

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2022 г. № 1267

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	Добавляемый изготовитель	Дата утверждения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Датчики горючих и токсичных газов, кислорода и диоксида углерода	ТХ6363, ТХ6373, ТХ6383, ТХ6386, ТХ6387	16473	73703-18	-	-	МП-242-2072-2018	МП 242-2072-2022	-	21.03.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Промышленные технологии» (ООО «ПРОМТЕХ»), г. Москва	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Санкт-Петербург
2.	Весы электронные платформенные	ВЭП «СХТ»	001	81155-20	-	-	ГОСТ OIML R 76-1-2011 (Приложение ДА)	-	-	25.02.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Торгово-производственная компания «СХТ» (ООО «ТПК СХТ»), Ростовская область, г. Зверево	ФБУ «Ростовский ЦСМ», г. Ростов-на-Дону
3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС	-	1594	63147-16	-	РТ-МП-2885-500-2015	-	РТ-МП-365-500-2022	-	05.04.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»),	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

	ПС 330 кВ «Восточная»										г. Москва	
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Княжево	-	052	75094-19	-	-	РТ-МП-5857-500-2019	-	-	31.03.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2022 г. № 1267

Регистрационный № 73703-18

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики горючих и токсичных газов, кислорода и диоксида углерода ТХ6363, ТХ6373, ТХ6383, ТХ6386, ТХ6387

Назначение средства измерений

Датчики горючих и токсичных газов, кислорода и диоксида углерода ТХ6363, ТХ6373, ТХ6383, ТХ6386, ТХ6387 предназначены для измерений объемной доли вредных, горючих газов (метан, водород), кислорода и диоксида углерода в газовых средах.

Описание средства измерений

Принцип действия датчика определяется входящим в его состав первичным измерительным преобразователем (сенсором):

- термокаталитический (ТХ6383, ТХ6386, ТХ6387), основанный на эффекте изменения сопротивления каталитически активного чувствительного элемента сенсора вследствие окисления на нем молекул горючего газа кислородом воздуха;
- оптический инфракрасный недисперсионный (ТХ6363), основанный на измерении поглощения инфракрасного излучения на двух длинах волн, соответствующей полосе поглощения определяемого компонента и вне ее;
- электрохимический (ТХ6373, ТХ6373.84), основанный на эффекте возникновения разности потенциалов на электродах сенсора вследствие электрохимической реакции между молекулами определяемого компонента и электролитом.

Способ отбора пробы – диффузионный.

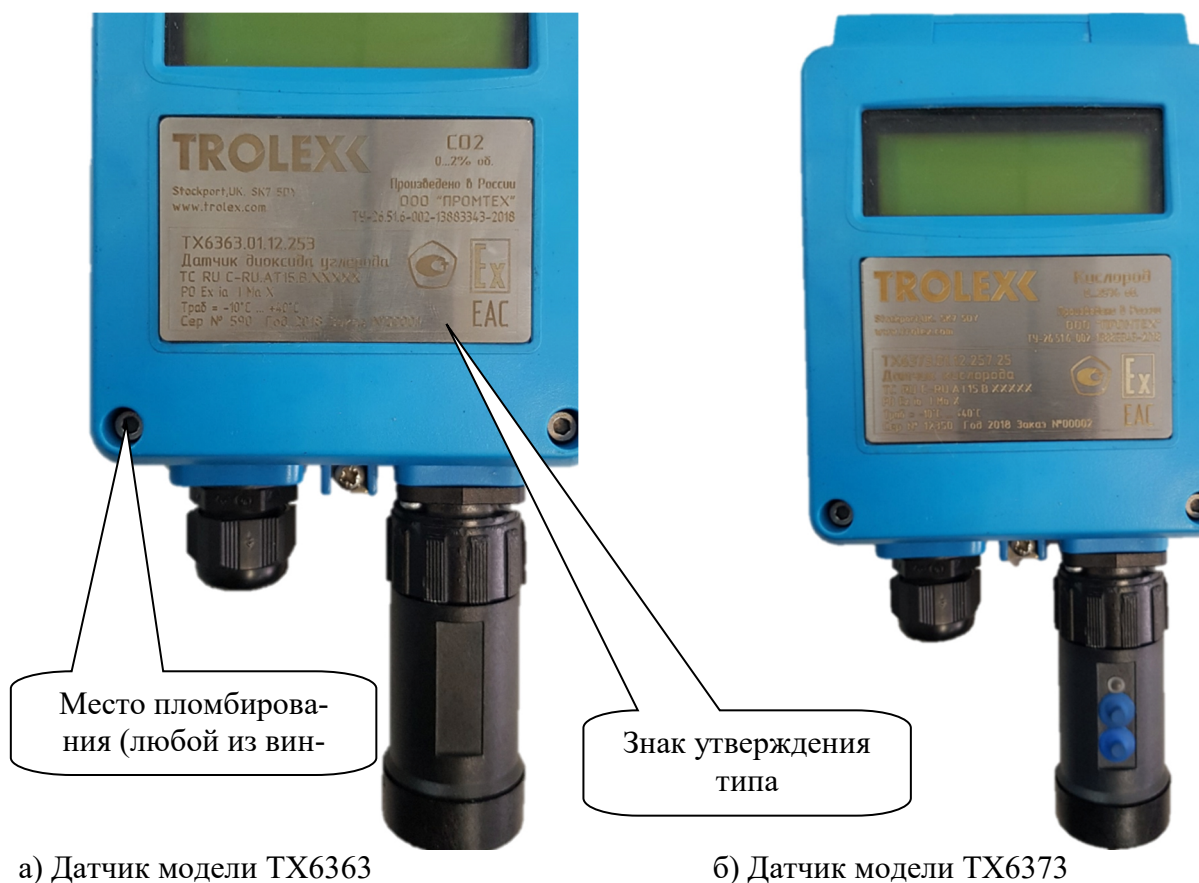
Конструктивно датчики выполнены одноблочными (возможно исполнение с выносным сенсором), материал корпуса композит на основе поликарбоната и нержавеющей стали для моделей ТХ6363, ТХ6373, ТХ6383, ТХ6386, нержавеющая сталь для ТХ6387. Датчики моделей ТХ6373, ТХ6383 и ТХ6386 могут комплектоваться выносным первичным измерительным преобразователем по дополнительному заказному коду «.84», указываемому после указания модели: ТХ6373.84, ТХ6383.84 и ТХ6386.84.

