

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2023 г. № 438

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемая изготовитель	Дата утверждения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Преобразователи термоэлектрические	ТПП 2 821 004, ТПР 2 821 005, ТПР 2 821 006, ТПП 5 182 002, ТПР 5 182 003, ТПР 5 182 004	№2673; №2674	13375-04	-	-	ГОСТ 8.338-2002	-	-	01.12.2022	Акционерное общество «Научно-производственное предприятие «ЭТАЛОН» (АО «НПП «ЭТАЛОН»), г. Омск	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
2.	Счетчики ультразвуковые	ALTOSONI C VR (мод. ALTOSONI C VMR)	ALTOSONIC VMR DN600 – зав. №226065 1003 A0552524	27615-09	-	-	МП 208-009-2022	-	-	21.12.2022	Общество с ограниченной ответственностью «КАПИТАЛ НН» (ООО «КАПИТАЛ НН»), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

3.	Датчики весоизмерительные тензорезисторные	М	М50-1-С1 – зав. №448323	53673-13	-	-	-	ГОСТ 8.631-2013 приложени е ДА	-	15.12. 2022	Акционерное общество «Весоизмерительная компания «Тензо-М» (АО «ВИК «Тензо-М»)), Московская обл., д.п. Красково	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Санкт- Петербург
4.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Хвойная	-	АУВП.411711. ФСК.РИК.008. 24	69306-17	-	РТ-МП- 4693-500- 2017	РТ-МП-1275- 500-2022	-	12.12. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)), г. Москва	ФБУ «Ростест- Москва», г. Москва	
5.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Дипкун	-	АУВП.411711. ФСК.РИК.008. 06	69328-17	-	РТ-МП- 4705-500- 2017	РТ-МП-1270- 500-2022	-	26.12. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)), г. Москва	ФБУ «Ростест- Москва», г. Москва	
6.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Кварц	-	АУВП.411711. ФСК.012.29	69801-17	-	РТ-МП- 4754-500- 2017	РТ-МП-1173- 500-2022	-	08.12. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)), г. Москва	ФБУ «Ростест- Москва», г. Москва	
7.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Сургут	-	006	74471-19	-	РТ-МП- 5762-500- 2019	РТ-МП-1240- 500-2022	-	27.12. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)), г. Москва	ФБУ «Ростест- Москва», г. Москва	

8.	Анализаторы элементные	СПЕКТРО-СКАН МЕТА	СПЕКТРО-СКАН МЕТА-N(L)S-V-03 (зав.№11222), СПЕКТРОСКАН МЕТА-NS-03 (зав. №11218)	76508-19	Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «СПЕКТРОН» (ООО «НПО «СПЕКТРОН»), г. Санкт-Петербург	-	МП 125-251-2020	-	-	30.11.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «СПЕКТРОН» (ООО «НПО «СПЕКТРОН»), г. Санкт-Петербург	УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Екатеринбург
9.	Системы информационно-управляющие	«Сириус»	007582, 007583, 007584, 007585	80247-20	-	-	МП 2601/1-311229-2021	-	-	07.12.2022	Общество с ограниченной ответственностью «ИНГК-ПРОМТЕХ» (ООО «ИНГК-ПРОМТЕХ»), г. Пермь	ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология», г. Чехов
10	Система измерений количества и показателей качества нефти № 574 ПСП «Герасимовское»	-	50377	85947-22	Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании (АО «Томскнефть» ВНК), Томская обл., г. Стрежевой	МП 452-2022	-	МП 452-2022 (с изменением № 1)	-	02.12.2022	Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании (АО «Томскнефть» ВНК), Томская обл., г. Стрежевой	ФБУ «Томский ЦСМ», г. Томск

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики ультразвуковые ALTOSONIC VR (мод. ALTOSONIC VMR)

Назначение средства измерений

Счетчики ультразвуковые ALTOSONIC VR (мод. ALTOSONIC VMR), далее - счётчики, предназначены для измерений объема и массы жидкостей.

Описание средства измерений

Принцип работы счётчика основан на время-импульсном методе измерений, при котором разность времени прохождения ультразвукового импульса в жидкости по направлению и против направления движения жидкости пропорциональна скорости (расходу) потока жидкости в трубопроводе.

Счетчик ALTOSONIC VR используется для измерения объема, счетчик ALTOSONIC VMR – для измерения объема и/или массы.

В состав счетчика входят:

- первичный преобразователь UFS 500 F-EEh;
- промежуточный преобразователь UFC 500 F-EEh или преобразователь сигналов UFC 5, помещенные в защитную коробку;
- индустриальный компьютер UPC 500 P (или компьютерная стойка);
- программное обеспечение KROHNE;
- блок ввода/вывода;
- индивидуальные прямолинейные участки трубопровода на входе и выходе первичного преобразователя.

Счетчики могут использоваться совместно с преобразователями температуры, давления и плотности.

Конструктивно счетчик выполнен в виде отдельных составных частей.

Первичный преобразователь состоит из присоединительных фланцев, входного конфузора, цилиндрического измерительного участка с десятью ультразвуковыми датчиками, образующими пять акустических каналов, и выходного диффузора, а также входного и выходного прямолинейных участков.

Входной прямолинейный участок трубопровода первичного преобразователя имеет струевыпрямитель. Выходной прямолинейный участок при установке преобразователей температуры и давления может иметь присоединительные штуцеры.

При движении жидкости через первичный преобразователь измеряются интервалы времени прохождения ультразвуковых импульсов в акустических каналах. По результатам измерений в компьютере или, в случае применения преобразователя сигналов UFC 5, непосредственно в преобразователе сигналов определяются значения скоростей в каждом из пяти акустических каналов и средняя скорость потока измеряемой среды через поперечное сечение первичного преобразователя. По средней скорости потока компьютер или преобразователь сигналов UFC 5 вычисляет расход и объем измеряемой среды.

При измерении массы счетчик преобразует электрические сигналы от плотномера, преобразователей температуры и давления в цифровой код.

Преобразование сигналов может производиться в блоке ввода/вывода, который может быть выполнен как в одном блоке с компьютером, так и отдельно, или в компьютерной стойке. По измеренным значениям плотности, температур, давлений и объема в компьютере или компьютерной стойке вычисляется значение массы.

Измеренные и вычисленные значения могут преобразовываться в токовый (4-20 мА) и частотно-импульсный сигналы, а также передаваться по RS485 (RS232) и выводиться на показывающее устройство (дисплей) компьютера, или показывающее устройство (дисплей) компьютерной стойки, или дисплей персонального компьютера (далее – ПК), подключенного к преобразователю сигналов UFC 5.

На показывающем устройстве (дисплее) компьютера или компьютерной стойки индуцируется следующая информация:

- значения объема и объёмного расхода в прямом и обратном направлении потока (может также отображаться на дисплее ПК, подключенного к преобразователю сигналов UFC 5);
- значения температуры и давления жидкости (может также отображаться на дисплее ПК, подключенного к преобразователю сигналов UFC 5);
- значения массы и массового расхода (только ALTOSONIC VMR);
- значение объема нефти и нефтепродуктов, приведенного к стандартным условиям (температура $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ или $15\text{ }^{\circ}\text{C}$, давление $P_{изб} = 0\text{ МПа}$ или $P_{абс} = 0,101325\text{ МПа}$);
- профиль измеряемого потока в графической форме в реальном масштабе времени (может также отображаться на дисплее ПК, подключенного к преобразователю сигналов UFC 5);
- значения скоростей прохождения ультразвуковых импульсов в акустических каналах первичного преобразователя (может также отображаться на дисплее ПК, подключенного к преобразователю сигналов UFC 5);
- интенсивность закрутки потока (свёрла) (может также отображаться на дисплее ПК, подключенного к преобразователю сигналов UFC 5);
- диагностические сообщения о работе счетчика (может также отображаться на дисплее ПК, подключенного к преобразователю сигналов UFC 5).



Рисунок 1– Внешний вид первичного преобразователя UFS 500 F-EEEx



Рисунок 2 – Внешний вид промежуточного преобразователя UFC 500 F-EEh или UFC 5 в защитной коробке



Рисунок 3 – Внешний вид промышленного компьютера UPC 500 P

Заводские номера, входящих в состав компонентов, в виде цифрового обозначения наносятся методом гравировки на маркировочные таблички, расположенные на откидной крышке промежуточного преобразователя UFC 500 F-EEh или UFC 5 в защитной коробке и стойке клеммной коробки первичного преобразователя.

Нанесение знака поверки на счетчики не предусмотрено.

Схема пломбирования от несанкционированного доступа приведена на рисунках 5,6.

Знак утверждения типа наносится в правом верхнем углу маркировочной таблички.

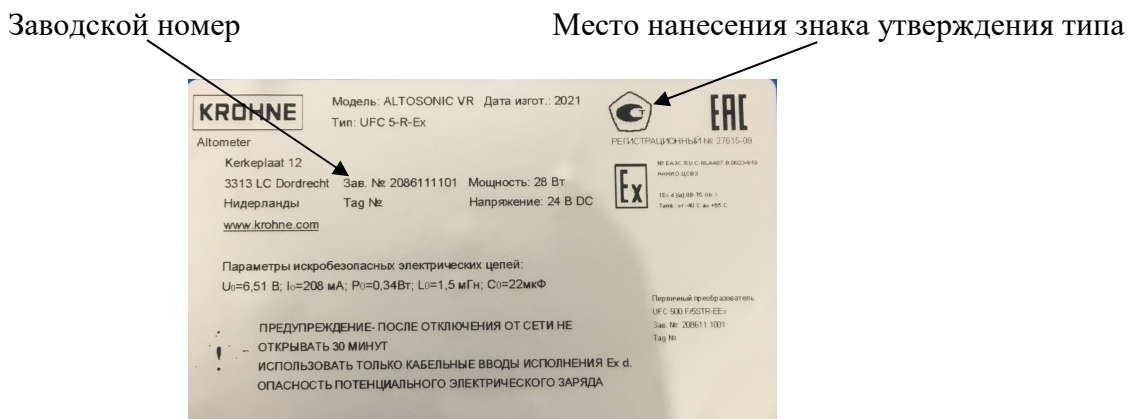


Рисунок 4 – Внешний вид маркировочной таблички

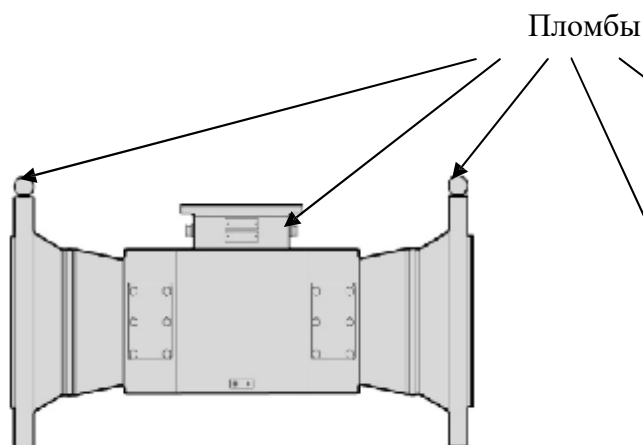


Рисунок 5 – Схема пломбировки
первичного преобразователя UFS 500 F-EEh

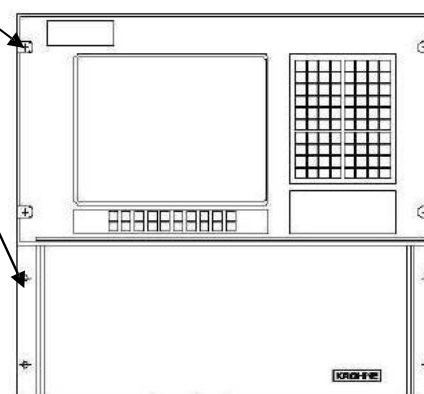


Рисунок 6 – Схема пломбировки
индустриального компьютера UPC 500 P

Программное обеспечение

Программное обеспечение счетчиков предназначено для обработки измерительной информации, поступающей от первичного преобразователя счетчика, а также первичных преобразователей плотности, температуры, давления, вычисления расхода и количества жидкости, прошедшей через счетчик, индикации результатов измерений и вычислений, вычислений поправочного коэффициента поверяемого/калибруемого счетчика, настройки параметров работы счетчика, формирования диагностических сообщений о работе счетчика, формирования выходных сигналов, передачи результатов измерений и вычислений, а также информации о состоянии счетчика по RS485 (RS232) по протоколу Modbus.

