

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» мая 2024 г. № 1197

Регистрационный № 92130-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) воды поз. 30400 ЗБ АО «ТАИФ-НК»

Назначение средства измерений

Система измерительная объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) воды поз. 30400 ЗБ АО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначена для измерений объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) воды.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи контроллера измерительного ROC/FloBoss, модификации ROC 809 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 59616-15) (далее – ROC 809) входных сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей давления, температуры, объемного расхода. Физические свойства воды рассчитываются по ГСССД МР 147–2008. По вычисленным значениям плотности воды и измеренным значениям объемного расхода воды ИС производит вычисление массового расхода воды.

В состав ИС входит одна измерительная линия, на которой установлены:

- расходомер-счетчик вихревой объемный YEWFlo DY (регистрационный номер 17675-04) (далее – расходомер-счетчик) Ду 100 мм, выходной сигнал – импульсно-частотный;
- преобразователь давления измерительный EJX (регистрационный номер 28456-04) модели EJX 530A (далее – EJX 530A), выходной сигнал – от 4 до 20 мА;
- термопреобразователь сопротивления ТСП-0193 (регистрационный номер 56560-14) (далее – ТСП 0193), выходной сигнал – 100П;
- преобразователь измерительный серии YTA модели YTA70 (регистрационный номер 26112-08) (далее – YTA70), выходной – от 4 до 20 мА.

Основные функции ИС:

- измерение в автоматическом режиме мгновенных значений объемного расхода (объема) воды;
- вычисление плотности воды по ГСССД МР 147–2008;
- вычисление массового расхода (массы) воды по измеренным значениям объемного расхода (объема) воды, их индикацию и сигнализацию предельных значений;
- измерение в автоматическом режиме, индикацию и сигнализацию предельных значений избыточно давления и температуры воды;
- ручной ввод условно-постоянных параметров с клавиатуры;
- хранение и отображение на автоматизированном рабочем месте оператора измеренных и расчетных значений контролируемых параметров;

– обеспечение регистрации и хранения всех текущих значений аналоговых и дискретных переменных ввода/вывода в течение 12 месяцев.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Конструкция ИС не предусматривает нанесение знака поверки на ИС. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке ИС.

Заводской № 30400 ИС нанесен типографским способом на маркировочную табличку и на титульный лист паспорта ИС. Маркировочная табличка ИС расположена на дверце шкафа, в месте установки ROC 809.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС обеспечивает реализацию функций ИС.

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	06Q018
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.05
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода воды, м ³ /ч	7,462 до 248,770
Диапазон измерений массового расхода воды, кг/ч	от 7372,72 до 248857,40
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) воды, %	±1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода (массы) воды, %	±1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Вода
Избыточное давление воды, кгс/см ²	от 0 до 10
Температура воды, °С	от 0 до 50
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ROC 809 – в месте установки EJX 530A – в месте установки расходомера-счетчика, ТСП 0193, УТА70 б) относительная влажность (без конденсации влаги), % в) атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 0 до +45 от -45 до +45 от 30 до 85 от 84 до 106

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания:	
а) напряжение переменного тока, В	220^{+22}_{-33}
б) частота переменного тока, Гц	50 ± 1

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта ИС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерительная объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) воды поз. 30400 ЗБ АО «ТАИФ-НК», заводской № 30400	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Объем и масса воды. Методика измерений системой измерительной объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) воды поз. 30400 ЗБ АО «ТАИФ-НК», аттестованном ООО ЦМ «СТП», регистрационный номер в ФИФ ОЕИ ФР.1.29.2023.45227.