Датчики обеспечивают выполнение следующих функций:

- непрерывное измерение содержания определяемого компонента;
- отображение результатов измерений на встроенном дисплее (жидкокристаллическом для ТХ6363, ТХ6373, ТХ6383, светодиодном повышенной яркости для ТХ6386, ТХ6387);
- формирование унифицированного выходного аналогового сигнала (от 4 до 20 мА, от 0,4 до 2 В, от 5 до 15 Гц – в зависимости от модели и исполнения, кроме ТХ6386 и ТХ6387);
- формирование выходного релейного сигнала (для ТХ6386 и ТХ6387).
- диагностику состояния датчика.

Заводской (серийный) номер и знак утверждения типа наносятся на табличку, расположенную на лицевой стороне корпуса датчика. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке (при его оформлении) и/или в Руководство по эксплуатации.

Общий вид датчиков, схема пломбирования корпуса от несанкционированного доступа и размещение знака утверждения типа представлены на рисунке 1.





в) Датчик модели TX6383



г) Датчик модели TX6386



д) Датчик модели TX6387

Рисунок 1 - Общий вид датчиков, схема пломбирования корпуса от несанкционированного доступа и размещение знака утверждения типа

Программное обеспечение

Датчики имеют встроенное программное обеспечение (ПО), разработанное изготовителем специально для решения задач измерения содержания определяемых компонентов и сигнализации о достижении пороговых значений в газовых средах.

Встроенное ПО разработано изготовителем специально для решения задач измерения объемной доли определяемого компонента и обеспечивает следующие основные функции:

- обработку и передачу измерительной информации от первичного измерительного преобразователя (сенсора);
- отображение результатов измерений на встроенном дисплее;
- формирование выходных аналогового и релейного (в зависимости от модели) сигналов;
- настройку нулевых показаний и чувствительности датчиков;
- диагностику аппаратной части датчика и целостности встроенного ПО.

Встроенное ПО датчиков реализует следующие расчетные алгоритмы:

- 1) вычисление значений объемной доли определяемого компонента на основании данных от первичного преобразователя;
- 2) вычисление значений выходных сигналов.

ПО датчиков ТХ6386, ТХ6387 идентифицируется при включении питания посредством вывода на дисплей номера версии. ПО датчиков ТХ6363, ТХ6373, ТХ6383 указано на наклейке на микропроцессоре платы и модуля сенсора.

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик датчиков.

Датчики имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты по Р 50.2.077-2014: «низкий» для ТХ6363, ТХ6373, ТХ6383, «высокий» для ТХ6386, ТХ6387.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение								
	TX6363		TX6373			TX6383			TX6386 / TX6387
Идентификационное наименование ПО	FW display, xx ¹⁾	Gas head xx ¹⁾	FW display, xx ¹⁾	FW module, xx ¹⁾	FW output	FW display, xx ¹⁾	FW module, xx ¹⁾	FW output	Methane Monitor IEC EX
Номер версии (идентификационный номер) ПО ²⁾	V1.0	V1.5	V1.9	V1.4	V1.5	V1.7	V1.6	V1.4	V1.08

¹⁾ Символы «xx» в обозначении номера версии встроенного ПО – диапазон измерений и химическая формула определяемого компонента.

²⁾ Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики датчиков

Модель датчика	Определяемый компонент / принцип измерений ¹⁾	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ²⁾ погрешности (абсолютной, приведенной ³⁾ или относительной)	Предел допускаемого времени установления выходного сигнала, с	Цена деления наименьшего разряда дисплея
TX6386, TX6387	CH ₄ / TX	от 0 до 4 %	от 0 до 2,5 %	± 0,1 % (об.д.)	15 (T _{0,63}) 20 (T _{0,9})	0,01 %
TX6363	CH ₄ / ИК	от 0 до 5 %	от 0 до 2 % включ. св. 2 до 5 %	±0,1 % (об.д.) ±5 % отн.	15 (T _{0,63})	0,01 %
		от 0 до 100 %	от 0 до 60 % включ. св. 60 до 100 %	±3 % (об.д.) ±5 % отн.	20 (T _{0,63})	0,1 %
	CO ₂ / ИК	от 0 до 2 %	от 0 до 2 %	±10 % прив.	20 (T _{0,63})	0,01 %
		от 0 до 5 %	от 0 до 5 %	±10 % прив.	20 (T _{0,63})	0,01 %
	CO / ЭХ	от 0 до 50 млн ⁻¹ от 0 до 250 млн ⁻¹ от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ. св. 20 до 50 млн ⁻¹ св. 20 до 250 млн ⁻¹ св. 20 до 500 млн ⁻¹	±15 % прив. ±15 % отн. ±15 % отн. ±15 % отн.	20 (T _{0,63})	0,1 млн ⁻¹
TX6373	H ₂ S / ЭХ	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. св. 10 до 50 млн ⁻¹	±20 % прив. ±20 % отн.	20 (T _{0,63})	0,1 млн ⁻¹
	SO ₂ / ЭХ	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹ св. 5 до 20 млн ⁻¹	±20 % прив. ±20 % отн.	20 (T _{0,63})	0,1 млн ⁻¹
	NO ₂ / ЭХ	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ. св. 1 до 20 млн ⁻¹	±20 % прив. ±20 % отн.	20 (T _{0,63})	0,1 млн ⁻¹
	Cl ₂ / ЭХ ⁴⁾	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ. св. 1 до 10 млн ⁻¹	±20 % прив. ±20 % отн.	20 (T _{0,63})	0,1 млн ⁻¹
	O ₂ / ЭХ	от 0 до 25 %	от 0 до 5 % включ. св. 5 до 25 %	±4 % прив. ±4 % отн.	30 (T _{0,63})	0,1 %
	NO / ЭХ ⁴⁾	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. св. 10 до 100 млн ⁻¹	±20 % прив. ±20 % отн.	20 (T _{0,63})	0,1 млн ⁻¹
	H ₂ / ЭХ	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 1000 млн ⁻¹	±10 % прив.	70 (T _{0,63})	1 млн ⁻¹
	CH ₄ / TX	от 0 до 4,0 %	от 0 до 2,5 %	±0,1 % (об.д.)	15 (T _{0,63})	0,01 %
TX6383		от 0 до 5,0 %	от 0 до 2,5 %	±0,1 % (об.д.)	15 (T _{0,63})	0,01 %

Продолжение таблицы 2.