Для защиты от несанкционированного доступа к параметрам настройки может применяться пароль. Для программного обеспечения и данных, влияющих на метрологические характеристики счетчика, рассчитываются контрольные суммы, которые отображаются на показывающем устройстве счетчика. В случае применения преобразователя сигналов UFC 5, контрольная сумма выводится на дисплей ПК, подключенного к преобразователю сигналов.

Идентификация ПО счетчика проводится с помощью номера версии ПО, отображаемого на его показывающем устройстве или, в случае применения преобразователя сигналов UFC 5, на дисплее ПК, подключенного к преобразователю сигналов:

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО счетчика.

Идентификационные данные (признаки)			Значение	
Идентификационное наименование ПО			KROHNE AVR	MCD tool (KAFKA) или AS5_MCD.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО			03.00.XX.XX	03.1.X.X
Цифровой идентификатор ПО			Указывается в паспорте	
Обозначение X в записи номера версии ПО заменяет символы, отвечающие за метрологически незначимую часть.				

Защита метрологически значимой части ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по п. 4.5 Р 50.2.077-2014. Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, удаления и иных преднамеренных изменений ПО и измеренных данных.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики		Значение											
Условный диаметр, мм (дюйм)		100 (4")	150 (6")	200 (8")	250 (10")	300 (12")	350 (14")	400 (16")	450 (18")	500 (20")	600 (24")	700 (28")	800 (32")
Наибольший расход, м³/ч		280	600	1200	1800	2500	3500	4500 (5000*)	5700	7100	10000	13800	18000
Наименьший расход в зависи- мости от кратности диапазона измерений, м³/ч	2:1	140	300	600	900	1250	1750	2250	2850	3550	5000	6900	9000
	10:1	28	60	120	180	250	350	450	570	710	1000	1380	1800
	20:1	14	30	60	90	125	175	225	285	355	500	690	900
Цена деления шкалы индикации объёма, м³		0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Пределы допускаемой относитель- ной погрешности, в зависимости от кратности диапазона расходов $0,5Q_{\max} < Q < Q_{\max}$ ($0,05 Q_{\max} < Q < Q_{\max}$ по заказу), %: - при измерении объема - при измерении массы (только для ALTOSONIC VMR)		±0,07 ±0,1											
Примечание: *) – по заказу													

Таблица 3 – Технические характеристики (масса и длина первичного преобразователя)

Наименование характеристики	Значение										
	100 (4")	150 (6")	200 (8")	250 (10")	300 (12")	350 (14")	400 (16")	450 (18")	500 (20")	600 (24")	800 (32")
Условный диаметр, мм (дюйм)											
Масса первичного преобразователя (для фланцев 150 lb), кг	80	110	160	240	320	460	600	860	1000	1100	1800
Монтажная длина первичного преобразователя, мм	500 (550*)	600 (650*)	900 (950*)	1000 (1100*)	1100	1200	1300	1400	1500	1800	2200
Примечание: *) – для фланцев 600 lb											

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Измеряемая среда	Наименование параметра	Величина параметра
Жидкость (нефть, нефтепродукты, сжиженные газы, бензин, керосин, дизельное топливо, широкая фракция легких углеводородов, нестабильный газовый конденсат и т.д.)		
Температура измеряемой среды, °C		от -20 (-50**) до +120 (до +110 для ALTOSONIC VMR)
Вязкость измеряемой среды, сСт		от 0,1 до 400
Плотность измеряемой среды, кг/м³		от 300 до 1100
Давление в трубопроводе, не более, МПа		1,6 (16**)
Температура окружающего воздуха, °C		
- первичный преобразователь		от -55 до +55
- промежуточный преобразователь UFC 500 F-EEEx, преобразователь сигналов UFC 5		от -55 до +55
- компьютер		от +5 до +55
Класс защиты		
- первичный преобразователь		не ниже IP66
- промежуточный преобразователь UFC 500 F-EEEx, преобразователь сигналов UFC 5		не ниже IP65
- компьютер		не ниже IP57

Продолжение таблицы 4

Наименование параметра	Величина параметра
Взрывозащищенность - первичный преобразователь - промежуточный преобразователь UFC 500 F-EEх - преобразователь сигналов UFC 5	1Ex ib IIB T6...T3 (1 Ex d IIB T6) 1Ex d [ib] IIB T5 1Ex d [ia] IIB T5 Gb X 1Ex d [ia] IIB+H₂ T5 Gb X
Габаритные размеры, не более, мм: - промежуточный преобразователь UFC 500 F-EEх, преобразователь сигналов UFC 5 - компьютер (компьютерная стойка)	610x465x293 490x440x350 (2330x600x610)
Масса, не более, кг - промежуточный преобразователь UFC 500 F-EEх, преобразователь сигналов UFC 5 - компьютер (компьютерная стойка)	75 20 (208)
Номинальное напряжение питания в зависимости от исполнения, В: - промежуточный преобразователь UFC 500 F-EEх и компьютер - преобразователь сигналов UFC 5	230; 110; 24 переменный ток (частота 47...63 Гц), 24 (постоянный ток) от 20,4 до 26,4 (постоянный ток) от 100 до 240 (переменного тока (50/60 Гц))
Потребляемая мощность, не более: - промежуточный преобразователь UFC 500 F-EEх, - компьютер (компьютерная стойка), ВА - преобразователь сигналов UFC 5, Вт	200 120 (700) 28 (стандартное исполнение) 175 (с подогревающими элементами) 35
Длина входного прямого участка (при наличии струевыпрямителя), не менее	20 Ду (10 Ду)
Длина выходного прямого участка (в том числе до места монтажа преобразователей температуры), не менее	5 Ду (3 Ду)
Максимальная длина кабеля между первичным и промежуточным преобразователем, не более,	10
Примечание: **) – по заказу	

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5

Наименование	Кол-во
Счетчик ультразвуковой ALTOSONIC VR (мод. ALTOSONIC VMR)	1
Руководство по эксплуатации «Счетчики ультразвуковые ALTOSONIC VR (мод. ALTOSONIC VMR). Руководство по эксплуатации» ¹	1
Паспорт «Счетчик ультразвуковой ALTOSONIC VR (мод. ALTOSONIC VMR)» ¹	1
¹ Допускается комплектовать на бумажном или электронном носителе	

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе 3 документа «Счетчики ультразвуковые ALTOSONIC VR (мод. ALTOSONIC VMR). Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Техническая документация фирмы «KROHNE ALTOMETER», Нидерланды.

Изготовитель

Фирма «KROHNE ALTOMETER», Нидерланды
Адрес: Kerkeplaat 12, 3313 LC Dordrecht Postbus 110, 3300 AC Dordrecht
The Netherlands.
Факс: 31(0)786306390
Тел: 31(0)786306300

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Тел./факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2023 г. № 438

Регистрационный № 80247-20

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы информационно-управляющие «Сириус»

Назначение средства измерений

Системы информационно-управляющие «Сириус» (далее – системы) предназначены для измерений и преобразований аналоговых сигналов от первичных измерительных преобразователей (унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока, сигналы термопреобразователей сопротивления, сигналы напряжения постоянного тока, сигналы напряжения переменного тока, сигналы частоты), приема и обработки дискретных сигналов, формирования управляющих аналоговых (унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока, сигналы напряжения постоянного тока) и дискретных сигналов по командам оператора и по алгоритмам управления на основе полученных измерений параметров технологических процессов.

Описание средства измерений

Принцип действия систем основан на непрерывном измерении и преобразовании входных аналоговых сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей, в значения технологических параметров. Системы осуществляют приём дискретных сигналов, информирующих о состоянии контролируемого оборудования. На основе полученных сигналов системы формируют управляющие аналоговые и дискретные сигналы для управления исполнительными механизмами. Представление оперативной и архивной информации, визуализацию технологических процессов и задание режимов системы производят на устройствах отображения.

Конфигурация систем по составу оборудования, его количеству, требованиям к функциям формируется с учётом особенностей каждого управляемого технологического процесса и определяется проектом.

В системы, в зависимости от заказа, может входить следующее оборудование:

- шкафы управления, в которых размещаются процессорные модули, модули связи, станции и модули ввода/вывода, измерительные преобразователи (искробезопасные барьеры), панели управления, блоки питания, релейные модули и клеммы;
- шкафы управления силовые, в которых размещается все оборудование, указанное в предыдущем пункте, а также размещаются силовые автоматические выключатели, контакторы, устройства плавного пуска, преобразователи частоты и элементы их управления;
- шкафы устройств связи с объектом;
- автоматизированное рабочее место оператора;
- пульт резервного управления;
- серверное и коммуникационное оборудование.

Системы реализуют функции вторичной части измерительных каналов измерительных систем в соответствии с ГОСТ Р 8.596–2002 и позволяют на своей базе создавать системы автоматического управления и автоматизированные системы управления технологическими процессами.

Состав систем указан в таблице 1.

Таблица 1 – Состав систем

Тип сигнала	Измерительный преобразователь (искробезопасный барьер)	Модули ввода/вывода аналоговых сигналов и обработки данных
Аналоговый вход (сигналы силы постоянного тока)	—	Модуль ввода аналоговых сигналов 6ES7134-6GF00-0AA1 устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200SP (далее – 6ES7134-6GF00-0AA1) (регистрационный номер 74165-19)
	Преобразователь измерительный ввода-вывода серии АСТ20 модели АСТ20Х-2НАИ-2SAO-S (далее – АСТ20Х-2НАИ-2SAO-S) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 69025-17)	
	Барьер искробезопасности НБИ модификации НБИ-21П (далее – НБИ-21П) (регистрационный номер 59512-14)	
	Барьер искробезопасности ЛПА-042 (далее – ЛПА-042)	
	—	Модуль ввода аналоговых сигналов 6ES7134-6GD00-0BA1 устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200SP (далее – 6ES7134-6GF00-0AA1) (регистрационный номер 74165-19)
	АСТ20Х-2НАИ-2SAO-S (регистрационный номер 69025-17)	
	НБИ-21П (регистрационный номер 59512-14)	
	—	Модуль ввода аналоговых сигналов 6ES7134-6TD00-0CA1 устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200SP (далее – 6ES7134-6TD00-0CA1) (регистрационный номер 74165-19)
	АСТ20Х-2НАИ-2SAO-S (регистрационный номер 69025-17)	
	НБИ-21П (регистрационный номер 59512-14)	
	—	Модуль ввода аналоговых сигналов 6ES7134-6HB00-0CA1 устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200SP (далее – 6ES7134-6HB00-0CA1) (регистрационный номер 74165-19)
	АСТ20Х-2НАИ-2SAO-S (регистрационный номер 69025-17)	
	НБИ-21П (регистрационный номер 59512-14)	

Продолжение таблицы 1

Тип сигнала	Измерительный преобразователь (искробезопасный барьер)	Модули ввода/вывода аналоговых сигналов и обработки данных
Аналоговый вход (сигналы силы постоянного тока)	—	Модуль ввода аналоговых сигналов 6ES7531-7KF00- 0AB0 модуля измерительного контроллера программируемого SIMATIC S7-1500 (далее – 6ES7531- 7KF00-0AB0) (регистрационный номер 60314-15)
	НБИ-21П (регистрационный номер 59512-14)	
	ЛПА-042	
	—	Модуль аналогового ввода R500 AI 16 011 контроллера программируемого логического REGUL RX00 (далее – R500 AI 16 011) (регистрационный номер 63776-16)
	НБИ-21П (регистрационный номер 59512-14)	
	—	
Аналоговый вход (сигналы напряжения постоянного тока)	НБИ-21П (регистрационный номер 59512-14)	Модуль аналогового ввода R500 AI 08 041 контроллера программируемого логического REGUL RX00 (далее – R500 AI 08 041) (регистрационный номер 63776-16)
	—	6ES7531-7KF00-0AB0 (регистрационный номер 60314-15)
	—	Измерительный модуль 3500/42 комплекса измерительно- вычислительного для мониторинга работающих механизмов серии 3500 (далее – 3500/42) (регистрационный номер 72684-18)
	Барьер искробезопасности KFD2-VR4- Ex1.26 (далее – KFD2-VR4-Ex1.26)	R500 AI 08 041 (регистрационный номер 63776-16)
Аналоговый вход (сигналы напряжения переменного тока)	—	3500/42 (регистрационный номер 72684-18)
	KFD2-VR4-Ex1.26	

