адреса;
- тарифного расписания (до 16 тарифных зон) и расписания праздничных дней;
- времени (часы, минуты, секунды);
- даты (числа, месяца, года);
- флага разрешения перехода с «летнего» времени на «зимнее» и обратно;
- значения учтённой активной и реактивной электроэнергии с начала эксплуатации по каждому тарифу;
- суточных срезов активной энергии за 6 месяцев;
- значения учтённой активной электроэнергии на начало месяца по каждому тарифу за период 4 года;
- значения учтённой реактивной электроэнергии на начало месяца по каждому тарифу для 12-ти предыдущих месяцев;
- получасовых значений профиля мощности активной энергии за 6 месяцев;
- идентификационных параметров метрологически значимой части программного обеспечения;
- функции оптического испытательного выхода;
- параметров циклической индикации и длительности параметров;

- числа действующих тарифов;
- текущего тарифа;
- серийного номера счётчика;
- активной и реактивной мощности в нагрузке, напряжения, тока и их максимумов;
- лимит мощности;
- лимит энергии по каждому тарифу;
- времени наработки счётчика и батареи;
- режима функционирования реле;
- напряжения на литиевой батарее;
- частоты сети;
- коэффициента мощности;
- даты изготовления;
- журналы событий: дата и время (по 64 записи каждого события):
 - включения/выключения счётчика;
 - вскрытия/закрытия верхней крышки счётчика;
 - параметризации счётчика;
- журнала ПКЭ: дата и время (по 256 записи каждого события):

Всего в журнале 8 значений:

- выхода\возврата параметра НДЗ и ПДЗ напряжения (4 значения);
- выхода\возврата параметра НДЗ и ПДЗ частоты сети (4 значения).

Конструктивно счётчики состоят из:

- корпуса (основания корпуса, крышки корпуса, клеммной крышки);
- клеммной колодки;
- двух печатных узлов.

Один печатный узел (основной) представляет собой плату с электронными компонентами, которая устанавливается в основании корпуса. Второй печатный узел (измерительный) устанавливается на основной. Основной и измерительный печатный узел подключаются к клеммной колодке с помощью проводов.

На основном печатном узле находятся:

- PLC-модем;
- блок питания PLC-модема;
- реле отключения/подключения нагрузки;

На измерительном печатном узле находятся:

- вычислительный микропроцессор;
- энергонезависимое запоминающее устройство;
- оптопорт с функцией электронной сенсорной кнопки;
- ЖКИ;
- оптический испытательный выход.

Крышка корпуса крепится к основанию двумя винтами и имеет окно для считывания показаний с ЖКИ и для наблюдения функционирования оптического испытательного выхода.

Клеммная колодка состоит из четырёх клемм для подключения электросети и нагрузки.

Корпус счётчиков изготавливается методом литья из ударопрочной пластмассы.

Клеммная колодка изготавливается из пластмассы с огнезащитными добавками.

Класс защиты счётчиков от проникновения пыли и воды IP51 по ГОСТ 14254-2016.

Для защиты от несанкционированного доступа в счётчиках предусмотрена установка пломб организации, осуществляющей поверку счётчика, и пломба ОТК завода – изготовителя.

После установки на объект счётчики должны пломбироваться пломбами обслуживающей организации.

Кроме механического пломбирования в счетчике предусмотрено электронное пломбирование крышки счетчика. Электронная пломба работает как во включенном, так и в выключенном состоянии счетчика. При этом факт и время вскрытия крышки фиксируется в соответствующих журналах событий, без возможности инициализации журналов.

Метрологические коэффициенты и заводские параметры недоступны без вскрытия пломб.

Заводской номер наносится на маркировочную наклейку любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид счетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба с нанесением знака поверки.



Рисунок 1 – Общий вид счетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

В счётчиках используется программное обеспечение «Меркурий 201.8TLO».

Метрологически значимая часть встроенного программного обеспечения имеет идентификационные данные, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	Меркурий 201.8T_1.XX.txt
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.XX
Цифровой идентификатор программного обеспечения	3EA8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Уровень защиты метрологически значимой части программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 - высокий.

Конструкция счётчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО счётчиков и измерительную информацию

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Основные метрологические и технические характеристики

Наименование параметра	Допускаемое значение	Примечание
Класс точности по ГОСТ 31819.21-2012 ГОСТ 31819.23-2012	1 2	
Номинальное напряжение ($U_{ном}$)	230 В	
Установленный рабочий диапазон напряжения	от 0,9 до 1,1 $U_{ном}$	
Расширенный рабочий диапазон	от 0,8 до 1,15 $U_{ном}$	
Предельный рабочий диапазон напряжения	от 0 до 1,15 $U_{ном}$	
Базовый ток ($I_б$)	5 А	
Максимальный ток ($I_{макс}$)	80 А	
Номинальное значение частоты	50 Гц	
Стартовый ток (чувствительность): - при измерении активной энергии - при измерении реактивной энергии	20 мА 25 мА	
Постоянная счётчиков: – в режиме телеметрии – в режиме поверки	5000 имп./ (кВт·ч)[имп./(квар·ч)] 10000 имп./ (кВт·ч)[имп./(квар·ч)]	
Пределы допускаемой относительной погрешности счётчиков при измерении напряжения в рабочем диапазоне температур и в расширенном диапазоне измеряемых напряжений	$\pm 1,0 \%$	
Пределы допускаемой относительной погрешности счётчиков при измерении частоты питающей сети в диапазоне от 45 до 55 Гц и в рабочем диапазоне температур	$\pm 0,5 \%$	
Пределы допускаемой основной относительной погрешности счётчиков при измерении тока в рабочем диапазоне температур:		
– в диапазоне токов от 0,05 $I_б$ до $I_б$	$\delta i = \pm \left[1 + 0,4 \left(\frac{I_б}{I} - 1 \right) \right]$	где: $I_б$ - базовый ток счётчика, I - измеренное значение тока.
– в диапазоне токов от $I_б$ до $I_{макс}$	$\pm 1 \%$	