Модель датчика	Определяемый компонент / принцип измерений ¹⁾	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ²⁾ погрешности (абсолютной, приведенной ³⁾ или относительной)	Предел допускаемого времени установления выходного сигнала, с	Цена деления наименьшего разряда дисплея
TX6383	CH ₄ / TX	от 0 до 100 % НКПР ⁵⁾	от 0 до 50 % НКПР	±4 % НКПР	15 (T _{0,63})	1 % НКПР
	H ₂ / TX	от 0 до 4,0 %	от 0 до 2,0 %	±0,1 % (об.д.)	15 (T _{0,63})	0,01 %
		от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±4 % НКПР	15 (T _{0,63})	1 % НКПР

¹⁾ В таблице приняты следующие обозначения принципов измерений: TX - термохимический, ИК – инфракрасный, ЭХ – электрохимический.

²⁾ Нормальные условия измерений:

- диапазон температуры окружающей среды от 15 до 25 °С;
- диапазон относительной влажности окружающей среды при температуре +25 °С от 30 до 80 %;
- диапазон атмосферного давления от 98 до 104,6 кПа;
- содержание сопутствующих компонентов не более 0,5 ПДК;
- напряжение питания постоянного тока от 11,4 до 12,6 В или от 22,8 до 25,2 В (значение номинального напряжения питания (12 В или 24 В) и вид выходного аналогового сигнала (от 4 до 20 мА, от 0,4 до 2 В, от 5 до 15 Гц) указаны на табличке, расположенной с внутренней стороны крышки датчика).

³⁾ Нормирующее значение – верхний предел соответствующего поддиапазона (диапазона) измерений.

⁴⁾ Не может быть применен для контроля предельно-допустимых концентраций определяемого компонента в воздухе рабочей зоны, применяется для контроля аварийных ситуаций.

⁵⁾ Значения НКПР в соответствии с ГОСТ 31610-20-1-2020.

Таблица 3 - Диапазоны измерений, пределы допускаемой погрешности датчиков с электрохимическими сенсорами, предназначенными для контроля предельно допустимых концентрации (ПДК) вредных газов в воздухе рабочей зоны (в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.11.2020 г. № 1847)

Определяемый компонент / тип сенсора	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой погрешности	
		приведенной, %	относительной, %
CO / ЭХ ¹⁾	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±25	-
	св. 20 до 50 млн ⁻¹	-	±25
	св. 20 до 250 млн ⁻¹	-	±25
	св. 20 до 500 млн ⁻¹	-	±25
NO ₂ / ЭХ ²⁾	от 0 до 1 млн ⁻¹	±20	-
	св. 1 до 20 млн ⁻¹	-	±20
H ₂ S / ЭХ ²⁾	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±20	-
	св. 10 до 50 млн ⁻¹	-	±20

Продолжение таблицы 3.

Определяемый компонент / тип сенсора	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой погрешности	
		приведенной, %	относительной, %
SO ₂ / ЭХ ²⁾	от 0 до 5 млн ⁻¹	±20	-
	св. 5 до 20 млн ⁻¹	-	±20
1) Значения пределов допускаемой погрешности установлены в условиях эксплуатации: - температура окружающей среды от -10 до +40 °С; - относительная влажность от 0 до 95 %; - атмосферное давление от 90 до 110 кПа; - сопутствующие компоненты (перечень согласно таблице 2) не более 0,5·ПДК. 2) Значения пределов допускаемой погрешности установлены в условиях эксплуатации: - температура окружающей среды от +15 до +25 °С; - относительная влажность от 30 до 80 %; - атмосферное давление от 98 до 104,6 кПа; - сопутствующие компоненты (перечень согласно таблице 2) не более 0,5·ПДК.			

Таблица 4 – Метрологические характеристики датчиков

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации выходного сигнала датчиков, в долях от предела допускаемой основной погрешности: - TX6363 - TX6373, TX6383, TX6386, TX6387	0,3 0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности датчиков от изменения температуры окружающей среды на каждые 10 °С в пределах условий эксплуатации относительно условий определения основной погрешности, в долях от предела допускаемой основной погрешности: - TX6363 - TX6373 - TX6383, TX6386, TX6387	±0,5 ±1,0 ±1,0
Пределы допускаемой дополнительной погрешности датчиков от изменения влажности среды в условиях эксплуатации относительно условий определения основной погрешности, в долях от предела допускаемой основной погрешности	±0,5
Время прогрева датчиков, мин, не более - TX6363 - TX6373 - TX6383, TX6386, TX6387	10 10 5
Пределы допускаемого изменения выходного сигнала датчика за 30 сут. непрерывной работы, в долях от предела допускаемой основной погрешности: - TX6363 - TX6373 - TX6383, TX6386, TX6387	±0,5 ±1,0 ±1,0
Диапазон задания порогов срабатывания сигнализации (для TX6386, TX6387), объемная доля определяемого компонента, %	от 0,5 до 2,5
Предел допускаемой погрешности срабатывания сигнализации (для TX6386, TX6387): - объемная доля определяемого компонента, % - дозврывоопасная концентрация определяемого компонента, % НКПР	±0,1 ±1