Продолжение таблицы 1

Тип сигнала	Измерительный преобразователь (искробезопасный барьер)	Модули ввода/вывода аналоговых сигналов и обработки данных
Аналоговый вход (сигналы частоты)	—	Измерительный модуль 3500/25 комплекса измерительно- вычислительного для мониторинга работающих механизмов серии 3500 (далее – 3500/25) (регистрационный номер 72684-18)
	KFD2-VR4-Ex1.26	
Аналоговый вход (сигналы термопреобра- зователей сопротивления)	—	Модуль ввода аналоговых сигналов 6ES7134-6JD00- 0CA1 устройства распределенного ввода- вывода SIMATIC ET200SP (далее – 6ES7134-6JD00- 0CA1) (регистрационный номер 74165-19)
	Барьер искробезопасности БИ-001-А (далее – БИ-001-А)	
	—	Измерительный модуль 3500/65 комплекса измерительно- вычислительного для мониторинга работающих механизмов серии 3500 (далее – 3500/65) (регистрационный номер 72684-18)
	Преобразователь измерительный серий S, K, H модели KCD2-RR-Ex1 (далее – KCD2-RR-Ex1) (регистрационный номер 65857-16)	
	—	6ES7531-7KF00-0AB0 (регистрационный номер 60314-15)
	—	Модуль аналогового ввода R500 AI 08 031 контроллера программируемого логического REGUL RX00 (далее – R500 AI 08 031) (регистрационный номер 63776-16)
	БИ-001-А	
Аналоговый выход (сигналы силы постоянного тока)	—	Модуль вывода аналоговых сигналов 6ES7135-6HD00- 0BA1 устройства распределенного ввода- вывода SIMATIC ET200SP (далее – 6ES7135-6HD00- 0BA1) (регистрационный номер 74165-19)
	Барьер искробезопасности НБИ модификации НБИ-21У (далее – НБИ-21У) (регистрационный номер 59512-14)	

Продолжение таблицы 1

Тип сигнала	Измерительный преобразователь (искробезопасный барьер)	Модули ввода/вывода аналоговых сигналов и обработки данных
Аналоговый выход (сигналы силы постоянного тока)	—	Модуль вывода аналоговых сигналов 6ES7135-6HB00- 0CA1 устройства распределенного ввода- вывода SIMATIC ET200SP (далее – 6ES7135-6HB00- 0CA1) (регистрационный номер 74165-19)
	НБИ-21У (регистрационный номер 59512-14)	
	—	Модуль вывода аналоговых сигналов 6ES7532-5HD00- 0AB0 модуля измерительного контроллера программируемого SIMATIC S7-1500 (далее – 6ES7532- 5HD00-0AB0) (регистрационный номер 60314-15)
	НБИ-21У (регистрационный номер 59512-14)	
	—	Модуль аналогового ввода R500 AO 08 011 контроллера программируемого логического REGUL RX00 (далее – R500 AO 08 011) (регистрационный номер 63776-16)
	НБИ-21У (регистрационный номер 59512-14)	
Аналоговый выход (сигналы напряжения постоянного тока)	—	6ES7532-5HD00-0AB0 (регистрационный номер 60314-15)
	—	R500 AI 08 031 (регистрационный номер 63776-16)
Примечание – Указана максимально возможная комплектация систем. В зависимости от заказа в состав систем могут входить не все типы измерительных преобразователей (искробезопасных барьеров) и модулей ввода/вывода аналоговых сигналов. Количество и типы используемых измерительных преобразователей (искробезопасных барьеров) и модулей ввода/вывода аналоговых сигналов указываются в паспорте.		

Общий вид систем представлен на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 – Общий вид систем



Рисунок 2 – Общий вид систем

Системы обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- измерение и преобразование аналоговых сигналов от первичных измерительных преобразователей;
- сбор и обработку дискретных сигналов;
- формирование управляющих аналоговых и дискретных сигналов;
- отображение оперативной информации о текущих значениях технологических параметров, значений уставок, предупредительной и аварийной сигнализации, состояний исполнительных механизмов, мнемосхем и графиков;
- архивирование заданных технологических параметров, событий и действий оперативно-диспетчерского персонала;

- обмен информацией с вышестоящими системами управления по цифровым каналам связи;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Пломбирование систем не предусмотрено. Заводской номер систем, состоящий из арабских цифр, наносится на маркировочную табличку методом лазерной гравировки. Место нанесения заводского номера приведено на рисунках 3. Конструкция систем и условия их эксплуатации не предусматривают нанесение знака поверки непосредственно на системы. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке систем.



Рисунок 3 – Место нанесения заводского номера систем

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) систем можно разделить на две группы: встроенное ПО и внешнее, устанавливаемое на персональном компьютере.

Внешнее ПО предназначено для отображения параметров работы систем и визуализации измерительной информации на персональном компьютере. Идентификационные данные внешнего ПО систем приведены в таблице 2. ПО систем защищено от несанкционированного доступа путем разграничения прав доступа (вход по логину и паролю), ведения доступного только для чтения журнала событий.

Встроенное ПО устанавливается в энергонезависимую память модулей центрального процессора в производственном цикле на заводе-изготовителе и в процессе эксплуатации изменению не подлежит. Метрологические характеристики систем, указанные в таблице 3, нормированы с учетом внутреннего ПО.

Уровень защиты ПО систем «средний» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные внешнего ПО систем

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	Totally Integrated Automation Portal	SIMATIC PCS 7	3500/25	3500/42	3500/65
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V15.1	не ниже V9.0	не ниже 3.51	не ниже 5.20	не ниже 1.40
Цифровой идентификатор ПО	—	—	—	—	—
Примечание – Указаны максимально возможные идентификационные данные ПО систем. В зависимости от заказа системы могут включать не все идентификационные данные ПО, указанные в таблице. Идентификационные данные ПО указываются в паспорте.					

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	RegulRTS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.5.17.30 (среда исполнения); не ниже 1.0.19.5 (модули ввода/вывода)
Цифровой идентификатор ПО	—
Примечание – Указаны максимально возможные идентификационные данные ПО систем. В зависимости от заказа системы могут включать не все идентификационные данные ПО, указанные в таблице. Идентификационные данные ПО указываются в паспорте.	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики систем представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические характеристики систем

Тип сигнала	Диапазон измерений	Тип измерительного преобразователя (искробезопасного барьера)	Тип модулей ввода/вывода аналоговых сигналов и обработки данных	Пределы допускаемой погрешности измерений	
				основной	в рабочих условиях
Аналоговый вход (сигналы силы постоянного тока)	от 4 до 20 мА	–	6ES7134-6GF00-0AA1	γ: ±0,30 %	γ: ±0,50 %
		ACT20X-2HAI-2SAO-S		γ: ±0,32 %	γ: ±0,52 %
		НБИ-21П		γ: ±0,32 %	γ: ±0,57 %
		ЛПА-042		γ: ±0,30 %	γ: ±0,50 %
		–	6ES7134-6GD00-0BA1	γ: ±0,30 %	γ: ±0,50 %
		ACT20X-2HAI-2SAO-S		γ: ±0,32 %	γ: ±0,52 %
		НБИ-21П		γ: ±0,32 %	γ: ±0,57 %
		–		γ: ±0,30 %	γ: ±0,50 %
		ACT20X-2HAI-2SAO-S	6ES7134-6TD00-0CA1	γ: ±0,32 %	γ: ±0,52 %
		НБИ-21П		γ: ±0,32 %	γ: ±0,57 %
		–		γ: ±0,05 %	γ: ±0,10 %
		ACT20X-2HAI-2SAO-S		γ: ±0,12 %	γ: ±0,15 %
	от 0 до 20 мА	НБИ-21П	6ES7134-6HB00-0CA1	γ: ±0,12 %	γ: ±0,29 %
		–		γ: ±0,10 %	γ: ±0,30 %
		НБИ-21П		γ: ±0,15 %	γ: ±0,41 %
		ЛПА-042		γ: ±0,10 %	γ: ±0,30 %
		–	6ES7531-7KF00-0AB0	γ: ±0,10 %	γ: ±0,30 %
		ЛПА-042		γ: ±0,10 %	γ: ±0,30 %
		–		γ: ±0,10 %	γ: ±0,12 %
		НБИ-21П		γ: ±0,15 %	γ: ±0,30 %
		–	R500 AI 16 011	γ: ±0,10 %	γ: ±0,12 %
		НБИ-21П		γ: ±0,10 %	
		–		γ: ±0,11 %	γ: ±0,28 %
		НБИ-21П		γ: ±0,10 %	

Продолжение таблицы 3

Тип сигнала	Диапазон измерений	Тип измерительного преобразователя (искробезопасного барьера)	Тип модулей ввода/вывода аналоговых сигналов и обработки данных	Пределы допускаемой погрешности измерений	
				основной	в рабочих условиях
Аналоговый вход (сигналы напряжения постоянного тока)	от -5 до 5 В ¹⁾	—	6ES7531-7KF00-0AB0	γ : $\pm 0,10$ %	γ : $\pm 0,30$ %
	от -10 до 10 В ¹⁾				
	от 0 до 24 В ¹⁾	KFD2-VR4-Ex1.26	3500/42	γ : ± 1 %	
	от -10 до 10 В				
Аналоговый вход (сигналы напряжения переменного тока)	от 0 до 10 В	—	R500 AI 08 041	γ : $\pm 0,10$ %	
	от 0 до 10 В				
Аналоговый вход (сигналы напряжения переменного тока)	от 0 до 14 В (пик-пик) ²⁾	KFD2-VR4-Ex1.26	3500/42	γ : ± 1 %	
	от 0 до 14 В (пик-пик) ²⁾				
Аналоговый вход (сигналы частоты)	от 0,017 до 19800 Гц ³⁾	KFD2-VR4-Ex1.26	3500/25	Δ : $\pm 0,017$ Гц в диапазоне измерений от 0,017 до 100 Гц включительно; δ : ± 1 % в диапазоне измерений свыше 100 до 19800 Гц включительно	
	от 0,017 до 19800 Гц ³⁾				
Аналоговый вход (сигналы термопреобразователей сопротивления)	Pt100, Pt200 ($\alpha=0,00385$ °C ⁻¹) от -200 до +850 °C ⁴⁾ ;	БИ-001-A	6ES7134-6JD00-0CA1	Δ : $\pm 0,6$ °C для Pt100, Pt200 ($\alpha=0,00385$ °C ⁻¹) и Pt100, Pt200 ($\alpha=0,00391$ °C ⁻¹); Δ : $\pm 0,2$ °C для Ni100, Ni120, Ni200 ($\alpha=0,00617$ °C ⁻¹)	Δ : $\pm 1,0$ °C для Pt100, Pt200 ($\alpha=0,00385$ °C ⁻¹) и Pt100, Pt200 ($\alpha=0,00391$ °C ⁻¹); Δ : $\pm 0,4$ °C для Ni100, Ni120, Ni200 ($\alpha=0,00617$ °C ⁻¹)
	Pt100, Pt200 ($\alpha=0,00385$ °C ⁻¹) от -200 до +850 °C ⁴⁾ ; Ni100, Ni120, Ni200 ($\alpha=0,00617$ °C ⁻¹) от -60 до +250 °C ⁴⁾				

Продолжение таблицы 3

Тип сигнала	Диапазон измерений	Тип измерительного преобразователя (искробезопасного барьера)	Тип модулей ввода/вывода аналоговых сигналов и обработки данных	Пределы допускаемой погрешности измерений	
				основной	в рабочих условиях
				$\Delta: \pm 3,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta: \pm 3,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Аналоговый вход (сигналы термопреобразователей сопротивления)	Сигналы (Ом) термопреобразователей сопротивления Pt100 ($\alpha=0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -200 до +850 $^{\circ}\text{C}^{(4)}$; Pt100 ($\alpha=0,00392 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -200 до +700 $^{\circ}\text{C}^{(4)}$; Ni120 ($\alpha=0,00672 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -80 до +260 $^{\circ}\text{C}^{(4)}$	— KCD2-RR-Ex1	3500/65	$\Delta: \pm \sqrt{9 + 0,000001 \cdot (T_{\text{max}} - T_{\text{min}})^2} \text{ }^{\circ}\text{C}$ $\Delta: \pm \sqrt{9 + 0,00001225 \cdot (T_{\text{max}} - T_{\text{min}})^2} \text{ }^{\circ}\text{C}$	
	Pt100, Pt1000 ($\alpha=0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -200 до +850 $^{\circ}\text{C}^{(4)}$	—	6ES7531-7KF00-0AB0	$\Delta: \pm 1,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ для Pt100; $\Delta: \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$ для Pt1000	$\Delta: \pm 2,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$ для Pt100; $\Delta: \pm 1,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ для Pt1000
	Pt50, Pt100 ($\alpha=0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -200 до +850 $^{\circ}\text{C}^{(4)}$; 50П, 100П ($\alpha=0,00391 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -200 до +850 $^{\circ}\text{C}^{(4)}$; Ni50, Ni100 ($\alpha=0,00617 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -60 до +180 $^{\circ}\text{C}^{(4)}$; Cu50, Cu100 ($\alpha=0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -180 до +200 $^{\circ}\text{C}^{(4)}$; 50М, 100М ($\alpha=0,00426 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -50 до 200 $^{\circ}\text{C}^{(4)}$	— БИ-001-А	R500 AI 08 031	$\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (четырёхпроводная схема подключения); $\Delta: \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (трехпроводная схема подключения)	