Наименование параметра	Допускаемое значение	Примечание
Точность хода часов счётчиков, не хуже: – при нормальной температуре (20 ± 5) °С – в рабочем диапазоне температур и при отсутствии внешнего питания	$\pm 0,5$ с/сут $\pm 5,0$ с/сут	
Жидкокристаллический индикатор: - число индицируемых разрядов - цена единицы младшего разряда при отображении энергии, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01	
Полная мощность, потребляемая цепью тока, не более	0,1 В·А	
Полная мощность, потребляемая цепью напряжения, не более	10 В·А	
Дополнительная потребляемая полная мощность PLC-модема, не более	12 В·А	
Активная мощность, потребляемая цепью напряжения, не более	2 Вт	
Максимальное число действующих тарифов	до 4-х	
Диапазон рабочих температур	от минус 45 до плюс 75 °С	при температуре ниже минус 40 °С допускается частичная потеря работоспособности жидкокристаллического индикатора
Средняя наработка на отказ, не менее	220000 ч	
Средний срок службы, не менее	30 лет	
Масса, не более	0,45 кг	
Габаритные размеры, не более	(128×89,5×64,7) мм	

Знак утверждения типа

наносится на панель счётчика методом офсетной печати или фото способом. В эксплуатационной документации на титульных листах знак утверждения типа наносится типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки счетчиков приведён в таблице 3

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии статический однофазный «Меркурий 201.8TLO» в потребительской таре	В соответствии с КД на модификацию	1 шт.
Формуляр	ФО 26.51.63.130-049-89558048-2016	1 экз.
Руководство по эксплуатации*	РЭ 26.51.63.130-049-89558048-2016	1 экз.
Методика поверки**	-	1 экз.
Оптоадаптер «Меркурий 255.1»***	АВЛГ 811.50.00	1 шт.
Концентратор «Меркурий 225.21»***	АВЛГ 699.00.00	1 шт.
П р и м е ч а н и я: * В бумажном виде не поставляется. Размещается в электронном виде на сайте www.incotexcom.ru ** Размещается на сайте https://fgis.gost.ru *** Поставляется по отдельному заказу организациям, производящим поверку счетчиков		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации РЭ 26.51.63.130-049-89558048-2016.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счётчики реактивной энергии»;

ТУ 26.51.63.130-049-89558048-2016 «Счётчики электрической энергии статические однофазные «Меркурий 201.8TLO». Технические условия».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственная компания «Инкотекс»(ООО «НПК «Инкотекс»)

ИНН 7702690982

Юридический адрес: 129110, г. Москва, Банный переулок, д. 2, стр. 1

Фактический адрес: 105484, г. Москва, 16-я Парковая ул., д. 26

Телефон/факс (495) 780-77-38

E-mail: firma@incotex.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области» (ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д. 1

Тел. (831) 428-78-78, факс (831) 428-57-48

E-mail: mail@nnscsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30011-13.

в части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» сентября 2023 г. № 1800

Регистрационный № 74463-19

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Хроматографы газовые промышленные «Хромос ПГХ-1000.1»

Назначение средства измерений

Хроматографы газовые промышленные «Хромос ПГХ-1000.1» (далее – хроматографы) предназначены для измерения содержания компонентов, входящих в состав анализируемых проб веществ и материалов, измерения содержания углеводов (нефтепродуктов) в воде.

Описание средства измерений

Принцип действия хроматографа основан на разделении на хроматографических колонках вследствие различного распределения компонентов пробы между неподвижной фазой и подвижной фазой – газом-носителем с последующим детектированием компонентов анализируемой пробы.

Хроматограф состоит из следующих блоков:

- блок управления – вычислительное устройство на базе РС/АТ совместимого компьютера с установленным программным обеспечением «Хромос». Вычислительное устройство работает совместно с центральной платой управления, которая обеспечивает связь между хроматографом и встроенным компьютером;
- программное обеспечение «Хромос» (далее – ПО) – для управления хроматографом, а также сбора и обработки хроматографических данных.
- блок аналитический.

В состав аналитического блока входят:

- один или два термостата, теплоизолированных съёмных;
- нагреватели (для поддержания температуры термостата);
- хроматографические колонки;
- дозирующие краны;
- переключающие клапаны;
- усилители;
- платы управления клапанами и платы питания;
- пневмосопротивления;
- регуляторы потока газов.

На передней панели прибора имеется дисплей, предназначенный для управления прибором и отображения информации.

В приборе могут быть установлены капиллярные, насадочные и микронасадочные колонки. В зависимости от решаемой аналитической задачи, приборы могут быть оснащены одним или несколькими детекторами из следующего списка:

- ДТП– детектор по теплопроводности
- ПИД – пламенно-ионизационный детектор
- ПФД-S – пламенно-фотометрический детектор

- ТХД – термо-химический детектор
- ЭЗД– электронно-захватный детектор
- ЭХД- электро-химический детектор
- РИД- разрядно-ионизационный детектор

Градуировка хроматографа проходит в автоматическом режиме.

Хроматографы газовые промышленные «Хромос ПГХ-1000.1» выпускаются в двух исполнениях.

В исполнении 1 хроматограф выполняется в специальном взрывозащищенном исполнении в корпусе с непроницаемой оболочкой «d» по ГОСТ ИЕС 60079-1-2011. Хроматограф в исполнении 1 может быть укомплектован одним или несколькими детекторами по теплопроводности, электронно-захватным детектором, термо-химическим детектором, электро-химическим детектором.