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 расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»)

ИНН 1651025328

Юридический адрес: 423574, Республика Татарстан, Нижнекамский р-н, г. Нижнекамск, ул. Соболековская, зд. 45, оф. 108

Телефон: (8555) 38-16-16

Факс: (8555) 38-17-17

Web-сайт: www.taifnk.ru

E-mail: referent@taifnk.ru

Изготовитель

Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»)

ИНН 1651025328

Адрес: 423574, Республика Татарстан, Нижнекамский р-н, г. Нижнекамск,
ул. Соболековская, зд. 45, оф. 108

Телефон: (8555) 38-16-16

Факс: (8555) 38-17-17

Web-сайт: www.taifnk.ru

E-mail: referent@taifnk.ru

Испытательный центр

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

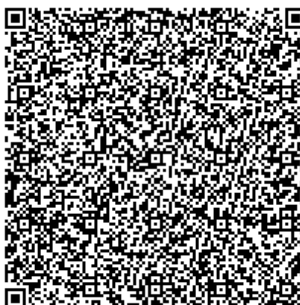
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5,
оф. 7

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.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» мая 2024 г. № 1197

Регистрационный № 92131-24

Лист № 1
Всего листов 29

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы переносные Бинар-XXXX

Назначение средства измерений

Газоанализаторы переносные Бинар-XXXX (далее – газоанализаторы) предназначены для измерений объемной доли, массовой концентрации и дозрывных концентраций, а также передачи информации о содержании горючих газов и паров горючих жидкостей (в том числе газов, образованных в результате испарения горючих жидкостей таких как нефть, керосин, бензин, дизельное топливо), токсичных газов и кислорода в воздухе рабочей зоны, технологических газовых средах, промышленных помещений и открытых пространств промышленных объектов, трубопроводах и воздухопроводах; и подачи предупредительной сигнализации о превышении установленных пороговых значений.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов определяется типом используемого сенсора:

- термокаталитический (ТК) основан на тепловых эффектах протекающих химических реакций;
- электрохимический (ЭХ) основан на изменении электрических параметров электродов, находящихся в контакте с электролитом, в присутствии определяемого газа;
- оптический (инфракрасный) (ИК) основан на поглощении молекулами определяемого газа энергии светового потока в инфракрасной области спектра;
- фотоионизационный (ФИ) основан на ионизации молекул органических и неорганических веществ фотонами высокой энергии.

Газоанализаторы выпускаются в различных модификациях, в зависимости от маркировки взрывозащиты, функционального исполнения, метода отбора проб и контролируемых газов. Структура условного обозначения газоанализаторов:

Бинар – $X_1X_2X_3X_4$, где

X_1 – цифра обозначает количество каналов газоанализатора от 1 до 5 (для одно- или многоканальных газоанализаторов), 1_x – для одноканальных газоанализаторов с диффузионным отбором пробы;

X_2 – исполнение уровня взрывозащиты:

1 - 0Ex da ia IIC T4 Ga X (с применением термокаталитического сенсора);

0 - 0Ex ia IIC T4 Ga X (с применением всех типов сенсоров кроме термокаталитического).

X_3 – способ отбора пробы:

П – принудительный;

Д – диффузионный.

X₄ - степень защиты оболочки от пыли и влаги:

0 - IP68;

1 - IP66.

Газоанализаторы представляют собой автоматические портативные одно- или многоканальные приборы непрерывного действия в корпусе из пластика, которые предназначены для одновременного измерения концентрации от 1 до 5 определяемых компонентов.

Газоанализаторы обеспечивают выполнение следующих функций:

- непрерывное автоматическое измерение концентрации контролируемого или в зависимости от модификации контролируемых газов;
- цифровую индикацию значения концентрации контролируемого или в зависимости от модификации значения концентрации контролируемых газов;
- возможность корректировки нулевых показаний;
- настройку чувствительности;
- регулировку порога срабатывания сигнализации;
- сигнализацию о нормальном и аварийном режиме работы.

Общий вид газоанализаторов представлен на рисунке 1.

Пломбирование и нанесение знака поверки на газоанализаторы не предусмотрено. Газоанализаторы имеют заводские номера, которые в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносятся печатным способом на идентификационную наклейку (рисунок 2), закрепленную на задней панели газоанализаторов.