Продолжение таблицы 3

Тип сигнала	Диапазон измерений	Тип измерительного преобразователя (искробезопасного барьера)	Тип модулей ввода/вывода аналоговых сигналов и обработки данных	Пределы допускаемой погрешности измерений	
				основной	в рабочих условиях
Аналоговый выход (сигналы силы постоянного тока)	от 4 до 20 мА	–	6ES7135-6HD00-0BA1	$\gamma: \pm 0,30 \%$	$\gamma: \pm 0,50 \%$
		НБИ-21У		$\gamma: \pm 0,32 \%$	$\gamma: \pm 0,57 \%$
		–		$\gamma: \pm 0,10 \%$	$\gamma: \pm 0,20 \%$
		НБИ-21У		$\gamma: \pm 0,15 \%$	$\gamma: \pm 0,34 \%$
	от 4 до 20 мА	–	6ES7532-5HD00-0AB0	$\gamma: \pm 0,20 \%$	$\gamma: \pm 0,30 \%$
		НБИ-21У		$\gamma: \pm 0,23 \%$	$\gamma: \pm 0,41 \%$
	от 0 до 20 мА	–	6ES7532-5HD00-0AB0	$\gamma: \pm 0,20 \%$	$\gamma: \pm 0,30 \%$
	от 4 до 20 мА	НБИ-21У		$\gamma: \pm 0,10 \%$	$\gamma: \pm 0,12 \%$
	от 0 до 20 мА	–	R500 AO 08 011	$\gamma: \pm 0,15 \%$	$\gamma: \pm 0,30 \%$
	от 4 до 20 мА	НБИ-21У		$\gamma: \pm 0,10 \%$	$\gamma: \pm 0,12 \%$
	от 0 до 20 мА	–		$\gamma: \pm 0,10 \%$	$\gamma: \pm 0,12 \%$
	от 4 до 20 мА	НБИ-21У		$\gamma: \pm 0,15 \%$	$\gamma: \pm 0,30 \%$
Аналоговый выход (сигналы напряжения постоянного тока)	от 0 до 20 мА	–	R500 AO 08 031	$\gamma: \pm 0,10 \%$	$\gamma: \pm 0,12 \%$
	от 0 до 10 В	–		$\gamma: \pm 0,10 \%$	$\gamma: \pm 0,30 \%$
	от -10 до 10 В	–	6ES7532-5HD00-0AB0	$\gamma: \pm 0,10 \%$	$\gamma: \pm 0,12 \%$
	от 0 до 10 В	–		$\gamma: \pm 0,20 \%$	$\gamma: \pm 0,30 \%$
	от -10 до 10 В	–	R500 AO 08 031	$\gamma: \pm 0,10 \%$	$\gamma: \pm 0,12 \%$
	от 0 до 10 В	–		$\gamma: \pm 0,10 \%$	$\gamma: \pm 0,12 \%$

¹⁾ Диапазон измерений сигналов напряжения постоянного тока зависит от типа подключаемого датчика и настроек измерительного канала. При подключении датчика может использоваться обратная полярность.
²⁾ Диапазон измерений сигналов напряжения переменного тока зависит от типа подключаемого датчика и настроек измерительного канала.
³⁾ Диапазон измерений сигналов частоты зависит от типа подключаемого датчика и настроек измерительного канала.
⁴⁾ Диапазон измерений сигналов термопреобразователей сопротивления зависит от типа подключаемого датчика и настроек измерительного канала.

Примечания
 1 Пределы допускаемой основной погрешности систем нормированы для диапазона температуры окружающей среды от +15 до +25 °С.
 2 Приняты следующие обозначения:
 γ – приведенная к диапазону измерений погрешность, %;
 Δ – абсолютная погрешность, в единицах измеряемой величины;

Продолжение таблицы 3

Тип сигнала	Диапазон измерений	Тип измерительного преобразователя (искробезопасного барьера)	Тип модулей ввода/вывода аналоговых сигналов и обработки данных	Пределы допускаемой погрешности измерений	
				основной	в рабочих условиях
δ — относительная погрешность, %.					

Основные технические характеристики систем представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики систем

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – напряжение постоянного тока, В – частота переменного тока, Гц	230^{+23}_{-23} ; 400^{+40}_{-40} 220^{+20}_{-20} ; $24^{+2,4}_{-2,4}$ 50 ± 1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	3
Габаритные размеры отдельного шкафа, мм, не более: – высота – ширина – длина	2200 4010 810
Масса отдельного шкафа, кг, не более	950
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +5 до +50 до 90, без конденсации влаги от 84,0 до 106,0
Средний срок службы, лет, не менее	15
Примечание – Потребляемая мощность, габаритные размеры и масса каждой сборочной единицы, входящей в состав систем, зависят от конкретной комплектации систем применительно к конкретному объекту автоматизации.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность систем

Наименование	Обозначение	Количество
Система информационно-управляющая	«Сириус»	1 шт.
Паспорт	ИУСС.ХХХХ.0000-00 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ИУСС.ХХХХ.0000-00 РЭ	1 экз.
Методика поверки		1 экз.
Примечание – ХХХХ.0000-00 в обозначении паспорта и руководства по эксплуатации зависит от объекта, куда будет поставлена система.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 1.4 «Устройство и работа Системы» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3457 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

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

ТУ 27.12.31-005-38915469–2020 Системы информационно-управляющие «Сириус». Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИНГК-ПРОМТЕХ»
(ООО «ИНГК-ПРОМТЕХ»)

ИНН 5907051253

Адрес юридического лица: 614030, Пермский край, г. Пермь, ул. Ново-Гайвинская, д. 92

Адрес места осуществления деятельности: 614030, Пермский край, г. Пермь, ул. Ново-Гайвинская, д. 92

Телефон: (342) 205-79-50

Web-сайт: <http://ingc.ru>

E-mail: info.perm@ingc.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО Центр Метрологии «СТП»)

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

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

в части вносимых изменений:

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

Адрес: 142300, Чеховский р-н, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Телефон: +7 (495) 108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314164.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики весоизмерительные тензорезисторные М

Назначение средства измерений

Датчики весоизмерительные тензорезисторные М (далее—датчики) предназначены для измерений и преобразования воздействующей на датчик силы тяжести взвешиваемого объекта в аналоговый нормированный электрический измерительный сигнал.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на изменении электрического сопротивления тензорезисторов соединенных в мостовую схему при их деформации, возникающей в местах наклейки тензорезисторов к упругому элементу датчика, под действием прилагаемой нагрузки. Изменение электрического сопротивления вызывает разбаланс мостовой схемы и появление в диагонали моста электрического сигнала, изменяющегося пропорционально нагрузке.

Датчики состоят из упругого элемента (рисунок 1-4), выполненного из нержавеющей стали, штуцера для ввода кабеля питания и измерения, тензорезисторов на клеевой основе, соединенных по полной мостовой электрической схеме, и элементов герметизации. Места наклейки тензорезисторов и расположения элементов термокомпенсации и нормирования в датчиках находятся во внутренней полости упругого элемента и заварены герметичной крышкой.

Модификации датчиков отличаются максимальной нагрузкой, классом точности, габаритными размерами, массой и имеют обозначение **Д-Р-К**, где:

Д – обозначение датчика (М30, М50, М70 или М100);

Р – максимальная нагрузка, т;

К – класс точности по ГОСТ 8.631-2013 и число поверочных интервалов (С1 или С3).

Внешний вид датчиков показан на рисунках 1 – 4.



Рисунок 1 – Внешний вид датчика М30



Рисунок 2 – Внешний вид датчика М50



Рисунок 3 – Внешний вид датчиков М70

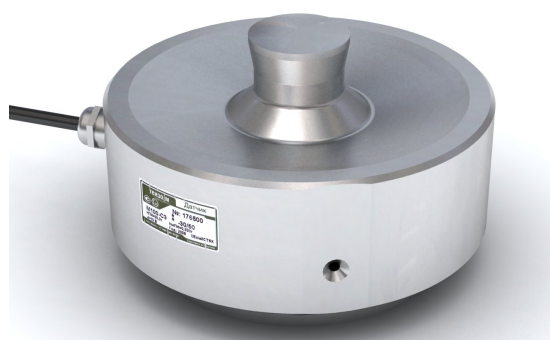


Рисунок 4 – Внешний вид датчика М100

Пломбирование датчиков весоизмерительных тензорезисторных М не предусмотрено. Маркировка датчиков производится на фирменной наклейке на корпусе датчика (рисунок 5), на которой нанесены:

- торговая марка изготовителя;
- модификация весоизмерительного датчика;
- максимальная нагрузка $E_{\max}$;
- серийный номер, состоящий из арабских цифр;
- знак утверждения типа.

Нанесение знака поверки на датчик не предусмотрено.

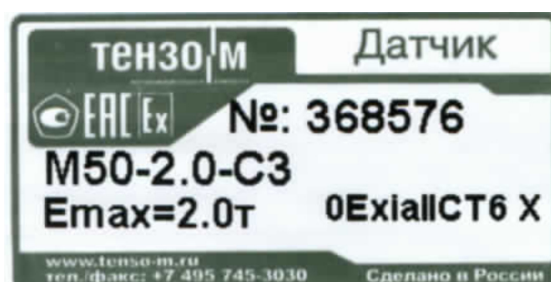


Рисунок 5 – Внешний вид наклейки датчиков М.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Обозначение датчика			
	М30		М50	
Класс точности по ГОСТ 8.631-2013	С			
Максимальное число поверочных интервалов, $n_{\max} = E_{\max} / v$	1000	3000	1000	3000
Максимальная нагрузка, $E_{\max}$, т	0,1; 0,2		0,5; 1,0; 2,0; 3,0; 5,0	
Минимальная нагрузка, $E_{\min}$, т	0			
Значение поверочного интервала v , кг	$E_{\max} / n_{\max}$			
Минимальный поверочный интервал, $v_{\min}$, кг	$E_{\max} / 5000$	$E_{\max} / 10000$	$E_{\max} / 5000$	$E_{\max} / 10000$
Выходной сигнал при $E_{\max}$, мВ/В	2,000±0,010	2,000±0,002	2,000±0,010	2,000±0,002
Входное сопротивление, Ом	750±15			
Выходное сопротивление, Ом	700±1			

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Обозначение датчика			
	M70		M100	
Класс точности по ГОСТ 8.631-2013	С			
Максимальное число поверочных интервалов, $n_{\max} = E_{\max} / v$	1000	3000	1000	3000
Максимальная нагрузка, $E_{\max}$, т	10; 15; 20; 25; 30		30, 50	
Минимальная нагрузка, $E_{\min}$, т	0			
Значение поверочного интервала v , кг	$E_{\max} / n_{\max}$			
Минимальный поверочный интервал, $v_{\min}$, кг	$E_{\max} / 5000$	$E_{\max} / 10000$	$E_{\max} / 5000$	$E_{\max} / 10000$
Выходной сигнал при $E_{\max}$, мВ/В	2,000±0,010	2,000±0,002	2,000±0,010	2,000±0,002
Входное сопротивление, Ом	750±15			
Выходное сопротивление, Ом	700±1			

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Не возврат выходного сигнала при возврате к минимальной нагрузке C_{DR} после нагружения постоянной нагрузкой, составляющей 90 – 100 % от $E_{\max}$ в течение 30 мин, выраженный через поверочный интервал v	±0,5
Пределы допускаемой погрешности m_{pr} : до 500v вкл. св. 500v до 2000v вкл. св. 2000v	±0,35v ±0,70v ±1,05v
Предельные значения температуры, °C: - для датчиков M50 с $n_{\max} = 3000$, M30, M100 - для датчиков M50 с $n_{\max} = 1000$, M70	от -10 до +40 от -30 до +40
Обозначение по влажности	СН
Предел допустимой нагрузки, % от $E_{\max}$	125

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон температур эксплуатации и хранения, °C	от -50 до +50
Напряжение питания, В	от 3 до 12
Вероятность безотказной работы за 2000 ч	0,98
Маркировка взрывозащиты	0ExiaIICT6GaX

Таблица 5 - Масса и габаритные размеры датчиков

Обозначение датчика	Габаритные размеры, мм, не более		Масса, кг, не более
	диаметр	высота	
M30	100	30	1,0
M50	100	50	2,0
M70	120	75	4,0
M100	160	100	8,0

Знак утверждения типа наносится

типографским способом на титульный лист паспорта и термосублимационным способом на фирменную наклейку.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик весоизмерительный тензорезисторный с кабелем	М	1 шт.
Паспорт	4273-066-18217119-2007 ПС	1 экз.
Транспортная тара	—	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в разделе 7 4273-066-18217119-2007 ПС Датчики весоизмерительные тензорезисторные М. Паспорт и эксплуатационной документации на весоизмерительное или весодозирующее оборудование с датчиками весоизмерительными тензорезисторными М.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений массы, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 4 июля 2022 г. № 1622;

ГОСТ 8.631-2013 ГСИ. Датчики весоизмерительные. Общие технические требования. Методы испытаний;

ТУ 4273-066-18217119-2007 Датчики сило- и весоизмерительные тензорезисторные серий М, Н, Т и С. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Весоизмерительная компания «Тензо-М»

(АО «ВИК «Тензо-М»)

ИНН 5027048351

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

Телефон: +7 (495) 745-3030

E-mail: tenso@tenso-m.ru

Web-сайт: www.tenso-m.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713- 01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2023 г. № 438

Регистрационный № 85947-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 574
ПСП «Герасимовское»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 574 ПСП «Герасимовское» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на измерении массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений, при котором массу брутто нефти определяют с применением измерительных и комплексных компонентов: преобразователей объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода, температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы комплексов измерительно-вычислительных «SyberTrol» (ИБК), которые преобразуют их и вычисляют массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Масса нетто нефти вычисляется как разность массы брутто нефти и массы балласта. Масса балласта вычисляется как общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти, определяемых по результатам лабораторных исследований пробы нефти.