Таблица 5 – Основные технические характеристики датчиков

Наименование характеристики	Значение
Электрическое питание датчиков осуществляется (номинальное значение) постоянным током напряжением, В	12 или 24 ¹⁾
Потребляемый датчиками электрический ток, мА, не более: - TX6363 - TX6373 - TX6383 - TX6386, TX6387	120 24 100 160
Габаритные размеры и масса датчиков	приведены в таблице 6
Средний срок службы, лет	5 ²⁾
Средняя наработка до отказа, ч	24 000
Датчики выполнены во взрывозащищенном исполнении и соответствуют требованиям технического регламента ТС ТР 012/2011, ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011), ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011), ГОСТ Р МЭК 60079-18-2012, маркировка взрывозащиты ³⁾ : - TX6363 - TX6373 - TX6383 - TX6386, TX6387	PO Ex ia I Ma X PO Ex ia I Ma, 0Ex ia IIC T4 Ga X PO Ex ia I Ma X PO Ex ia I Ma
Степень защиты от проникновения пыли и влаги по ГОСТ 14254-2015 (корпус датчика / входное отверстие для газа): - TX6363 - TX6373, TX6383 - TX6386, TX6387	IP66 / IP52 IP66 / IP54 IP65 / IP54
¹⁾ Значение номинального напряжения питания (12 В или 24 В) и вид выходного аналогового сигнала (от 4 до 20 мА, от 0,4 до 2 В, от 5 до 15 Гц) указаны на табличке, расположенной с внутренней стороны крышки датчика. ²⁾ Без учета срока службы первичных измерительных преобразователей (сенсоров). ³⁾ Маркировка взрывозащиты указана согласно сертификату соответствия № ТС RU С-RU.AT15.B.01281 от 10.09.2018 г., выдан ООО «РПН СФЕРА».	

Таблица 6 – Габаритные размеры и масса датчиков

Модель датчика	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
	высота	ширина	глубина	
TX6363, TX6373, TX6383 *	250	110	63	0,45
TX6386 *	189	110	65	
TX6387 *	420	200	106	
* Без учета размеров и массы выносного датчика.				

Таблица 7 – Условия эксплуатации датчиков

Модель датчика	Диапазон температуры окружающей среды, °С	Диапазон относительной влажности при температуре 35°С, % (без конденсации влаги)	Диапазон атмосферного давления, кПа
TX6363	от -10 до +40	от 0 до 95	от 90 до 110
TX6373	от -10 до +40		
TX6383	от -10 до +40		
TX6386, TX6387	от -10 до +40		

Знак утверждения типа

наносится на табличку под крышкой корпуса датчика методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 - Комплектность датчиков горючих и токсичных газов, кислорода и диоксида углерода TX6363, TX6373, TX6383, TX6386, TX6387

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Датчик горючих и токсичных газов, кислорода и диоксида углерода TX6363, TX6373, TX6383, TX6386, TX6387	TX6363.XX.XX.XXX или TX6373.XX.XX.XXX или TX6363.84.XX.XX.XXX или TX6383.XX.XX.XXX или TX6373.84.XX.XX.XXX или TX6386.83.XXX или TX6386.84.XXX или TX6387.XXX ¹⁾	1 шт.	Исполнение датчика по заказу
Руководство по эксплуатации	TX6363.00.00 РЭ или TX6373.00.00 РЭ или TX6383.00.00 РЭ или TX6386/TX6387.00.00 РЭ	1 экз.	Не менее 1 экз. на партию
Комплект принадлежностей	-	1 компл.	

¹⁾ Цифрами на месте символов XX, XXX в обозначении исполнения датчика закодированы условия применения датчика во взрывоопасных зонах, вид выходного сигнала, определяемый компонент и диапазон измерений.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 5 – 8 документов TX6363.00.00 РЭ, TX6373.00.00 РЭ, TX6383.00.00 РЭ и разделах 3 – 6 документа TX6386/TX6387.00.00 РЭ

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к датчикам горючих и токсичных газов, кислорода и диоксида углерода TX6363, TX6373, TX6383, TX6386, TX6387

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31.12.2020 № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»

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

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

ТУ-26.51.6-002-13883343-2018 Датчики горючих и токсичных газов, кислорода и диоксида углерода TX6363, TX6373, TX6383, TX6386, TX6387. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Промышленные технологии»
(ООО «ПРОМТЕХ»)

ИНН 7703425337

Адрес: 121069, г. Москва, Никитская Б. улица, 50А/5, этаж 2, пом. I, комн. 4.

Телефон: (495) 225-48-29, 461-16-01, факс: (495) 465-02-31

Web-сайт: www.promtex.ru

E-mail: info@promtex.ru

Испытательный центр

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

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

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

Web сайт: <http://www.vniim.ru>

E-mail: info@vniim.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2022 г. № 1267

Регистрационный № 81155-20

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы электронные платформенные ВЭП «СХТ»

Назначение средства измерений

Весы электронные платформенные ВЭП «СХТ» (далее – весы) предназначены для статических измерений массы различных грузов.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании деформации упругого элемента весоизмерительного тензорезисторного датчика (далее-датчик), возникающей под действием силы тяжести объекта измерений, в аналоговый электрический сигнал, пропорциональный его массе. Сигнал поступает в весоизмерительный прибор, где происходит его дальнейшая обработка и индикация результатов измерений.

Конструктивно весы состоят из грузоприемного устройства (ГПУ) и прибора весоизмерительного (индикатор п.Т2.2.2 ГОСТ OIML R 76-1–2011 или терминал п.Т2.2.5 ГОСТ OIML R 76-1–2011).

В конструкции весов используются датчики весоизмерительные тензорезисторные SQC производства фирмы «Ningbo BENUI Electric Co., Ltd», Китай (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 59556-14), или датчики весоизмерительные тензорезисторные BSA, BCM производства фирмы «CAS Corporation», Республика Корея (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 51261-12), или датчики весоизмерительные тензорезисторные С и Н модификации Н4 производства фирмы ЗАО «ВИК «Тензо-М», Московская область, Люберецкий р-н, п. Красково (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53636-13), или датчики весоизмерительные тензорезисторные модификации Н2 и Н11 производства фирмы ЗАО «ВИК «Тензо-М», Московская область, Люберецкий р-н, п. Красково (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 55200-13), или датчики весоизмерительные тензорезисторные Single shear beam, Dual shear beam, S beam, Column модификации Н8С, НМ8С производства фирмы "Zhonghang Electronic Measuring Instruments Co., LTD. (ZEMIC)", Китай (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 55371-19), или датчики весоизмерительные тензорезисторные QS, S, LS, D, PST, USB модификации SQB-A, SQBB производства фирмы "Keli Sensing Technology (Ningbo) Co., Ltd.", Китай (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 57673-14).