Исполнение 1



Исполнение 2

Рисунок 1 – Внешний вид хроматографа газового промышленного
«Хромос ПГХ-1000.1»

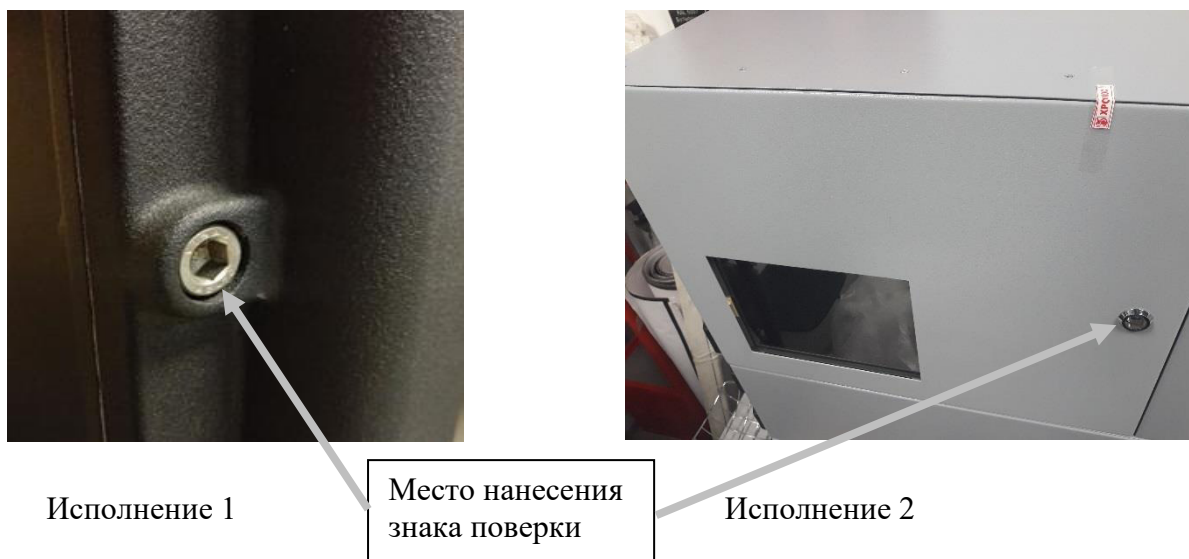


Рисунок 2 – Место пломбировки хроматографа газового промышленного «Хромос ПГХ-1000.1» от несанкционированного доступа и нанесения знака поверки в виде оттиска поверительного клейма.

В исполнении 2 конструкция хроматографа выполняется в специальном взрывозащищенном исполнении – заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением «р» по ГОСТ ИЕС 60079-2-2013. Повышенная защита «е» по ГОСТ 31610.7-2012/ИЕС 60079-7:2006 обеспечивается продувкой блока электроники и детекторов хроматографа воздухом КИП под избыточным давлением. Хроматограф в исполнении 2 может быть укомплектован детекторами по теплопроводности, пламенно-ионизационным детектором, пламенно-фотометрическим детектором, электронно-захватным детектором и термо-химическим детектором, электро-химическим детектором, разрядно-ионизационный детектором.

На шильдике, установленном на задней стенке хроматографа, указывается:

- товарный знак предприятия-изготовителя;
- наименование предприятия-изготовителя;
- знак утверждения типа;
- наименование изделия;
- маркировка взрывозащиты (в зависимости от исполнения);
- специальный знак взрывобезопасности Ex;
- единый знак обращения продукции на рынке государств-членов Таможенного союза ЕАС;
- допустимый диапазон температуры окружающего воздуха;
- маркировка степени защиты (от воздействия твердых тел и воды) IP65;
- заводской номер изделия, включающий год и месяц изготовления;
- страна-изготовитель;
- надпись «ОТКРЫВАТЬ, ОТКЛЮЧИВ ОТ СЕТИ».

Заводской номер хроматографа в формате цифрового обозначения наносится на информационную табличку (шильд), расположенную на задней панели хроматографа. Ограничение доступа к местам настройки осуществляется путем нанесения мастичных пломб с изображением знака поверки на специально оборудованных площадках на винтах крепления (рисунок 2).

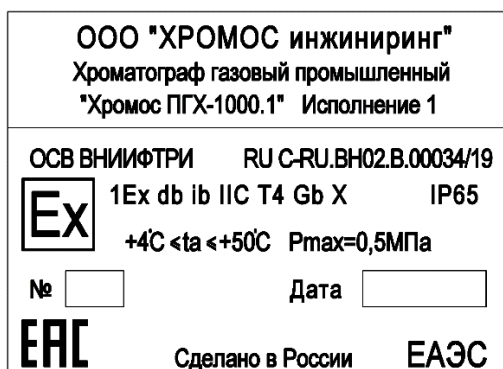


Рисунок 3 – Образец шильдика в исполнении 1

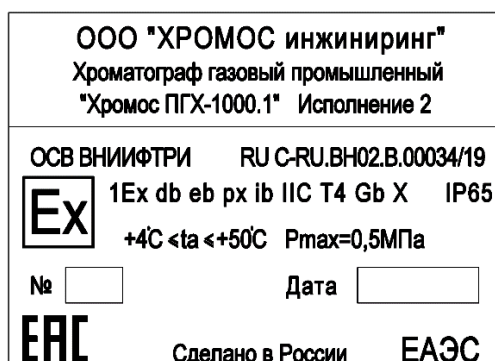


Рисунок 4 – Образец шильдика в исполнении 2

Маркировка взрывозащиты должна соответствовать ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011).

Программное обеспечение

Для управления работой хроматографа, сбора и обработки хроматографических данных, ведения базы данных по хроматографическим анализам используется программное обеспечение «Хромос».

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	CalcModule.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 1.2
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	37C2B7AB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного кода	CRC-32

Влияние программного обеспечения на метрологические характеристики отсутствует.

Метрологические характеристики хроматографа нормированы с учетом программного обеспечения.

При работе хроматографа газового промышленного «Хромос ПГХ-1000.1» (исполнение 2) в соответствии с ГОСТ 31371.7-2020, для управления работой хроматографа, сбора и обработки хроматографических данных, ведения базы данных по хроматографическим анализам используется программное обеспечение «Хромос Поток».