В состав СИКН входят:

- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок измерений показателей качества нефти (БИК);
- блок поверочной установки (БПУ);
- система обработки информации (СОИ).

БИЛ представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую четыре измерительные линии (ИЛ) (одну рабочую и три резервные/две рабочие и две резервные), оснащенные средствами измерений объемного расхода, давления и температуры нефти, фильтрами, запорной и регулирующей арматурой.

БИК представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую линию контроля качества, оснащенную средствами измерений плотности, вязкости, объемной доли воды, расхода, температуры и давления нефти, циркуляционными насосами, автоматическими пробоотборниками, запорной и регулирующей арматурой.

БПУ включает в себя трубопоршневую поверочную установку, представляющую собой калиброванный участок трубопровода в комплекте с шаровым поршнем, оснащенный детекторами прохода поршня, средствами измерений температуры и давления нефти.

СОИ включает в себя ИБК и автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора на базе персонального компьютера с установленным программным обеспечением (ПО) «Визард СИКН ST».

В состав СИКН входят следующие основные измерительные и комплексные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками.

Таблица 1

Тип СИ	Номер в ФИФОЕИ*
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	16128-01
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
	14061-15
Преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры	14683-00
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P	56381-14
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 68	22256-01
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01
Влагомер нефти поточный модели LC	16308-02
Влагомер поточный модели L	56767-14
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827	15642-01
Преобразователь плотности и вязкости FVM	62129-15
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная	12888-99
Комплексы измерительно-вычислительные «SyberTrol»	16126-02
* - регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) отображение текущих значений технологических и учетных параметров;
- 2) формирование и печать текущих и архивных данных: журналов, трендов, отчетов, паспорта качества нефти, акта приема-сдачи нефти;
- 3) запись и хранение архивов;
- 4) вычисление массы нетто нефти при «ручном вводе» с АРМ оператора параметров нефти, определяемых по результатам лабораторных исследований пробы нефти;
- 5) выполнение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) ИК объемного расхода нефти по ТПУ;
- 6) выполнение КМХ ИК плотности нефти по ареометру и по резервному плотномеру;
- 7) обеспечение защиты ПО «Визард СИКН ST», данных архива и системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование компонентов СИКН от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с МИ 3002-2006.

Заводской номер 50377 СИКН вносится в эксплуатационную документацию. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение СИКН включает в себя встроенное ПО измерительных и комплексных компонентов в составе СИКН и ПО «Визард СИКН ST», установленное на АРМ оператора.

Встроенное ПО ИВК осуществляет сбор, обработку и передачу измерительной информации на АРМ оператора. ПО «Визард СИКН ST» осуществляет отображение технологических и учетных параметров, журнала сообщений, запись и хранение архивов,

выполнение поверки и КМХ преобразователей расхода по ТПУ, выполнение КМХ преобразователей плотности по ареометру и по резервному плотномеру. Уровень защиты ПО СИКН - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО СИКН приведены в таблице 2.

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИБК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	SyberTrol	«Визард СИКН ST»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	26.08	Не ниже v.1
Цифровой идентификатор ПО	aa6daa07 модуля «FIOM I/O Module»	Имя файла
		Значение цифрового идентификатора
		Модуль «Отображение технологических параметров»
		00000072.csc E7902F021F039892DACBABB0057BBF30
		00000716.nmd 44B83D2E0E0403C8DAE789EA7A8BF783
		00000736.nmd 28204E122A5BAB62EA5B51571FEC9B06
		00000737.nmd D24F78C4765B7BE6735410EA548D6BEF
		00000738.nmd F1AC14ED6C56C2A6D5EE4034C2653B55
		Модуль «Формирование архивов»
		00000069.csc 933FD4E509E59A055ED7A8899D8152C8
		00000651.nmd 179F2F22CD1B18D0A0C1C1CEC39565F5
		00000652.nmd 381AC0F85E6DBC2607E4332B77CB5A4F
	9b8a1aab модуля «FCPB Main Processor»	00000739.nmd 6D56BE003A9E03D56701BD97D4526CE7
		00000740.nmd DD0EF03D8F4D2C6F13F2C76110C3E2FB
		00000741.nmd 1D8B8397CA219F5509A16B0679DEBA23
		Модуль «Поверка и КМХ ПР по ТПУ»
		00000680.nmd F1A1744A3570CCAA1A0188A98E8B9923
		00000703.nmd 900A00EE05A48049C3884E6E147105E7
		00000742.nmd A14755CD95FBDCAFD5A0B253B6A24735
		00000743.nmd 727BBC4FCA6F2688ACC42D80770D2A66
		Модуль «КМХ рабочего ПП по резервному ПП»
		00000735.nmd A8A4BD563A0A3E0E48704E48A661C75D
		Модуль «КМХ ПП по ареометру»
		00000685.nmd 06644DECAD1BEC7E785C72DA73B6CE19
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора исполняемого кода	CRC32	MD5

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 14 до 280
Диапазон измерений объемного расхода нефти через одну ИЛ, м ³ /ч	от 14 до 140
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Наименование ИК	Место установки ИК	Состав ИК		Диапазон измерений ИК	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Измерительные компоненты	Комплексные компоненты		
1	2	3	4	5	6
ИК объемного расхода нефти	БИЛ	Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	ИВК	от 14 до 280 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,15 \%$
ИК объемного расхода нефти через одну ИЛ	БИЛ	Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	ИВК	от 14 до 140 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,15 \%$
ИК температуры нефти	БИЛ, БИК, БПУ	Преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры, преобразователи сопротивления Rosemount 3144P, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 68, термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	ИВК	от +5 до +30 °C	$\Delta = \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ИК давления нефти	БИЛ, БИК, БПУ	Преобразователи давления измерительные 3051	ИВК	от 0,3 до 5,5 МПа	$\gamma = \pm 0,25 \%$
ИК плотности нефти	БИК	Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	ИВК	от 700 до 1000 кг/м ³	$\Delta = \pm 0,30 \text{ кг/м}^3$

Наименование ИК	Место установки ИК	Состав ИК		Диапазон измерений ИК	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Измерительные компоненты	Комплексные компоненты		
1	2	3	4	5	6
ИК содержания воды в нефти	БИК	Влагомер нефти поточный модели LC; Влагомер поточный модели L	ИВК	от 0 до 0,5 %	$\Delta = \pm 0,07 \%$
ИК вязкости нефти	БИК	Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827 Преобразователь плотности и вязкости FVM	ИВК	от 0,5 до 10 сСт от 0,5 до 10 сПз	$\gamma = \pm 1 \%$
ИК силы постоянного тока	СОИ	-	ИВК	от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,05 \%$
ИК напряжения постоянного тока	СОИ	-	ИВК	от 1 до 5 В	$\gamma = \pm 0,05 \%$
ИК частотно-импульсный	СОИ	-	ИВК	от 0 до 10000 Гц	$\Delta = \pm 1$ имп
В таблице приняты следующие обозначения и сокращения: Δ – абсолютная погрешность измерений, δ – относительная погрешность измерений, γ - приведенная погрешность измерений					

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Количество измерительных линий, шт.	4
Режим работы СИКН	непрерывный
Характеристики измеряемой среды: – избыточное давление нефти, МПа – температура нефти, °С – плотность нефти, кг/м ³ – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более	от 0,3 до 5,5 от +5 до +30 от 700 до 1000 0,5 100 0,05
Параметры электрического питания СИКН: – напряжение переменного тока измерительных цепей, В – напряжение переменного тока силовых цепей, В – частота переменного тока, Гц	220±22 380±38 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды средств измерений в составе БИЛ, БИК и БПУ, °С – температура окружающей среды средств измерений в составе СОИ, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +30 от +18 до +30 80 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 574 ПСП «Герасимовское»	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 574 ПСП «Герасимовское», (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2022.42894).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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 расхода жидкости»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

Правообладатель

Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании,
(АО «Томскнефть» ВНК)
ИНН 7022000310
Адрес: 636780, Томская обл., г. Стрежевой, ул. Буровиков, д. 23

Изготовитель

Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании,
(АО «Томскнефть» ВНК)
ИНН 7022000310
Адрес: 636780, Томская обл., г. Стрежевой, ул. Буровиков, д. 23

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)
Адрес: 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д. 17-а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313315.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2023 г. № 438

Регистрационный № 69328-17

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Дипкун

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Дипкун (далее по тексту - 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.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

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

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

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.РИК.008.06. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии. Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220 кВ Дипкун, ОРУ-35 кВ, Ввод Т-1 35 кВ	ТГМ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 У1 кл.т. 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 220 кВ Дипкун, ОРУ-35 кВ, Ввод Т-2 35 кВ	ТГМ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 У1 кл.т. 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
3	ПС 220 кВ Дипкун, ОРУ-35 кВ, 2с-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Дипкун-Маревая»	ТФЗМ кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 82927-21	ЗНОМ-35-65 У1 кл.т. 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
4	ПС 220 кВ Дипкун, ОРУ-35 кВ, 1с-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Дипкун-Тутаул»	ТФЗМ кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 82927-21	ЗНОМ-35-65 У1 кл.т. 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
5	ПС 220 кВ Дипкун, ЗРУ-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.3	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ПС 220 кВ Дипкун, ЗРУ-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.1	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ПС 220 кВ Дипкун, ЗРУ-10 кВ, 2с-10 кВ, яч.24	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
8	ПС 220 кВ Дипкун, ЗРУ-10 кВ, 2с-10 кВ, яч.22	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
9	ПС 220 кВ Дипкун, ЗРУ-10 кВ, 2с-10 кВ, яч.18	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
10	ПС 220 кВ Дипкун, ЗРУ-10 кВ, 2с-10 кВ, яч.16	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 150/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ПС 220 кВ Дипкун, ЗРУ-10 кВ, 2с-10 кВ, яч.14	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
12	ПС 220 кВ Дипкун, ЗРУ-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.12	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
13	ПС 220 кВ Дипкун, ЗРУ-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.10	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 150/5 рег. № 2473-05	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
14	ПС 220 кВ Дипкун, ЗРУ-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.8	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 150/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ПС 220 кВ Дипкун, ЗРУ-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.6	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
16	ПС 220 кВ Дипкун, ЗРУ-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.4	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 150/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
17	ПС 220 кВ Дипкун, ЗРУ-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.2	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 1856-63	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
19	ПС 220 кВ Дипкун, ПСН №16, Шкаф учета №1 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ростелеком №1	Т-0,66 кл.т. 0,5S К _{тт} = 30/5 рег. № 36382-07	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06		
20	ПС 220 кВ Дипкун, ПСН №22, Шкаф учета №2 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ростелеком №2	Т-0,66 кл.т. 0,5S К _{тт} = 30/5 рег. № 36382-07	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06		
21	ПС 220 кВ Дипкун, ВРУ-0,4 кВ, п.№1, КЛ-0,4 кВ МТС №1.	-	-	Альфа А1140 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 33786-07		
22	ПС 220 кВ Дипкун, ВРУ-0,4 кВ, п.№2, КЛ-0,4 кВ МТС №2.	-	-	Альфа А1140 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 33786-07		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)}\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
3, 4, 8, 9, 13, 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
5 – 7, 10 – 12, 14 – 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
19, 20 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
21, 22 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	1,1	0,6	0,6
	0,8	-	1,1	0,6	0,6
	0,5	-	1,1	0,7	0,7
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5(10)}\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_{5(10)}\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
3, 4, 8, 9, 13, 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
5 – 7, 10 – 12, 14 – 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
19, 20 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,7	2,8	1,8	1,8
	0,5	3,2	1,9	1,4	1,3
21, 22 (Счетчик 1,0)	0,8	-	1,5	1,1	1,1
	0,5	-	1,2	1,1	1,1