Для предоставления результатов взвешивания и управления весами применяются индикатор весоизмерительный СКИ-12 производства фирмы ООО «Компания Скейл», г. Москва (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 58661-14), или прибор весоизмерительный CI-200A производства фирмы «CAS Corporation», Республика Корея (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 50968-12), или прибор весоизмерительный WE 2107 производства фирмы "Hottinger Baldwin (Suzhou) Electronic Measurement Technology Co., Ltd.", Китай (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 61808-15), или весовой преобразователь ТВ-003/05Н производства фирмы ЗАО «ВИК «Тензо-М», Московская область, Люберецкий р-н, п. Красково.

ГПУ устанавливается на датчики весоизмерительные тензометрические от 4-х до 12-ти штук. Для корректной установки на корпусе весов имеется индикатор положения уровня.

Модификации весов отличаются пределами взвешивания, величиной поверочного интервала и габаритными размерами ГПУ. Полный перечень модельного ряда представлен в таблице 5.

Модификации имеют следующее обозначение:

ВЭП «СХТ» -[1]-[2], где

[1] - максимальная нагрузка (Max) весов;

[2] – шифр исполнения ГПУ (соответствующие данные указаны в таблице 5).

Весы снабжены следующими устройствами и функциями (в скобках указаны соответствующие пункты ГОСТ OIML R 76-1-2011):

- устройство первоначальной установки нуля (Т.2.7.2.4);
- устройство уравнивания тары - устройство выборки массы тары (Т.2.7.4.1);
- показывающее устройство с расширением (Т.2.6).

Маркировка весов выполнена в виде таблички, закрепленной на грузоприемном устройстве, на которой нанесены следующие данные:

- знак утверждения типа;
- обозначение весов в виде «ВЭП «СХТ»;
- обозначение моделей весов в виде [1]-[2];
- класс точности весов по ГОСТ OIML R 76-1-2011 в виде «Средний (Ш)»;
- значение максимальной нагрузки в виде Max=;
- значение минимальной нагрузки в виде Min=.....;
- действительная цена деления в виде d=.....;
- цена поверочного деления в виде e=.....;
- диапазон рабочих температур в виде: -40 °C/ +50 °C;
- заводской номер (в цифровом формате);
- год выпуска;
- наименование предприятия-изготовителя.

Буквенно-цифровое обозначение типа весов наносится на маркировочную табличку фотохимическим методом, цифровое обозначение заводского номера весов - ударным способом, что обеспечивает сохранность в процессе эксплуатации и идентификацию весов.

Общий вид весов, весоизмерительных тензорезисторных датчиков, приборов(индикаторов) весоизмерительных, а также мест пломбирования представлены на рисунках 1 - 4.

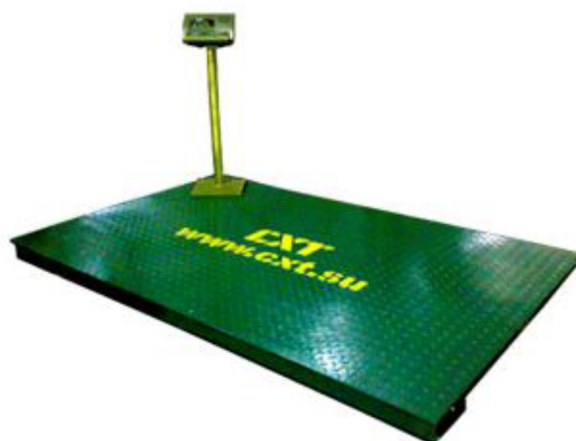


Рисунок 1 - Общий вид весов электронных платформенных ВЭП «СХТ»



SQC



BSA
(CAS)



H2
(Тензо-М)



H4
(Тензо-М)



BSM
(CAS)



Shear Beam
(H8C, HM8C)



Bend Beam
(B6E, H6E)



SQB-A, SQBB

Рисунок 2 - Общий вид весоизмерительных тензорезисторных датчиков



Рисунок 3 - Общий вид приборов(индикаторов) весоизмерительных



Рисунок 4 - Места пломбировки приборов (индикаторов) весоизмерительных

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее — ПО) весов является встроенным, используется в стационарной (закрепленной) аппаратной части с определенными программными средствами.

Защита ПО и измерительной информации от преднамеренных и непреднамеренных воздействий соответствует требованиям ГОСТ OIML R 76-1–2011 п. 5.5.1 «Устройства со встроенным программным обеспечением». ПО не может быть модифицировано или загружено через какой-либо интерфейс или с помощью других средств после принятия защитных мер.

Защита от несанкционированного доступа к настройкам и данным измерений обеспечивается невозможностью изменения ПО без применения специализированного оборудования производителя. Для предотвращения воздействий и защиты законодательно контролируемых параметров служат скрытая кнопка для доступа к меню калибровки и административный пароль. Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который отображается на дисплее терминала при включении весов.

Уровень защиты программного обеспечения от преднамеренных и непреднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения			
Идентификационное наименование ПО	СКИ- 12	WE2107	CAS CI-200A	TB
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V-1.XX	P7X	1.20, 1.21, 1.22	C.4.002
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-	-

Метрологические и технические характеристики

Класс точности весов средний (III) по ГОСТ OIML R 76-1-2011.