Таблица 1.1 – Идентификационные данные программного обеспечения.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Хромос Поток
Контролируемый файл:	Chromos.Calc.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.0.0
Контрольная сумма ПО	7f217998-e840a84d-fa78bd3b-d9d97592-90db3c08

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Пределы допускаемого значения относительного среднего квадратического отклонения (ОСКО) выходного сигнала (площади, времени удерживания) в изотермическом режиме

Детектор	ОСКО по времени удерживания, %	ОСКО по площади, %		
		Дозирование газа	Дозирование жидкости	
			Насадочная колонка	Капиллярная колонка
ПИД	1	1	2	4
ДТП	1	1	2	-
ПФД-S	1	3	-	-
ТХД	1	2	-	-
ЭЗД	2	2	-	-
ЭХД	1	2	-	-
РИД	1	2	-	-

Таблица 3 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1. Пределы допускаемого значения относительного изменения выходного сигнала (площадей) от первоначального значения за 48 ч непрерывной работы, %	
- ПИД, ДТП	±5
- ПФД-S, ТХД	±10
- ЭЗД	±4
- ЭХД	±4
- РИД	±6
2. Уровень флуктуационных шумов нулевого сигнала детекторов не более:	
- ПИД, А	$2,0 \cdot 10^{-14}$
- ДТП, В	$1,6 \cdot 10^{-7}$
- ПФД-S, А	$5,0 \cdot 10^{-12}$
- ТХД, В	$1,0 \cdot 10^{-5}$
- ЭЗД, А	$1,0 \cdot 10^{-13}$
- ЭХД, В	$1,0 \cdot 10^{-6}$
- РИД, В	$1,0 \cdot 10^{-4}$

Продолжение таблицы 3

3. Уровень дрейфа нулевого сигнала детекторов не более:	
- ПИД, А/ч	$5,0 \cdot 10^{-12}$
- ДТП, В/ч	$1,0 \cdot 10^{-4}$
- ПФД-S, А/ч	$1,0 \cdot 10^{-10}$
- ТХД, А/ч	$1,0 \cdot 10^{-4}$
- ЭЗД, А/ч	$1 \cdot 10^{-12}$
- ЭХД, В/ч	$1,4 \cdot 10^{-5}$
- РИД, В/ч	$1,0 \cdot 10^{-2}$
4. Пределы детектирования детекторов не более:	
- ПИД, по гептану, бензолу или пропану, гС/с	$4,0 \cdot 10^{-12}$
- ДТП, гептану, пропану, азоту, водороду г/см ³	$3,0 \cdot 10^{-9}$
- ПФД-S, по сере в сероводороде, г/с	$4,0 \cdot 10^{-12}$
- ТХД, по кислороду, г/см ³	$1,5 \cdot 10^{-10}$
- ЭЗД по трихлорэтилену в азоте, г/с	$2,0 \cdot 10^{-13}$
- ЭХД, по сероводороду, г/см ³	$1,0 \cdot 10^{-11}$
- ЭХД, по этилмеркаптану, г/см ³	$3,0 \cdot 10^{-11}$
- РИД, по водороду, метану, г/см ³	$2,0 \cdot 10^{-12}$
- РИД, по кислороду, азоту, оксиду углерода, г/см ³	$9,0 \cdot 10^{-12}$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Температура термостата колонок, °С	от (Токр + 3) до +300
Температура термостатируемых зон, °С	от +40 до +300
Максимальная температура дозатора, °С	+300
Максимальная температура кранов, °С	+300
Максимальная температура детекторов, °С:	+300
Дискретность задания температур во всех зонах, °С	0,01
Отклонение среднего установившегося значения температуры термостатов от заданного значения, °С	±5
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	230 ± 23
- частота переменного тока, Гц	$50 \pm 0,4$
- напряжение постоянного тока, В	24 ± 3
Конфигурация хроматографа: Габаритные размеры (Д x Ш x В), мм, не более	250x400x600 660x350x1010
- Исполнение 1 (моноблок)	
- Исполнение 2 (состоит из нескольких блоков)	
Наработка на отказ, ч, не менее	26280
Средний срок службы, лет	10
Масса (без системы пробоподготовки), кг, не более	50 80
- Исполнение 1	
- Исполнение 2	
Мощность, потребляемая хроматографом (без дополнительных устройств), ВА, не более:	450
Исполнение 1: при выходе на рабочий режим	

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Исполнение 2: при выходе на рабочий режим	2200
Исполнение 1: после выхода на рабочий режим	80
Исполнение 2: после выхода на рабочий режим	1000
Время выхода на режим, час, не более	1,5
Передача данных	Ethernet (Modbus TCP), RS-485 (Modbus RTU), Аналоговый выход от 0 до 20 мА Аналоговый выход от 4 до 20 мА Аналоговый выход от 0 до 5 В Аналоговый выход от 0 до 10 В Аналоговый выход от - 5 до + 5 В Аналоговый выход от - 10 до + 10 В Дискретные выходы (сухой контакт)
Маркировка взрывозащиты:	
-Исполнение 1	1Ex db ib IIC T4 Gb X
-Исполнение 2	1Ex db eb px ib IIC T4 Gb X
Подгруппа электрооборудования по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011)	IIС
Температурный класс:	
-Исполнение 1	T4
-Исполнение 2	T4
Применяемый тип взрывозащиты:	
-Исполнение 1 -взрывонепроницаемая оболочка по ГОСТ IEC 60079-1-2011.	d
- Исполнение2 -оболочка под избыточным давлением по ГОСТ IEC 60079-2-2013.	p
- повышенная защита по ГОСТ 31610.7-2012/IEC 60079-7:2006	e
- заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением. Ex–атмосфера изолирована от источника возгорания по ГОСТ IEC 60079-2-2013	px
Степень защиты от воздействия окружающей среды хроматографа по ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013)	IP65
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от +4 до +50
- относительная влажность, %	от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации методом компьютерной графики и на информационную табличку хроматографа в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность хроматографов