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)}\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
3, 4, 8, 9, 13, 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
5 – 7, 10 – 12, 14 – 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
19, 20 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
21, 22 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	1,6	1,3	1,3
	0,8	-	1,7	1,4	1,4
	0,5	-	1,7	1,5	1,5
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2}\%$,	$\delta_{5(10)}\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_{5(10)}\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
3, 4, 8, 9, 13, 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
5 – 7, 10 – 12, 14 – 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
19, 20 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	6,0	3,5	2,4	2,2
	0,5	4,3	2,7	2,0	1,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
21, 22 (Счетчик 1,0)	0,8	-	3,4	3,2	3,2
	0,5	-	3,2	3,2	3,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК № 21, 22 при измерении реактивной электрической энергии нормируются от $I_{10}\%$. 3 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

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 Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее счетчики электроэнергии Альфа А1140: - средняя наработка до отказа, ч, не менее УСПД RTU-325L: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 150000 72 100000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГМ-35	6 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ	4 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	18 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65 У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	2 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	19 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный электронный	Альфа А1140	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.008.06ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Дипкун». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-т, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2023 г. № 438

Регистрационный № 69306-17

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Хвойная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Хвойная (далее по тексту - 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.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений

активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

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

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

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.РИК.008.24. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии. Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220 кВ Хвойная, ОРУ-110 кВ, с-110 кВ, ВЛ-110 кВ «Хвойная-Озерная»	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 56255-14	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83423-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 220 кВ Хвойная, ОРУ-110 кВ, Ввод АТ 1 110кВ	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 56255-14	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83423-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
3	ПС 220 кВ Хвойная, ОРУ-110 кВ, Ввод АТ 2 110кВ	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 56255-14	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83423-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
4	ПС 220 кВ Хвойная, КРУН-35 кВ, 2с-35 кВ, яч.12, ВЛ-35 кВ «Хвойная-Романовка»	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 40086-08	GE-36 кл.т. 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 28404-09	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
5	ПС 220 кВ Хвойная, КРУН-35 кВ, 2с-35 кВ, яч.11, ВЛ-35 кВ «Хвойная-Смелое»	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 40086-08	GE-36 кл.т. 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 28404-09	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
6	ПС 220 кВ Хвойная, КРУН-35 кВ, 1с-35 кВ, яч.2, ВЛ-35 кВ «Хвойная-Таежная»	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 40086-08	GE-36 кл.т. 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 28404-09	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ПС 220 кВ Хвойная, КРУН-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.1	ТПЛ-СВЭЛ-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 44701-10	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
8	ПС 220 кВ Хвойная, КРУН-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.2	ТПЛ-СВЭЛ-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 44701-10	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
9	ПС 220 кВ Хвойная, КРУН-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.5	ТПЛ-10-5 кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 30709-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
10	ПС 220 кВ Хвойная, КРУН-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.6	ТПЛ-СВЭЛ-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 44701-10	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ПС 220 кВ Хвойная, КРУН-10 кВ, 2с-10 кВ, яч.9	ТПЛ-10-5 кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 30709-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
12	ПС 220 кВ Хвойная, КРУН-10 кВ, 2с-10 кВ, яч.10	ТПЛ-10-5 кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 30709-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
13	ПС 220 кВ Хвойная, КРУН-10 кВ, 2с-10 кВ, яч.11	ТПЛ-10-5 кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 30709-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
14	ПС 220 кВ Хвойная, Шкаф учета №1 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Мегафон №1	ТТН-Ш кл.т. 0,5 К _{тт} = 50/5 рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06		
15	ПС 220 кВ Хвойная, Шкаф учета №2 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Мегафон №2	ТТН-Ш кл.т. 0,5 К _{тт} = 50/5 рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 6, 11 – 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
7 – 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
14, 15 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 6, 11 – 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
7 – 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,0	2,3	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,5	1,0	1,0
14, 15 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,4	1,8
	0,5	-	2,8	1,6	1,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 6, 11 – 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
7 – 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
14, 15 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,9	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 6, 11 – 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
7 – 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,4	2,6	1,8	1,7
	0,5	2,8	1,7	1,2	1,2
14, 15 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	5,1	2,8	2,2
	0,5	-	3,4	2,1	1,9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325L: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 100000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. М3	9 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35	9 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10-5	8 шт.
Трансформатор тока	ТТН-Ш	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57	6 шт.
Трансформатор напряжения	GE-36	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	15 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.008.24ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Хвойная». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-т, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2023 г. № 438

Регистрационный № 74471-19

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Сургут

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Сургут (далее по тексту - 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.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

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

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

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 006. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии. Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Сургутская ГРЭС-1 - Сургут 1В	ТВ кл.т. 0,2S Ктт = 1200/5 рег. № 19720-06	ф. А, С: ОТСФ 245 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 75525-19 ф. В: TEMP кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 55517-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Сургутская ГРЭС-1 - Сургут 2В	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S Ктт = 1200/5 рег. № 39966-10	ф. А, С: ОТСФ 245 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 75525-19 ф. В: TEMP кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 55517-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 110 кВ Сургут – Береговая с отпайкой на ПС Водная	ТВ-ЗТМ кл.т. 0,2 Ктт = 600/5 рег. № 78965-20	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75523-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ВЛ 110 кВ Сургут - Барсово I цепь с отпайками	ТВ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/5 рег. № 19720-06	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75523-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
5	ВЛ 110 кВ Сургут - Барсово II цепь с отпайкой на ПС Привокзальная	ВСТ кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 17869-98	НДКМ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
6	ВЛ 110 кВ Сургут – Имилор I цепь с отпайками	ТВ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/5 рег. № 19720-06	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75523-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
7	ВЛ 110 кВ Сургут – Югорская с отпайками	ТВ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/5 рег. № 19720-06	НДКМ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
8	ВЛ 110 кВ Сургут - Северная с отпайкой на ПС Азерит	ВСТ кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 17869-98	НДКМ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	ВЛ 110 кВ Сургут – Новин с отпайкой на ПС Азерит (ВЛ 110 кВ Сургут – Западная)	ВСТ кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1200/5 рег. № 17869-98	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75523-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
10	ВЛ 110 кВ Сургут – Полоцкая I цепь с отпайками	ВСТ кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 17869-98	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75523-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
11	ВЛ 110 кВ Сургут- Полоцкая II цепь с отпайками	ВСТ кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 17869-98	НДКМ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
12	ВЛ 110 кВ Сургут - Конденсат с отпайками	ВСТ кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 17869-98	НДКМ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	ВЛ 110 кВ Сургут - Победа I цепь с отпайками	ТВ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/5 рег. № 19720-06	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75523-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
14	ВЛ 110 кВ Сургут - Победа II цепь с отпайками	ВСТ кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 17869-98	НДКМ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
15	ОВ-110 кВ	ВСТ кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 17869-98	ф. А, В, С: ОТСФ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 75523-19 ф. А, В, С: НДКМ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
16	КЛ 10 кВ МПС-1	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
17	КЛ 10 кВ РП-5-2	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
18	КЛ 10 кВ Хлебозавод-1	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
19	КЛ 10 кВ Хлебозавод-2	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
20	КЛ 10 кВ РП-5-1	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
21	КЛ 10 кВ МПС-2	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	КЛ 10 кВ ЖБИ-1	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
23	КЛ 10 кВ ЖБИ-2	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
24	КЛ 10 кВ РПБ-1	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
25	КЛ 10 кВ РПБ-2	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
26	КЛ 10 кВ Котельная-1	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
27	КЛ 10 кВ Котельная-2	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
28	КЛ 10 кВ ПИКС-1	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
29	КЛ 10 кВ ПИКС-2	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
30	КЛ 10 кВ Лунный-1	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
31	КЛ 10 кВ Чернореченский	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
32	КЛ 10 кВ Аэропорт-1	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
33	КЛ 10 кВ Лунный-3	ф. А: ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 7069-79 ф. С: ТОЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 47959-11	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
34	КЛ 10 кВ Аэропорт-3	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
35	КЛ 10 кВ Аэропорт-2	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
36	КЛ 10 кВ Лунный-2	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
37	КЛ 10 кВ Рембаза	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
38	КЛ 0,4 кВ Северное волокно-1	ТОП кл.т. 0,5S Ктт = 40/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
39	КЛ 0,4 кВ Северное волокно-2	ТОП кл.т. 0,5S Ктт = 40/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.						

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)}\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1	2	3	4	5	6
1, 2, 4, 6, 7, 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
3, 5, 8 – 12, 14, 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	0,9	0,6	0,5
	0,8	-	1,2	0,7	0,6
	0,5	-	2,0	1,2	0,9
16, 18, 19, 21 – 37 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
17, 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
38, 39 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_2\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1, 2, 4, 6, 7, 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
3, 5, 8 – 12, 14, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	1,9	1,1	1,0
	0,5	-	1,3	0,8	0,8
16, 18, 19, 21 – 37 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
17, 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
38, 39 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,6	1,7	1,3	1,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%}\leq I_{изм}< I_5\%$	$I_5\%\leq I_{изм}< I_{20\%}$	$I_{20\%}\leq I_{изм}< I_{100\%}$	$I_{100\%}\leq I_{изм}\leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2, 4, 6, 7, 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
3, 5, 8 – 12, 14, 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	0,9	0,9
	0,5	-	2,1	1,3	1,1
16, 18, 19, 21 – 37 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
17, 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
38, 39 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%}\leq I_{изм}< I_5\%$	$I_5\%\leq I_{изм}< I_{20\%}$	$I_{20\%}\leq I_{изм}< I_{100\%}$	$I_{100\%}\leq I_{изм}\leq I_{120\%}$
1, 2, 4, 6, 7, 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
3, 5, 8 – 12, 14, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	2,3	1,7	1,6
	0,5	-	1,8	1,5	1,4
16, 18, 19, 21 – 37 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
17, 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
38, 39 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,4	3,3	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 75000 10000

Продолжение таблицы 4

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

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВ	15 шт.
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	3 шт.
Трансформатор тока	ТВ-ЗТМ	3 шт.
Трансформатор тока	ВСТ	24 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10	43 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	1 шт.
Трансформатор тока	ТОП	6 шт.
Трансформатор напряжения	ОТСФ 245	2 шт.
Трансформатор напряжения	ТЕМР	1 шт.
Трансформатор напряжения	ОТСФ 123	3 шт.
Трансформатор напряжения	НДКМ	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	39 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Комплекс измерительно- вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.012.19.006.ПС-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Сургут». Методика измерений аттестована ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-т, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2023 г. № 438

Регистрационный № 69801-17

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Кварц

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Кварц (далее по тексту - 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.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

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

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

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.012.29. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии. Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	ЛР-6 кВ 1Т	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ЛР-6 кВ 2Т	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии	- от 99 до 101 - от 1 до 120 0,87 - от 49,85 до 50,15 - от +21 до +25 - от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	- от 90 до 110 - от 1 до 120 0,5 - от 49,6 до 50,4 - от -45 до +40 - от +10 до +30 - от +10 до +30 - от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	90000 72 75000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к

измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТОЛ	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.012.29ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Кварц». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А
Телефон: +7 (495) 710-93-33

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-т, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи термоэлектрические ТПП 2 821 004, ТПР 2 821 005, ТПР 2 821 006, ТПП 5 182 002, ТПР 5 182 003, ТПР 5 182 004

Назначение средства измерений

Преобразователи термоэлектрические ТПП 2 821 004, ТПР 2 821 005, ТПР 2 821 006, ТПП 5 182 002, ТПР 5 182 003, ТПР 5 182 004 (далее – преобразователи термоэлектрические) предназначены для измерений температуры в окислительных и нейтральных газовых средах, не содержащих веществ, вступающих во взаимодействие с материалами термопары (чувствительного элемента) преобразователей.