Обозначение модификации весов, максимальная нагрузка (Max), минимальная нагрузка (Min), поверочный интервал весов (e), действительная цена деления (d) и число поверочных интервалов (n) приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Основные метрологические характеристики

Модификация весов	Max, кг	Min, кг	e = d, кг	n
1	2	3	4	5
ВЭП «СХТ» 0,3-[2]	300	2	0,1	3000
ВЭП «СХТ» 0,5-[2]	500	4	0,2	2500
ВЭП «СХТ» 0,8-[2]	800	10	0,5	1600
ВЭП «СХТ» 1-[2]	1000	10	0,5	2000
ВЭП «СХТ» 1,5-[2]	1500	10	0,5	3000
ВЭП «СХТ» 2-[2]	2000	20	1,0	2000
ВЭП «СХТ» 2,5-[2]	2500	20	1,0	2500
ВЭП «СХТ» 3-[2]	3000	20	1,0	3000
ВЭП «СХТ» 4-[2]	4000	40	2,0	2000
ВЭП «СХТ» 5-[2]	5000	40	2,0	2500
ВЭП «СХТ» 10-[2]	10000	100	5,0	2000
ВЭП «СХТ» 15-[2]	15000	100	5,0	3000
ВЭП «СХТ» 20-[2]	20000	200	10,0	2000
ВЭП «СХТ» 25-[2]	25000	200	10,0	2500
ВЭП «СХТ» 30-[2]	30000	200	10,0	3000
ВЭП «СХТ» 40-[2]	40000	400	20,0	2000

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Характеристика	Значение
Пределы допускаемой погрешности весов при первичной поверке (в эксплуатации) в единицах цены поверочного деления (e):	
от Min до 500e включ.	$\pm 0,5 e$ (1,0 e)
св. 500e до 2000e включ.	$\pm 1,0 e$ (2,0 e)
св. 2000e до Max включ.	$\pm 1,5 e$ (3,0 e)
Пределы допускаемой погрешности устройства установки на нуль, в единицах цены поверочного деления (e)	$\pm 0,25 e$
Реагирование, в единицах поверочного интервала весов (e)	1,4 e
Невозврат к нулю, в единицах поверочного интервала весов (e)	$\pm 0,5 e$

Таблица 4 - Технические характеристики

Характеристика	Значение
Особые границы рабочих температур (Tmin, Tmax), °C для ГПУ весов с датчиками:	
- SQC; CAS (BSA, BCM); Тензо-М (Н4), (Н2); Bend Beam (В6Е, Н6Е)	от -10 до +40
- Single Shear Beam (Н8С, НМ8С)	от -30 до +40
- SQB-A, SQBB	от -40 до +50
Диапазон рабочих температур для приборов весоизмерительных, °C	от -10 до +40
Параметры электропитания весов:	
- напряжение питания, В	от 187 до 242
- частота питающей сети, Гц	от 49 до 51
Потребляемая мощность, В·А, не более	15
Вероятность безотказной работы за 1000 часов, %	0,98
Средний срок службы, лет, не менее	10

Обозначения весов, количество платформ грузоприемного устройства (ГПУ) (N), количество тензорезисторных датчиков (количество датчиков), размеры грузоприемных платформ (ГП), масса каждой платформы ГПУ указаны в таблице 5.

Таблица 5 - Технические характеристики

Обозначение весов	Кол-во датчиков	Количество платформ ГПУ, (N)	Габаритные размеры весов, не более, длина, ширина, высота, мм	Масса весов, кг не более
1	2	3	4	5
ВЭП «СХТ» 0,3-[2]	4-6	1-2	8000, 4000, 500	1900
ВЭП «СХТ» 0,5-[2]	4-6	1-2	8000, 4000, 500	1900
ВЭП «СХТ» 0,8-[2]	4-8	1-2	8000, 4000, 500	1900
ВЭП «СХТ» 1-[2]	4-8	1-2	8000, 4000, 500	1900
ВЭП «СХТ» 1,5-[2]	4-8	1-2	8000, 4000, 500	1900
ВЭП «СХТ» 2-[2]	4-8	1-2	8000, 4000, 500	1900
ВЭП «СХТ» 2,5-[2]	4-8	1-2	8000, 4000, 500	1900
ВЭП «СХТ» 3-[2]	4-8	1-2	8000, 4000, 500	1900
ВЭП «СХТ» 4-[2]	4-8	1-2	8000, 4000, 500	2760
ВЭП «СХТ» 5-[2]	4-12	1-4	12000, 4000, 500	5040
ВЭП «СХТ» 10-[2]	4-12	1-4	12000, 4000, 500	5100
ВЭП «СХТ» 15-[2]	4-12	1-4	12000, 4000, 500	5520
ВЭП «СХТ» 20-[2]	4-12	1-4	12000, 4000, 500	6850
ВЭП «СХТ» 25-[2]	4-12	1-4	12000, 4000, 500	6850
ВЭП «СХТ» 30-[2]	4-12	1-4	12000, 4000, 500	6850
ВЭП «СХТ» 40-[2]	4-12	1-4	12000, 4000, 500	6850

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на боковой стенке грузоприемного устройства фотохимическим методом и на титульный лист «Паспорта (руководства по эксплуатации)» методом типографской печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы электронные платформенные ВЭП «СХТ»	-	1 шт
Паспорт (Руководство по эксплуатации)	-	1 шт
Руководство пользователя прибора весоизмерительного	-	1 шт

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» Паспорта (руководства по эксплуатации).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта № 2818 от 29.12.2018 г. «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерения массы»

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

ТУ 28.29.31-002-35999537-2019 «Весы электронные платформенные ВЭП «СХТ». Технические условия. Изменение 1».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Торгово-производственная компания «СХТ» (ООО «ТПК СХТ»)

Адрес: 346310, Ростовская область, г. Зверево, ул. Крупской, д.126Я, офис 1.

ИНН: 6146003714

Телефон: (8636)236879

E-mail: info@sxt.su

Испытательный центр

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

Адрес: 344000, Ростовская область, г. Ростов-на-Дону, пр. Соколова, 58/173

Телефон: (863)290-44-88, факс: (863)291-08-02

E-mail: info@rostcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростовский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30042-13 от 16.12.2014

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2022 г. № 1267

Регистрационный № 63147-16

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Восточная»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Восточная» (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) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую 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 проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

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. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающий сигналы спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Сервер сбора обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и часов сервера сбора более чем на 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 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.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 1594. 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.