Наименование	Обозначение	Количество
Хроматограф газовый промышленный «Хромос ПГХ-1000.1» Исполнение 1 Исполнение 2	ХАС 1.550.004	1
Составные части комплекса		
Эксплуатационные документы (комплект)	ХАС 1.550.004 ВЭ	1
Персональный компьютер		
Программное обеспечение «Хромос» на USB-флеш-накопителе	ХАС 3.001.001	1
Комплект ЗИП	ХАС 2.320.006 ЗИ	1
Упаковка	-	1
Составные части хроматографа		
Детекторы		
Детектор ПИД Детектор ДТП проточный Детектор ЭЗД Детектор ПФД-S Детектор ТХД Детектор ЭХД Детектор РИД	-	
Устройства ввода проб		
Кран 4-х портовый газовый Кран 6-ти портовый газовый Кран 8-ми портовый газовый Кран 10-ти портовый газовый Краны для ввода жидких проб (КДЖ)	-	
Дополнительные устройства		
Дозатор автоматический парофазный Дозатор с функцией дозирования жидкости, равновесного пара и твердофазной экстракции Индикатор расхода газа Блок регулирования давления газов Блок регулирования расхода газов Разветвители газовых потоков Блок коммутации и подготовки газов Узлы сброса Устройство для разгазирования Регулятор давления механический Фильтры дополнительной очистки газов Блок фильтров выносной Фильтры для улавливания механических частиц	-	

Продолжение таблицы 5

Дополнительное оборудование		
Компрессор воздуха Детекторы поиска утечек газов Регуляторы давления высокой чистоты Дроссель механический Вентили тонкой регулировки Система разгазирования проб Пробоотборники Колонки адсорбционные Колонки насадочные стеклянные Колонки насадочные металлические Колонки капиллярные Газовая арматура в комплекте	-	Наличие указывается в упаковочном листе
Баллоны с аттестованными газовыми и жидкими смесями	-	
Баллоны с газами		
Стандартные образцы		
Чистые вещества		
Реактивы		
Примечание – Комплект поставки определяется заказом потребителя, исходя из аналитических задач.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.5 Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 26703–93 Хроматографы аналитические газовые. Общие технические требования и методы испытаний;

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

ТУ 4215-006-69502896-18 с изменением 3. Хроматографы газовые промышленные «Хромос ПГХ-1000.1». Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ХРОМОС Инжиниринг»

(ООО «ХРОМОС Инжиниринг»)

ИНН 5249111131

Адрес: 606002, Нижегородская обл., г. Дзержинск, ул. Лермонтова, д. 20, стр. 83

Тел./факс: (8313) 249-200, 249-300, 348-255

E-mail: mail@has.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области» (ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)

Адрес: 603950 г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д. 1

Тел. 8(800) 200-22-14

E-mail: mail@nnscsm.ru

Web-сайт: <http://www.nnscsm.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30011-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» сентября 2023 г. № 1800

Регистрационный № 76251-19

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Сканеры оптические трехмерные RangeVision PRO

Назначение средства измерений

Сканеры оптические трехмерные RangeVision PRO (далее – сканеры) предназначены для измерений геометрических параметров поверхностей сложной формы.

Описание средства измерений

Принцип действия сканеров основан на проецировании структурированного света на измеряемый объект. Контрастное изображение, спроецированное на объект, формирует на поверхности кодированный паттерн, что даёт возможность воссоздать его объемную форму благодаря цифровым камерам, которые снимают изображения под углом к источнику света. Получение полной объемной модели объекта заключается в проведении серии снимков, сделанных с разных сторон, и их последующем объединении в единое целое.

Сканер состоит из модуля сканирования, в который входит LED проектор и 2 цифровые камеры.

Модуль сканирования может выпускаться в двух исполнениях (Рисунок 2), отличающихся между собой формой и цветом модуля сканирования.

Сканеры выпускаются одной модификации и могут быть сконфигурированы на три измерительных объема L, M и S, отличающихся друг от друга размерами захватываемого пространства.

При изменении конфигурации объемов меняются объективы камер, а также расстояния между камерами. На сканерах установлен цифровой проектор с LED-источником света. Камеры монохромные с разрешающей способностью 6 Мегапикселей.

Пломбирование корпуса сканеров от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Заводской (серийный) номер сканера имеет буквенно-цифровое обозначение и нанесен на сканер в виде маркировочной таблички типографским способом. Общий вид маркировочной таблички представлен на рисунке 1.



а) Исполнение 1



б) Исполнение 2

Рисунок 1 – Общий вид маркировочной таблички



а) Исполнение 1

б) Исполнение 2

Рисунок 2 – Общий вид сканеров

Программное обеспечение

Сканеры имеют в своем составе программное обеспечение ScanCenter NG.

ScanCenter NG представляет собой программное обеспечение, которое позволяет осуществлять управление сканерами, проводить их калибровку, осуществлять сканирование и совмещение отдельных снимков различными программными методами.

Программное обеспечение является неизменным.

Средства для программирования или изменения метрологически значимых функций отсутствуют.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ScanCenter NG
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2019.1
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики сканеров представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики сканеров

Наименование характеристики	Конфигурация		
	S	M	L
Диапазон измерений, мм: - по оси X - по оси Y - по оси Z	от 0 до 140 от 0 до 90 от 0 до 80	от 0 до 320 от 0 до 210 от 0 до 200	от 0 до 550 от 0 до 340 от 0 до 360
Расстояние до измеряемого объекта по оси Z, мм	310	420	720
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений*, мкм	±40	±60	±80
Примечание: * - при температуре воздуха от плюс 18 до плюс 26 °С и относительной влажности воздуха не более 80%			

Таблица 3 – Технические характеристики сканеров

Наименование характеристики	Конфигурация		
	S	M	L
Разрешающая способность камер, Мп	6		
Габаритные размеры сканера (исп. 1), мм, не более - длина - ширина - высота	408 380 125		
Габаритные размеры сканера (исп. 2), мм, не более - длина - ширина - высота	410 450 150		
Масса сканера (исп. 1), кг, не более	6,5		
Масса сканера (исп. 2), кг, не более	6,0		
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %, без конденсата, не более	от +5 до +35 80		
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22 50		