Описание средства измерений

Преобразователи термоэлектрические являются однофункциональными, неремонтируемыми, невосстанавливаемыми изделиями. По способу контакта с измеряемой средой преобразователи термоэлектрические соответствуют погружаемому исполнению, по условиям эксплуатации – стационарному исполнению, по отношению к измеряемой среде – не герметичные.

К данному типу преобразователей термоэлектрических относятся преобразователи термоэлектрические следующих модификаций ТПП 2 821 004, ТПР 2 821 005, ТПР 2 821 006, ТПП 5 182 002, ТПР 5 182 003, ТПР 5 182 004. Все преобразователи термоэлектрические имеют исполнения, отличающиеся друг от друга монтажной длиной и диаметром защитного чехла, с добавлением к условному обозначению на конце цифр от «-00» до «-51».

Конструктивно преобразователи термоэлектрические ТПП 5 182 002; ТПР 5 182 003; ТПР 5 182 004 состоят из термопары и изоляции – двухканальных корундовых трубок. Термопара состоит из двух термоэлектродов, изготовленных из разных сплавов платинородий-платиновых (для ТПП) или платинородий-платинородиевых (для ТПР), соединенных между собой на одном конце, который называется рабочим концом.

Преобразователи термоэлектрические ТПП 2 821 004; ТПР 2 821 005; ТПР 2 821 006 состоят из термопары и изоляции, помещенных в защитную арматуру. Материалом защитной арматуры погружаемой части преобразователя термоэлектрического является корунд.

Принцип действия преобразователей термоэлектрических основан на преобразовании тепловой энергии в ТЭДС чувствительного элемента при наличии разности температур между его свободными концами и рабочим концом.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Серийный номер, обеспечивающий идентификацию каждого экземпляра средства измерений, наносится типографским способом на индивидуальную этикетку средства измерений и имеет цифровое обозначение.

Общий вид преобразователей термоэлектрических приведен на рисунке 1.

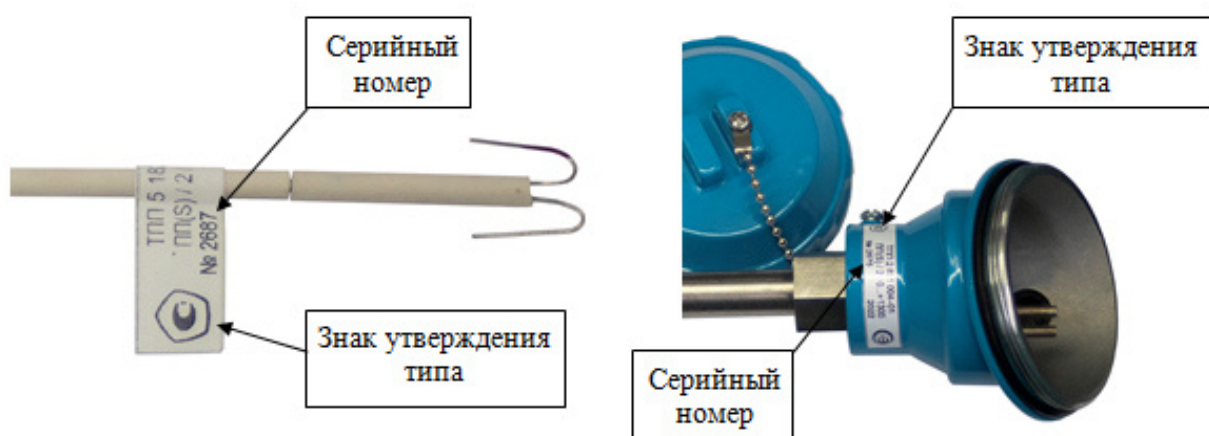


а) ТПП 5 182 002; ТПР 5 182 003; ТПР 5 182 004



б) ТПП 2 821 004; ТПР 2 821 005; ТПР 2 821 006

Рисунок 1 – Общий вид преобразователей термоэлектрических



а) ТПП 5 182 002; ТПР 5 182 003;
ТПР 5 182 004

б) ТПП 2 821 004; ТПР 2 821 005;
ТПР 2 821 006

Рисунок 2 – Места нанесения серийного номера и знака утверждения типа

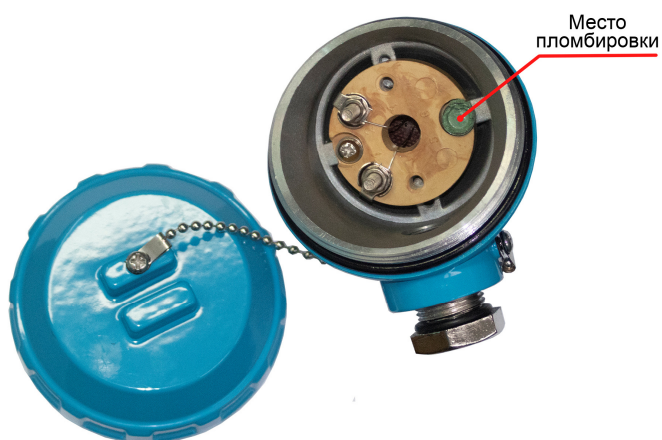


Рисунок 3 – Схема пломбировки ТПП 2 821 004; ТПР 2 821 005; ТПР 2 821 006

Пломбирование ТПП 5 182 002, ТПР 5 182 003, ТПР 5 182 004, имеющих исполнение без защитной арматуры (рисунок 2а)), не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	ТПП 5 182 002 (исп. от 00 до 51) ТПП 2 821 004 (исп. от 00 до 07)	ТПР 5 182 004 (исп. от 00 до 51) ТПР 2 821 005 (исп. от 00 до 07)	ТПР 5 182 003 (исп. от 00 до 51) ТПР 2 821 006 (исп. от 00 до 07)	ТПР 2 821 006 (исп. от 08 до 15)
Номинальная статистическая характеристика преобразования (НСХ) по ГОСТ Р 8.585-2001	ТПП (S)	ТПР (B)	ТПР (B)	ТПР (B)
Диапазон измеряемой температуры, °С	от 0 до 1400	от 600 до 1600	от 600 до 1600	от 600 до 1700
Класс допуска	2	2	3	2
Пределы допускаемых отклонений от НСХ, °С	$\pm 1,5$ (от 0 до 600 включ.) $\pm 0,0025 \cdot t $ (св. 600 до 1400)	$\pm 0,0025 \cdot t $	$\pm 4,0$ (от 600 до 800 включ.) $\pm 0,005 \cdot t $ (св. 800 до 1600)	$\pm 0,0025 \cdot t $
Примечание – t - температура измеряемой среды, °С				

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное значение температуры применения, °С: - ТПП 2 821 004, ТПП 5 182 002 - ТПР 2 821 005, ТПР 2 821 006, ТПР 5 182 004, ТПР 5 182 003	1100 1300
Показатель тепловой инерции при коэффициенте теплоотдачи, практически равном бесконечности, с, не более - ТПП 2 821 004, ТПР 2 821 005, ТПР 2 821 006 - ТПП 5 182 002, ТПР 5 182 003, ТПР 5 182 004	90 5
Масса, в зависимости от конструктивного исполнения, кг	от 0,001 до 4,400
Длина монтажной части, в зависимости от конструктивного исполнения, мм: - ТПП 2 821 004, ТПР 2 821 005, ТПР 2 821 006 - ТПП 5 182 002, ТПР 5 182 003, ТПР 5 182 004	от 250 до 2000 от 40 до 10000
Средняя наработка на отказ, ч, не менее: - при температуре применения не выше номинального значения - при температуре применения ТПП 2 821 004, ТПП 5 182 002 свыше номинальной до 1300 °С включ. - при температуре применения ТПП 2 821 004, ТПП 5 182 002 свыше 1300 °С до 1400 °С - при температуре применения ТПР 2 821 005, ТПР 2 821 006, ТПР 5 182 004, ТПР 5 182 003 свыше номинальной до верхнего значения	6000 1000 100 1500

Знак утверждения типа

наносится на индивидуальную этикетку средства измерений (рисунок 2) и титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь термоэлектрический	ТПП 2 821 004, ТПР 2 821 005, ТПР 2 821 006, ТПП 5 182 002, ТПР 5 182 003, ТПР 5 182 004	1 шт.
Паспорт для ТПП 2 821 004, ТПР 2 821 005, ТПР 2 821 006	ДДШ 2.821.004 ПС	1 экз.
Паспорт для ТПП 5 182 002, ТПР 5 182 003, ТПР 5 182 004	ДДШ 5.182.002 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Заметки по эксплуатации» документа ДДШ 2.821.004 ПС «Преобразователи термоэлектрические ТПП 2 821 004, ТПР 2 821 005, ТПР 2 821 006. Паспорт» и в разделе 4 «Устройство и принцип работы» документа ДДШ 5.182.002 ПС «Преобразователи термоэлектрические ТПП 5 182 002, ТПР 5 182 003, ТПР 5 182 004. Паспорт».

Нормативные и технические документы устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры;

ГОСТ 6616-94 ГСИ. Преобразователи термоэлектрические. Общие технические условия;

ГОСТ Р 8.585-2001 ГСИ. Термопары. Номинальные статические характеристики преобразования;

ТУ50-91 ДДШ 2.821.004 ТУ Преобразователи термоэлектрические ТПП 2 821 004, ТПР 2 821 005, ТПР 2 821 006, ТПП 5 182 002, ТПР 5 182 003, ТПР 5 182 004. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Научно-производственное предприятие «ЭТАЛОН»
(АО «НПП «ЭТАЛОН»)

ИНН 5504087401

Адрес: 644009, г. Омск, ул. Лермонтова, д. 175

Телефон: +7 (3819) 36-84-00, факс: +7 (3819) 36-78-82

Web-сайт: www.omsketalon.ru

E-mail: fgup@omsketalon.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федерального бюджетного учреждения «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Омской области» (ГЦИ СИ ФБУ «Омский ЦСМ»)

Адрес: 644116, г. Омск, ул. 24 Северная, д. 117-А

Телефон +7 (3812) 68-07-99, факс: +7 (3812) 68-04-07

E-mail: info@ocsm.omsk.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30051-11.

в части вносимых изменений:

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

Адрес: 117418, г.Москва, Нахимовский пр-т, д. 31

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

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2023 г. № 438

Регистрационный № 76508-19

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы элементные СПЕКТРОСКАН МЕТА

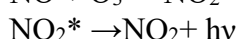
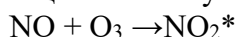
Назначение средства измерений

Анализаторы элементные СПЕКТРОСКАН МЕТА (далее – анализаторы) предназначены для измерений содержания общей серы и азота в нефти, нефтепродуктах, продуктах химического синтеза, биологических материалах, газах и сжиженных газах.

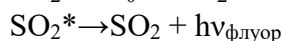
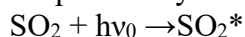
Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на высокотемпературном разложении и окислении компонентов пробы в кварцевой пиролизной трубке (печи) в атмосфере, обогащенной кислородом, и последующем анализе образовавшихся продуктов. При высокой температуре и избытке кислорода соединения серы количественно превращаются в двуокись серы (SO₂), соединения азота - в окись азота (NO). Углеводороды количественно превращаются в воду и двуокись углерода (H₂O и CO₂). Продукты горения переносятся потоком газа-носителя по газовой магистрали в блок измерения. В газовой магистрали присутствуют осушитель и фильтр твердых частиц, удаляющие из продуктов горения воду и сажу, которые мешают анализу.

Детектирование азота основано на методе хемилюминесценции. Молекулы NO взаимодействуют с добавленным в блок детектирования озоном, при этом образуются молекулы двуокиси азота в возбужденном состоянии, которые испускают характеристическое люминесцентное излучение $h\nu$. Оно регистрируется с помощью фотоэлектронного умножителя.



Детектирование серы основано на принципе ультрафиолетовой флуоресценции: молекулы SO₂ переходят в возбужденное состояние под действием ультрафиолетового облучения $h\nu_0$. Переход в основное энергетическое состояние сопровождается характеристическим флуоресцентным излучением $h\nu_{\text{флуор}}$, которое регистрируется с помощью фотоэлектронного умножителя.



Интенсивность характеристического излучения серы и азота пропорциональна содержанию соответственно серы и азота в образце. На основании величины этого сигнала, по предварительно построенной калибровочной зависимости, производится расчёт массовой доли/концентрации серы или азота.