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

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

Метрологические и технические характеристики

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
1	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, 3 с, ВЛ 110 кВ Восточная-Янино (Янинская-6)	СА 123 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325H рег. № 46626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, 3 с, ВЛ 110 кВ Восточная-Новоржевская II цепь (Северная-2)	СА 123 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
3	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, 1 с, ВЛ 110 кВ Восточная-Новоржевская I Цепь (Северная-1)	СА 123 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
4	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, 3 с, КВЛ 110 кВ Восточная-Магнитогорская-новая (Янинская-1+К-137)	СА 123 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
5	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, 1 с, ВЛ 110 кВ Восточная-Охтинская I цепь (Янинская-2)	СА 123 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
6	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, 1 с, КВЛ 110 кВ Восточная-Колонтай (Оккервильская-1)	СА 123 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, 3 с, ВЛ 110 кВ Октябрьская- Восточная с отпайками (Янинская- 4)	СА 123 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325H рег. № 46626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
8	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, 2 с, ВЛ 110 кВ Восточная- Восточная- коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (Кудровская- 1)	СА 123 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
9	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, 4 с, ВЛ 110 кВ Восточная- СВС Кудрово (Кудровская-2)	СА 123 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
10	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, 2 с, ВЛ 110 кВ Восточная -Охтинская II цепь (Янинская-7)	СА 123 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
11	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, 4 с, ВЛ 110 кВ Восточная -Охтинская III цепь (Янинская-8)	СА 123 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
12	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, 2 с, КВЛ 110 кВ Восточная-Кудрово (Янинская-5+К-156)	СА 123 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
13	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, 2 с, ВЛ 110 кВ Восточная- ПП Правобережный с отпайкой на ПС Правобережная (Янинская-9)	СА 123 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
14	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, 2 с, ВЛ 110 кВ Октябрьская- Восточная с отпайкой на ПС Правобережная (Янинская-10)	СА 123 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ПС 330 кВ Восточная, КРУН 35 кВ, 1 с, ВЛ 35кВ Восточная – Красная звезда I цепь (Заневская-3)	GI-36 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 28402-09	TJP 7.1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 25432-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325H рег. № 46626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
16	ПС 330 кВ Восточная, КРУН 35 кВ, 1 с, ВЛ 35кВ Восточная – СВС 35 кВ I цепь (Заневская-1)	GI-36 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 28402-09	TJP 7.1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 25432-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
17	ПС 330 кВ Восточная, КРУН 35 кВ, 2 с, ВЛ 35кВ Восточная – Красная звезда II цепь (Заневская-4)	GI-36 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 28402-09	TJP 7.1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 25432-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
18	ПС 330 кВ Восточная, КРУН 35 кВ, 2 с, ВЛ 35 кВ Восточная – СВС 35 кВ II цепь (Заневская-2)	GI-36 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 28402-09	TJP 7.1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 25432-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
19	ПС 330 кВ Восточная, ЗРУ 6 кВ, 1 с, ячейка № 111, КЛ 6 кВ ф. 09	TPU4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 17085-98	TJP 4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 45423-10	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
20	ПС 330 кВ Восточная, ЗРУ 6 кВ, 1 с, ячейка № 110, КЛ 6 кВ ф. 11/111	TPU4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 17085-98	TJP 4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 45423-10	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
21	ПС 330 кВ Восточная, ЗРУ 6 кВ, 1 с, ячейка № 108, КЛ 6 кВ ф. 07	TPU4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 17085-98	TJP 4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 45423-10	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
22	ПС 330 кВ Восточная, ЗРУ 6 кВ, 1 с, ячейка № 107, КЛ 6 кВ ф. 05	TPU4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 17085-98	TJP 4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 45423-10	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
23	ПС 330 кВ Восточная, ЗРУ 6 кВ, 1 с, ячейка № 106, КЛ 6 кВ ф. 03	TPU4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 17085-98	TJP 4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 45423-10	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	ПС 330 кВ Восточная, ЗРУ 6 кВ, 2 с, ячейка № 205, КЛ 6 кВ ф. 02	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 17085-98	ТJP 4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-08	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	RTU-325H рег. № 46626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
25	ПС 330 кВ Восточная, ЗРУ 6 кВ, 2 с, ячейка № 206, КЛ 6 кВ ф. 04/104	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 17085-98	ТJP 4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-08	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
26	ПС 330 кВ Восточная, ЗРУ 6 кВ, 2 с, ячейка № 207, КЛ 6 кВ ф. 01	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 17085-98	ТJP 4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-08	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
27	ПС 330 кВ Восточная, ЗРУ 6 кВ, 2 с, ячейка № 208, КЛ 6 кВ ф. 08	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 17085-98	ТJP 4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-08	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
28	ПС 330 кВ Восточная, ЗРУ 10 кВ, 1 с, ячейка № 106, КЛ 10 кВ ф.4	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 17085-98	ТJP 4 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 45423-10	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
29	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 330 кВ, ВЛ 330 кВ Северо-Западная ТЭЦ - Восточная (Л- 417)	СА 362 кл.т. 0,2S К _{тт} = 2000/1 рег. № 23747-02	ДФК 362 кл.т. 0,2 К _{тн} = (330000/√3)/(100/√3) рег. № 62102-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
30	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 330 кВ, ВЛ 330 кВ Восточная - Октябрьская II цепь (Л-420)	СА 362 кл.т. 0,2S К _{тт} = 2000/1 рег. № 23747-02	ДФК 362 кл.т. 0,2 К _{тн} = (330000/√3)/(100/√3) рег. № 62102-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
31	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 330 кВ, ВЛ 330 кВ Восточная - Октябрьская I цепь (Л-419)	СА 362 кл.т. 0,2S К _{тт} = 2000/1 рег. № 23747-02	ДФК 362 кл.т. 0,2 К _{тн} = (330000/√3)/(100/√3) рег. № 62102-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
32	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 330 кВ, ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-Восточная (Л- 383)	СА 362 кл.т. 0,2S К _{тт} = 2000/1 рег. № 23747-02	ДФК 362 кл.т. 0,2 К _{тн} = (330000/√3)/(100/√3) рег. № 62102-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
33	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 330 кВ, КВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС- Восточная I цепь (Л-380)	СА 362 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 23747-02	ДФК 362 кл.т. 0,2 Ктн = (330000/√3)/(100/√3) рег. № 62102-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325H рег. № 46626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
34	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 330 кВ, ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС - Восточная II цепь (Л-382)	СА 362 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 23747-02	ДФК 362 кл.т. 0,2 Ктн = (330000/√3)/(100/√3) рег. № 62102-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
35	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Восточная - Ручьи I цепь	ТФНД-220 IV кл.т. 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 78233-20	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 78153-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
36	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Восточная - Ручьи II цепь	ТФНД-220 IV кл.т. 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 78233-20 ТФНД 220 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 78230-20	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 78153-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
37	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Резерв1	СА 123 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
38	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Резерв2	СА 123 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
39	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Резерв3	СА 123 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
40	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Резерв4	СА 123 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
41	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, КВЛ 110 кВ Восточная - Слобода II цепь	СА 123 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
42	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ 110 кВ, КВЛ 110 кВ Восточная - Слобода I цепь	СА 123 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 23747-02	UTD 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 62103-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325H рег. № 46626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
43	ПС 330 кВ Восточная, ЗРУ 6 кВ, 2 С 6 кВ, яч. 209, ф.209	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 17085-98	ТJP 4 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-08	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
44	ПС 330 кВ Восточная, ЗРУ 6 кВ, 2 С 6 кВ, яч. 211	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 17085-98	ТJP 4 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-08	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
45	ПС 330 кВ Восточная, ЗРУ 6 кВ, 2 С 6 кВ, яч. 212	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 17085-98	ТJP 4 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 17083-08	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
46	ПС 330 кВ Восточная, ЗРУ 6 кВ, 1 С 6 кВ, яч. 112	ТПУ4 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 17085-98	ТJP 4 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 45423-10	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
47	ПС 330 кВ Восточная, ЗРУ 10 кВ, 1 с 10, яч. № 107, КЛ 10 кВ ф.107	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 69606-17	ТJP 4 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 45423-10	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
48	ПС 330 кВ Восточная, ЗРУ 10 кВ, 2 с 10, яч. № 207, КЛ 10 кВ ф.207	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 69606-17	ТJP 4 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 45423-10	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
49	ПС 330 кВ Восточная, КЛ 0,4 кВ ОАО "Мегафон"	-	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
50	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Восточная- Восток I цепь	TG 245N кл.т. 0,2S К _{ТН} = 1000/1 рег. № 75894-19	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 78153-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
51	ПС 330 кВ Восточная, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Восточная- Восток II цепь	TG 245N кл.т. 0,2S КТН = 1000/1 рег. № 75894-19	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,5 КТН = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 78153-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325H рег. № 46626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1	2	3	4	5	6
1 – 14 (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
15 – 18 (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
19 – 28, 43 – 46 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
29 – 34, 37 – 42 (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
35, 36 (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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
47, 48 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
49 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	0,6	0,6	0,6
	0,8	-	0,8	0,6	0,6
	0,5	-	1,1	0,7	0,7
50, 51 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,5	0,9	0,9	0,9
	0,8	1,7	1,2	1,0	1,0
	0,5	2,3	1,9	1,5	1,5
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 – 14 (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
15 – 18 (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
19 – 28, 43 – 46 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,9	2,9	2,1	2,1
	0,5	3,2	2,1	1,6	1,5
29 – 34, 37 – 42 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
35, 36 (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
47, 48 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,5	1,5
49 (Счетчик 1,0)	0,8	-	1,5	1,1	1,1
	0,5	-	1,2	1,1	1,1
50, 51 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,0	1,6	1,6
	0,5	2,0	1,5	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 – 14 (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
15 – 18 (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
19 – 28, 43 – 46 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6
29 – 34, 37 – 42 (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
35, 36 (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
47, 48 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6
49 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	1,3	1,3	1,3
	0,8	-	1,5	1,4	1,4
	0,5	-	1,7	1,5	1,5
50, 51 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,5	1,5	1,5
	0,8	2,1	1,7	1,6	1,6
	0,5	2,7	2,3	2,0	2,0
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 – 14 (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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
15 – 18 (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
19 – 28, 43 – 46 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	6,1	3,7	2,6	2,5
	0,5	4,4	2,8	2,1	2,0
29 – 34, 37 – 42 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
35, 36 (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
47, 48 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,1	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,5	3,3	3,3
49 (Счетчик 1,0)	0,8	-	3,4	3,2	3,2
	0,5	-	3,2	3,2	3,2
50, 51 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	3,9	3,6	3,4	3,4
	0,5	3,6	3,3	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 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 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, 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