Знак утверждения типа

наносится на руководство по эксплуатации сканеров оптических трехмерных RangeVision PRO типографским способом и на корпус сканера методом наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Сканер оптический трехмерный в кейсе	RangeVision PRO исп.1 или RangeVision PRO исп.2	1 шт.
Штатив	-	1 шт.
Калибровочная плита	-	1 компл.
Набор объективов	-	1 компл.
Персональный компьютер с ПО	-	1 шт.
Паспорт	PB 01.001 ПС	1 экз.
Методика поверки	МП № 203-30-2019	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Разделе «Сканирование» Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к сканерам оптическим трехмерным RangeVision PRO

ТУ 4221-001-58247656-2018 Сканеры оптические трехмерные RangeVision. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РэнджВижн» (ООО «РВ»)
ИНН 5024151174
Адрес: 143404, Московская обл., г. Красногорск, ул. Ленина, д. 5Б, помещ. VI
Телефон: +7 (495) 532-72-80
Адрес в интернет: www.rangevision.ru
Адрес электронной почты: info@rangevision.ru

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
Адрес в интернет: www.vniims.ru
Адрес электронной почты: office@vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» сентября 2023 г. № 1800

Регистрационный № 76917-19

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Волжская ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Волжская ГЭС» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень системы - информационно-измерительные комплексы (далее ИИК) включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи, контроллеры телесигнализации (КТС).

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включающий сервер сбора (2 шт., основной и резервный), сервера баз данных и передачи данных (1 шт.), рабочие места операторов (АРМ, 1 шт.), серверы синхронизации времени (2 шт., основной и резервный), технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности (без учета коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения), которые усредняются за период 0,02 с. Электрическая энергия (активная, реактивная), как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мгновенной мощности (активной, реактивной), вычисляется в микропроцессоре счетчика для интервалов времени 30 мин.

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

АИИС КУЭ выполняет измерение количества активной и реактивной электрической энергии (с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения) с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода, используемое для формирования данных коммерческого учета. Коэффициенты трансформации прописываются и хранятся в ПО «Пирамида 2000.Сервер» на сервере сбора АИИС КУЭ. Автоматизация учета перетоков электрической энергии по обходным выключателям ОРУ-220 кВ реализована на базе контроллера телесигнализации, реализующего функцию определения состояния схемы измерения на основе полученных дискретных сигналов положения коммутационных аппаратов (выключателей и разъединителей). Дискретные сигналы вводятся в контроллер телесигнализации с реле-повторителей положения коммутационных аппаратов.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков (результаты измерений, журналы событий) и контроллеров телесигнализации (дискретные сигналы положения коммутационных аппаратов) при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера, где производится измерение количества активной и реактивной электрической энергии по данным измерений со счетчиков с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, а также накопление, хранение измерительной информации и журналов событий, оформление справочных и отчетных документов, и по каналам связи обеспечивается дальнейшая передача информации в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» «Волгоградское РДУ», ПАО «ФСК ЕЭС» и другим заинтересованным организациям.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе двух серверов (основной и резервный) синхронизации времени ССВ-1Г, принимающих сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS и ГЛОНАСС) - привязана к единому календарному времени. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии в АИИС КУЭ, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации и коррекции времени. Часы сервера сбора АИИС КУЭ синхронизированы со временем ССВ-1Г. Сверка показаний часов сервера сбора АИИС КУЭ с часами ССВ-1Г происходит циклически с периодом 1 день по запросу сервера АИИС КУЭ и асинхронно по инициативе ССВ-1Г, при расхождении часов сервера сбора АИИС КУЭ и ССВ-1Г более чем на 1 секунду выполняется корректировка времени сервера сбора АИИС КУЭ. Сверка показаний часов счетчиков АИИС КУЭ с часами сервера сбора АИИС КУЭ происходит циклически с периодом 1 день по запросу сервера сбора АИИС КУЭ, при расхождении часов счетчика с часами сервера сбора АИИС КУЭ более чем на 2 секунды выполняется корректировка времени счетчика. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени от источника точного времени при проведении измерений количества электроэнергии в АИИС КУЭ с точностью не хуже ± 5 секунд/сутки.

Заводской номер АИИС КУЭ в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр нанесен типографским способом на этикетку расположенную на корпусе основного сервера ИКМ и на этикетку расположенную на корпусе резервного сервера ИКМ. Дополнительно заводской номер 001 наносится в формуляре типографским способом.

Общий вид основного и резервного сервера ИКМ АИИС КУЭ с указанием мест нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.