Анализаторы элементные СПЕКТРОСКАН МЕТА выпускаются в следующих модификациях: -S, -N, -NS, -N(L), -N(L)S, -S-20729, где буквенные индексы обозначают: наличие в составе анализатора блока измерения серы (S), блока измерения азота (N), блоков измерения азота и серы (NS), блока измерения азота с расширенным диапазоном измерения азота (N(L)), блоков измерения азота с расширенным диапазоном измерения азота и блока измерения серы (N(L)S). Модификация анализатора -S-20729 конструктивно приспособлена для определения общей серы в газе горючем природном с применением воздуха в качестве газа носителя и окислителя.

В состав анализатора может входить блок печи вертикальный с вертикальным расположением муфеля (обозначается буквой –V) и вводом пробы сверху или блок печи с горизонтальным расположением муфеля (идентификатор отсутствует) и вводом пробы сбоку.

Анализаторы оснащаются разными устройствами ввода проб. В обозначении модификаций используются цифровые индексы: -01, -02, -03, подразумевающие наличие в составе анализатора устройства ввода жидких проб или устройства ввода жидких проб автоматического (01), устройства ввода газообразных проб (02), устройства ввода жидких проб и устройства ввода газообразных проб (03). Устройство ввода жидких проб автоматическое используется с блоком печи вертикальным с вертикальным расположением муфеля, устройство ввода жидких проб – с блоком печи с горизонтальным расположением муфеля. Модификация анализатора –S-20729 оснащена устройством ввода газообразных проб.

Конструктивно анализаторы элементные СПЕКТРОСКАН МЕТА состоят из блока печи, одного или двух блоков измерения и одного или двух устройств ввода проб.

Корпус анализатора изготавливают из металла, окрашиваемый в цвета, которые определяет изготовитель.

Нанесение знака поверки на анализаторы не предусмотрено. Каждый экземпляр анализатора имеет заводской номер, расположенный на паспортной табличке на задней стороне блока печи. Заводской номер имеет цифровой формат, состоящий из идентификатора серии анализаторов и номера прибора, и наносится травлением, гравированием, типографским или иным пригодным способом.

Общий вид анализатора элементного СПЕКТРОСКАН МЕТА-N(L)S-03 представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид анализатора элементного СПЕКТРОСКАН МЕТА-N(L)S-03:

- 1) блок измерения азота с расширенным диапазоном; 2) блок измерения серы; 3) блок печи; 4) устройство ввода жидких проб; 5) устройство ввода газообразных проб

Общий вид анализатора элементного СПЕКТРОСКАН МЕТА-N(L)S-V-03 представлен на рисунке 2. Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлено на рисунках 3 и 4.

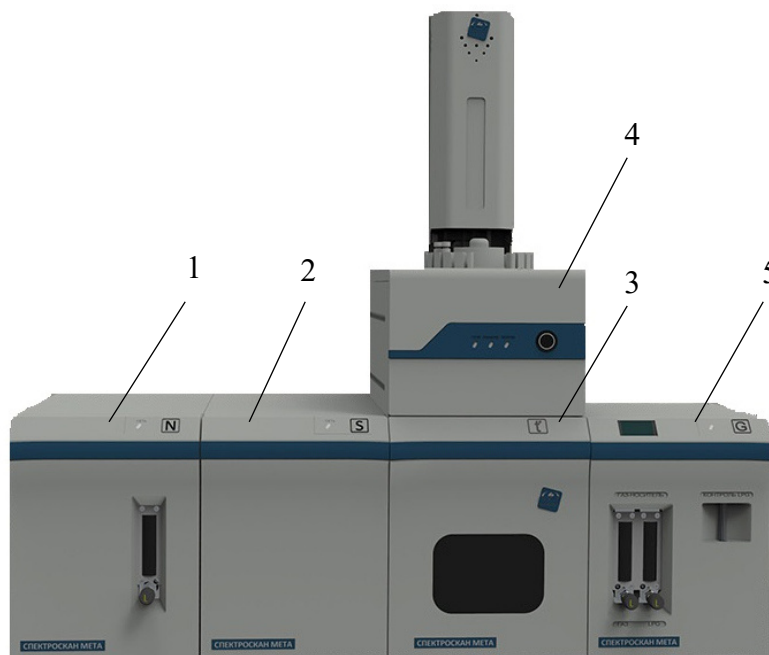


Рисунок 2 – Общий вид анализатора СПЕКТРОСКАН МЕТА-N(L)S-V-03:
1) блок измерения азота с расширенным диапазоном; 2) блок измерения серы; 3) блок
печи вертикальный; 4) устройство ввода жидких проб автоматическое; 5) устройство ввода
газообразных проб

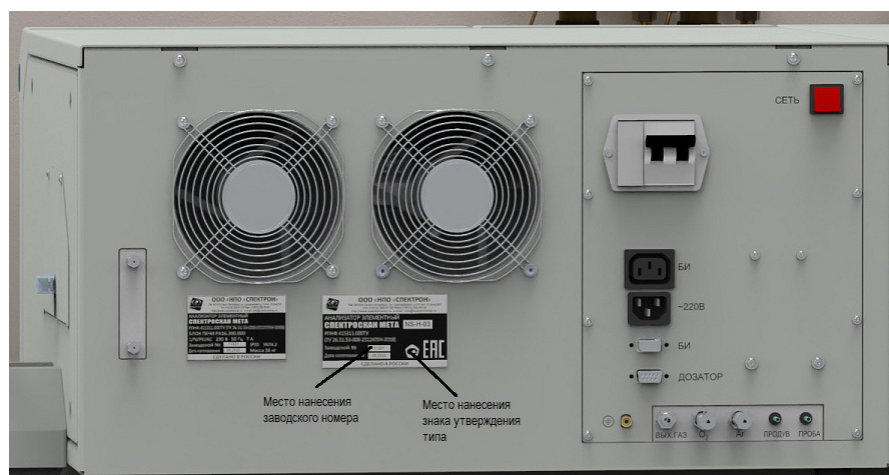


Рисунок 3 – Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа на блоке печи



Рисунок 4 – Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа на блок печи вертикальный

Пломбирование анализаторов не предусмотрено. Конструкция анализаторов обеспечивает ограничение доступа к частям анализаторов, несущим первичную измерительную информацию, и местам настройки (регулировки).

Программное обеспечение

Анализаторы оснащены внешним программным обеспечением ПО СПЕКТРОСКАН МЕТА (далее – ПО). ПО является метрологически значимым и выполняет следующие функции:

- управление анализатором;
- установка режимов работы анализатора;
- регистрация и обработка аналитических сигналов;
- калибровка анализатора;
- расчет массовой доли/концентрации определяемого элемента;
- обработка и хранение результатов измерений, вывод их на печать;
- проведение диагностических тестов анализатора.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО анализаторов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО СПЕКТРОСКАН МЕТА
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	-

Влияние программного обеспечения на метрологические характеристики анализаторов учтено при нормировании их характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний массовой доли серы в жидких пробах (S; NS; N(L)S), млн ⁻¹	от 0,03 до 20000
Диапазон измерений массовой доли серы в жидких пробах (S; NS; N(L)S), млн ⁻¹	от 1,0 до 10000
Предел обнаружения серы в жидких пробах (S; NS; N(L)S), млн ⁻¹	0,1
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массовой доли серы в жидких пробах (S; NS; N(L)S), %, в поддиапазонах измерений: от 1,0 до 10 млн ⁻¹ включ. св. 10 до 1000 млн ⁻¹ включ. св. 1000 до 10000 млн ⁻¹ включ.	±15 ±10 ±5
Диапазон показаний массовой концентрации серы в газообразных пробах (S; NS; N(L)S; S-20729), мг/м ^{3*}	от 0,03 до 20000
Диапазон измерений массовой концентрации серы в газообразных пробах (S; NS; N(L)S; S-20729), мг/м ^{3*}	от 1,0 до 10000
Предел обнаружения серы в газообразных пробах (S; NS; N(L)S; S-20729), мг/м ^{3*}	0,1
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массовой концентрации серы в газообразных пробах (S; NS; N(L)S; S-20729), %, в поддиапазонах измерений: от 1,0 до 10 мг/м ³ включ. св. 10 до 1000 мг/м ³ включ. св. 1000 до 10000 мг/м ³ включ.	±15 ±10 ±5
Диапазон показаний массовой доли азота в жидких пробах (N, NS, N(L), N(L)S), млн ⁻¹	от 0,03 до 20000
Диапазон измерений массовой доли азота в жидких пробах, млн ⁻¹ - модификации: N; NS - модификации: N(L); N(L)S	от 0,3 до 10000 от 0,050 до 10000
Предел обнаружения азота в жидких пробах, млн ⁻¹ : - модификации: N; NS - модификации: N(L); N(L)S	0,1 0,025
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массовой доли азота в жидких пробах (N, NS, N(L), N(L)S), %, в поддиапазонах измерений: от 0,050 до 0,30 млн ⁻¹ включ. св. 0,30 до 1,0 млн ⁻¹ включ. св. 1,0 до 10 млн ⁻¹ включ. св. 10 до 1000 млн ⁻¹ включ. св. 1000 до 10000 млн ⁻¹ включ.	±45 ±30 ±20 ±10 ±5
* Реализуется на модификациях, оснащенных устройством ввода газообразных проб.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры блока печи, мм, не более	
– высота	340
– ширина	585
– длина	531
Масса блока печи, кг, не более	36
Габаритные размеры блока печи вертикального, мм, не более	
– высота	505
– ширина	250
– длина	531
Масса блока печи вертикального, кг, не более	34
Габаритные размеры устройства ввода газообразных проб, мм, не более	
– высота	340
– ширина	310
– длина	355
Масса устройства ввода газообразных проб, кг, не более	11
Габаритные размеры блока измерений серы, мм, не более	
– высота	340
– ширина	250
– длина	531
Масса блока измерений серы, кг, не более	14
Габаритные размеры блока измерений азота, мм, не более	
– высота	340
– ширина	250
– длина	531
Масса блока измерений азота, кг, не более	15
Габаритные размеры блока измерений азота с расширенным диапазоном, мм, не более	
– высота	340
– ширина	250
– длина	531
Масса блока измерений азота с расширенным диапазоном, кг, не более	15
Габаритные размеры устройства ввода жидких проб, мм, не более	
– высота	250
– ширина	310
– длина	200
Масса устройства ввода жидких проб, кг, не более	2,5
Габаритные размеры устройства ввода жидких проб автоматического, мм, не более	
– высота	460
– ширина	110
– длина	215
Масса устройства ввода жидких проб автоматического, кг, не более	4,5
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	от 195 до 253
– частота переменного тока, Гц	50 ± 1

Наименование характеристики	Значение
Потребляемая мощность, кВт, не более	2,5
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %, не более	от +10 до +35 80
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	15000
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на паспортную табличку анализатора, расположенную на задней стороне блока печи, и на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор элементный:	СПЕКТРОСКАН МЕТА ¹⁾	1 шт.
Блок печи*	РА16.300.000	1 шт.
Блок печи вертикальный*	РА22.300.000	1 шт.
Блок измерения серы*	РА16.400.000	1 шт.
Блок измерения азота*	РА16.700.000	1 шт.
Блок измерения азота с расширенным диапазоном*	РА16.700.000-01	1 шт.
Устройство ввода жидких проб*	РА16.230.000	1 шт.
Устройство ввода жидких проб автоматическое*	РА22.390.000	1 шт.
Устройство ввода газообразных проб*	РА16.500.000	1 шт.
Персональный компьютер ²⁾	-	1 шт.
Комплект монтажных частей*	-	1 шт.
Комплект инструментов и принадлежностей (ЗИП)*	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РПНФ.415311.000РЭ	1 экз.
Руководство пользователя программным обеспечением	РПНФ.415311.000Д1	1 экз.
Программное обеспечение на электронном носителе	-	1 шт.
Паспорт	РПНФ.415311.000ПС	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.
1) - модификация в соответствии с заказом; 2) - поставляется по согласованию с заказчиком * - по заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации РПНФ.415311.000РЭ в разделе 8 «Порядок выполнения измерений».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

Приказ Росстандарта от 19 февраля 2021 г. № 148 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания неорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах»;

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 г. №2818 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»;

РПНФ.415311.000ТУ «Анализаторы элементные СПЕКТРОСКАН МЕТА. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «СПЕКТРОН» (ООО «НПО «СПЕКТРОН»)

ИНН 7826101943

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Циолковского, д. 10, лит. А, пом. 203

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «СПЕКТРОН» (ООО «НПО «СПЕКТРОН»)

ИНН 7826101943

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Циолковского, д. 10, лит. А, пом. 203

Телефон: +7 (812) 325-81-83; факс: +7 (812) 325-85-03

Web-сайт: www.spectronxray.ru

E-mail: info@spectronxray.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (343) 350-26-18

Факс: +7 (343) 350-20-39

Web-сайт: www.uniim.ru

E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.