Продолжение таблицы 4

1	2
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
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325H: - 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 титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	СА 123	60 шт.
Трансформатор тока	GI-36	12 шт.
Трансформатор тока	TPU4	42 шт.
Трансформатор тока	СА 362	18 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-220 IV	4 шт.
Трансформатор тока	ТФНД 220	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	6 шт.
Трансформатор тока	TG 245N	6 шт.
Трансформатор напряжения	UTD 123	12 шт.
Трансформатор напряжения	TJP 7.1	6 шт.
Трансформатор напряжения	TJP 4	12 шт.
Трансформатор напряжения	DFK 362	18 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	51 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325H	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.017.04.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 330 кВ «Восточная», аттестованном ООО «ЭнерТест», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311723.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Восточная»

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2022 г. № 1267

Регистрационный № 75094-19

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Княжево (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) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую 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 проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

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. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающий сигналы спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Сервер сбора обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и часов сервера сбора более чем на 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 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.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 052. 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.

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

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

Метрологические и технические характеристики

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	ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 - Княжево	ТФЗМ кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 83058-21	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 77922-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
2	ОВ-220 кВ	ТФЗМ кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 83058-21	1ТН-220: НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 77922-20 2ТН-220: НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 77922-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14 СТВ-01 рег. № 49933-12
3	ВЛ 220 кВ Княжево-Ожогино	ТФЗМ кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 83058-21	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 77922-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 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		
		δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1 – 3 (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
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		
		δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1 – 3 (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
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		
		δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1 – 3 (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
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		
		δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1 – 3 (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
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 электроэнергии	от 99 до 101 от 5 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
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 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
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 титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФЗМ	9 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	3 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.012.052.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 Княжево», аттестованном ООО «ЭнерТест», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311723.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Княжево

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)
ИНН 7733157421
Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3
Телефон: +7 (495) 620-08-38
Факс: +7 (495) 620-08-48
Web-сайт: www.ackye.ru
E-mail: caudit@ackye.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 проспект, 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639