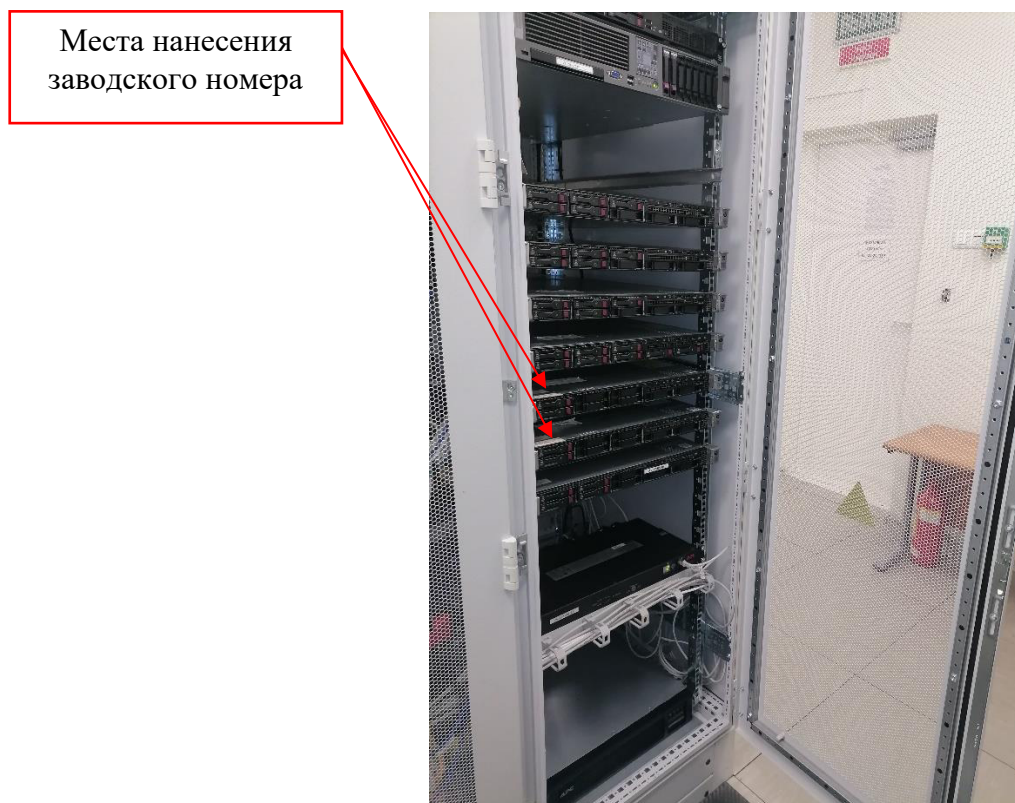


Рисунок 1 - Общий вид основного и резервного сервера ИКМ с указанием мест нанесения заводского номера.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000» версии не ниже 3.0. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, опломбированием сервера, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000. Сервер»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 3.0
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО	9FA97BA8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование присоединения точки учета	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	СОЕВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	1Г	ТШВ-15 6000/5, КТ 0,5 Рег. № 78512-20	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ССВ-1Г Рег.№ 58301-14	Активная Реактивная
2	2Г	ТШВ-15 6000/5, КТ 0,5 Рег. № 78512-20	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11 UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 55007-13	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
3	3Г	ТШВ-15 6000/5, КТ 0,5 Рег. № 78512-20	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	4Г	ТШВ-15 6000/5, КТ 0,5 Рег. № 78512-20	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ССВ-1Г Рег.№ 58301-14	Активная Реактивная
5	5Г	ТШВ-15 6000/5, КТ 0,5 Рег. № 78512-20	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Активная Реактивная
6	6Г	ТШВ-15 6000/5, КТ 0,5 Рег. № 78512-20	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная
7	7Г	ТШЛ-20 8000/5, КТ 0,2S Рег. № 36053-07	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Активная Реактивная
8	8Г	ТШЛ-20 8000/5, КТ 0,2S Рег. № 36053-07	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
9	9Г	ТШЛ-20 8000/5, КТ 0,2S Рег. № 36053-07	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
10	10Г	ТШЛ-20 8000/5, КТ 0,2S Рег. № 36053-07	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	11Г	ТШЛ-20 8000/5, КТ 0,2S Рег. № 36053-07	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ССВ-1Г Рег.№ 58301-14	Активная Реактивная
12	12Г	ТШЛ-20 8000/5, КТ 0,2S Рег. № 36053-07	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
13	13Г	ТШВ-15 6000/5, КТ 0,5 Рег. № 78512-20	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
14	14Г	ТШВ-15 6000/5, КТ 0,5 Рег. № 78512-20	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
15	15Г	ТШВ-15 6000/5, КТ 0,5 Рег. № 78512-20	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
16	16Г	ТШВ-15 6000/5, КТ 0,5 Рег. № 78512-20	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Активная Реактивная
17	17Г	ТШЛ-20 8000/5, КТ 0,2S Рег. № 36053-07	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	18Г	ТШЛ-20 8000/5, КТ 0,2S Рег. № 36053-07	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ССВ-1Г Рег.№ 58301-14	Активная Реактивная
19	19Г	ТШЛ-20 8000/5, КТ 0,2S Рег. № 36053-07	UGE 13800/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
20	20Г	ТШЛ-20 8000/5, КТ 0,2S Рег. № 36053-07	UGE 13800/√3/100/√3, КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
21	21Г	ТШЛ-20 8000/5, КТ 0,2S Рег. № 36053-07	UGE 13800/√3/100/√3, КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
22	22Г	ТШЛ-20 8000/5, КТ 0,2S Рег. № 36053-07	UGE 13800/√3/100/√3, КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
23	23Г	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	UGE 10500/√3/100/√3, КТ 0,2 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
28	ВЛ 220 кВ Волжская ГЭС - Алюминиевая №3	ТГФ220-II* 2000/1, КТ 0,2S Рег. № 20645-05	НАМИ-220 УХЛ1 220000/√3/100/√3, КТ 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
29	В-О1	ТОГФ (П) 3000/1, КТ 0,2S Рег. № 61432-15	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$, КТ 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ССВ-1Г Рег.№ 58301-14	Активная Реактивная
30	ВЛ 220 кВ Волжская ГЭС - Волжская №1	ТГФ220-П* 2000/1, КТ 0,2S Рег. № 20645-05	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$, КТ 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
31	ВЛ 220 кВ Волжская ГЭС – Алюминиевая №1	ТГФ220-П* 2000/1, КТ 0,2S Рег. № 20645-05	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$, КТ 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
32	В-О2	ТОГФ (П) 3000/1, КТ 0,2S Рег. № 61432-15	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$, КТ 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная
33	ВЛ 220 кВ Волжская ГЭС - Алюминиевая №2	ТГФ220-П* 2000/1, КТ 0,2S Рег. № 20645-05	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$, КТ 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
34	ВЛ 220 кВ Волжская ГЭС - Волжская №2	ТГФ220-П* 2000/1, КТ 0,2S Рег. № 20645-05	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$, КТ 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
35	ВЛ 500 кВ Волжская ГЭС- Волга	ТФНКД-500-П 2000/1, КТ 0,5 Рег. № 3639-73	VCU-525 500000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$, КТ 0,2 Рег. № 37847-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
36	ВЛ 500 кВ Волжская ГЭС- Фроловская	ТФНКД-500-П 2000/1, КТ 0,5 Рег. № 3639-73	VCU-525 500000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$, КТ 0,2 Рег. № 37847-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ССВ-1Г Рег.№ 58301-14	Активная Реактивная
39	АГЭС-3, КРУН-0,4 кВ (ОРУ-500 кВ)	Т-0,66 50/5, КТ 0,5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
40	ВОРЗ, 1ПР, секция 2ТПЮ 0,4 кВ	Т-0,66 400/5, КТ 0,5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
41	Освещение, Т-ТНО-1, ввод 1 0,4 кВ	ТОП 200/5, КТ 0,5S Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
42	Освещение, Т-ТНО-1, ввод 2 0,4 кВ	ТОП 200/5, КТ 0,5S Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
43	Освещение, ТЭ-1, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 600/5, КТ 0,5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
44	Полив, ТЭ-2, ввод 0,4 кВ	ТК-20 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1407-60	-	СЭТ-4ТМ.03.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная
45	КТП-СЭМ, ввод 0,4 кВ	ТШ-0,66 800/5, КТ 0,5 Рег. № 22657-12	-	СЭТ-4ТМ.03.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
47	ВОРЗ, 2ПР, секция 1ТПЮ 0,4 кВ	Т-0,66 400/5, КТ 0,5S Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ССВ-1Г Рег.№ 58301-14	Активная
48	Освещение, Т-ТНО-2, ввод 2 0,4 кВ	ТОП 200/5, КТ 0,5S Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Реактивная
49	ТМ-54, ввод 0,4 кВ	ТТИ 600/5, КТ 0,5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная
50	ВОРЗ, ПР транспортного участка 0,4 кВ	ТТИ 300/5, КТ 0,5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Реактивная
52	КРУ-10 кВ, 1 с.ш., яч.№22	ТОЛ 150/5, КТ 0,2S Рег. № 47959-16	ЗНОЛП 10000/√3/100/√3, КТ 0,5 Рег. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная
53	КРУ-10 кВ, 2 с.ш., яч.№55	ТОЛ 150/5, КТ 0,2S Рег. № 47959-16	ЗНОЛП 10000/√3/100/√3, КТ 0,5 Рег. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Реактивная

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 не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена ССВ-1Г на аналогичный утвержденных типов.
- 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией, не ниже указанной в описании типа средства измерений.
- 5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК типа КЭ-С			
Номера ИК	Вид электроэнер- гии	Границы основной по- грешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1 – 4, 13 - 15, 23, 35, 36	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,7
5, 6, 16	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,2	4,1
7	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,4	3,6
8-12, 17 -22, 28 - 34	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,2
39, 40, 43-45, 49, 50	Активная	0,8	5,3
	Реактивная	1,9	2,7
41, 42, 47, 48	Активная	0,8	4,7
	Реактивная	1,9	2,9
52, 53	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с/сут		±5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие P = 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 25 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C - для ТТ и ТН - для электросчетчиков - для ССВ-1Г	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от 49,6 до 50,4 от -60 до +70 от -40 до +60 от +5 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Серверы (ИКМ, БД): - коэффициент готовности, не менее - время восстановления, ч, не более ССВ-1Г: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - коэффициент готовности, не менее - время восстановления, ч, не более	165 000 2 140 000 2 90 000 2 0,99 1 22 000 0,95 24
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, суток, не менее - при отключении питания, лет, более Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоя питания сервера с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты по резервированным каналам связи.

В журналах событий фиксируются с указанием даты и времени следующие факты (по каждому факту по результатам автоматической самодиагностики):

- журнал счетчика;
- выключения/включения счетчика;
- параметрирования счетчика;
- пропадания и восстановления напряжения по каждой фазе;
- коррекции времени в счетчике с фиксацией времени до и после коррекции;

- журнал сервера:
 - выключения/включения счетчика;
 - параметрирования счетчика;
 - пропадания и восстановления напряжения по каждой фазе;
 - коррекции времени в счетчике с фиксацией времени до и после коррекции;
 - коррекция времени в сервере с фиксацией времени до и после коррекции;
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - замена счетчика;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерения

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	26 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	7 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.08	11 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.08М.16	1 шт.
Трансформатор тока	ТГФ220-П*	15 шт.
Трансформатор тока	ТОГФ (П)	6 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТШВ-15	30 шт.
Трансформатор тока	ТШЛ-20	36 шт.
Трансформатор тока	ТФНКД-500-П	6 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	12 шт.
Трансформатор тока	ТОП	9 шт.
Трансформатор тока стационарный	ТК-20	3 шт.
Трансформатор тока	ТШ-0,66	3 шт.
Трансформатор тока измерительный на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	6 шт.
Трансформатор тока опорный	ТОЛ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	6 шт.
Трансформатор напряжения	UGE	69 шт.
Трансформатор напряжения емкостной	VCU-525	6 шт.
Контроллер телесигнализации	КТС	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	2 шт.
Сервер сбора основной	Сервер ИКМ №1	1 шт.
Сервер сбора резервный	Сервер ИКМ №2	1 шт.
Сервер баз данных и передачи данных	Сервер БД	1 шт.
Автоматизированное рабочее место	АРМ	1 шт.
Методика поверки	-	1 экз.
Формуляр	ВЖ000С17557.001.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Волжская ГЭС», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», 2019 г., уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312601 (свидетельство об аттестации № 001- RA.RU.312601-2019).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Изготовитель

Филиал Публичного акционерного общества «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро» - «Волжская ГЭС» (Филиал ПАО «РусГидро» - «Волжская ГЭС»)
ИНН 2460066195

Адрес: 404130, Волгоградская обл., г. Волжский, пр-кт Ленина, д. 1а

Тел.: +7 (8443) 420359

Факс: +7 (8443) 410613

E-mail: vges@rushydro.ru

Web-сайт: www.rushydro.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью инвестиционно-инжиниринговая группа «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

Адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-кт Ленина, д. 124

Телефон: +7 982-282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312601.

в части вносимых изменений:

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

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

Телефон (факс): (861) 233-76-50, (861) (233-85-86)

Web-сайт: www.krasnodarcsm.ru

E-mail: info@ krasnodarcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311581.