а) модификация
Бинар-1_хХДХ



б) модификация Бинар-ХХДХ
(Бинар-1ХДХ, Бинар-2ХДХ,
Бинар-3ХДХ, Бинар-4ХДХ,
Бинар-5ХДХ)



в) модификация Бинар-ХХПХ
(Бинар-1ХПХ, Бинар-2ХПХ,
Бинар-3ХПХ, Бинар-4ХПХ,
Бинар-5ХПХ)

Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов переносных Бинар-XXXX

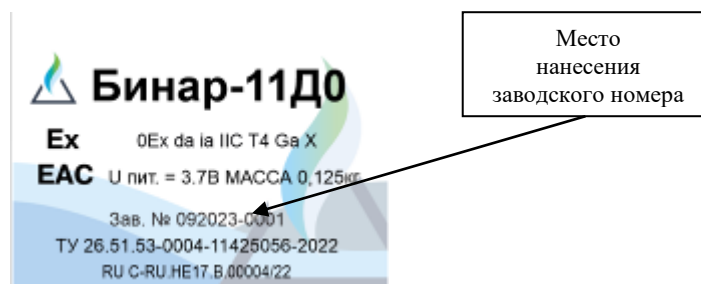


Рисунок 2 – Идентификационная наклейка газоанализаторов

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение и имеют защиту программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений.

Уровень защиты встроенного программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 – высокий.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные(признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Бинар
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	
Бинар-ХХПХ (Бинар-1ХПХ, Бинар-2ХПХ, Бинар-3ХПХ, Бинар-4ХПХ, Бинар-5ХПХ)	V0.1.1.2
Бинар-ХХДХ (Бинар-1ХДХ, Бинар-2ХДХ, Бинар-3ХДХ, Бинар-4ХДХ, Бинар-5ХДХ)	V0.1.1.1
Бинар-1хХДХ	V0.4.1.4
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики газоанализаторов приведены в таблицах 2-7.

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики газоанализаторов с оптическим инфракрасным сенсором (ИК)

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений концентрации ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Метан (CH ₄)	ИК	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,22 % (±5 % НКПР)
	ИК	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,13 % (±3 % НКПР)
	ИК	от 0 до 100 %	от 0 до 2,5 % включ.	±0,1%
			св. 2,5 до 100 %	±(0,1+0,029·X) %
	ИК	от 0 до 7000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св.500 до 7000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6) мг/м ³
Этилен (C ₂ H ₄)	ИК	0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,12 % (±5 % НКПР)
		от 0 до 2,3 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,12 % (±5 % НКПР)
Пропан (C ₃ H ₈)	ИК	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,051 % (±3 % НКПР)
	ИК	0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,085 % (±5 % НКПР)
	ИК	от 0 до 100 %		±(0,1+0,049·X) %
	ИК	от 0 до 7000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св.500 до 7000 мг/м ³	± (0,152·X - 15,6) мг/м ³
н-бутан (C ₄ H ₁₀)	ИК	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,07 % (±5 % НКПР)
	ИК	от 0 до 1,4 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,07 % (±5 % НКПР)
н-гексан (C ₆ H ₁₄)	ИК	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,05 % (±5 % НКПР)

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений концентрации ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
н-гексан (C ₆ H ₁₄)	ИК	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,05 % (±5 % НКПР)
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	ИК	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,05 % (±5 % НКПР)
Этан (C ₂ H ₆)	ИК	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,12 % (±5 % НКПР)
	ИК	от 0 до 2,4 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,12 % (±5 % НКПР)
Метанол (CH ₃ OH)	ИК	от 0 до 3,0 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,3 % (±5 % НКПР)
Бензол (C ₆ H ₆)	ИК	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,06 % (±5 % НКПР)
		от 0 до 1,2 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,06 % (±5 % НКПР)
Этанол (C ₂ H ₅ OH)	ИК	от 0 до 1,5 % (от 0 до 48,3 % НКПР)		±0,16 % (±5 % НКПР)
Диоксид углерода (CO ₂)	ИК	от 0 до 2,5 %	от 0 до 0,5 % включ.	±0,05 %
			св. 0,5 до 2,5 %	±0,1 %
	ИК	от 0 до 5 %	от 0 до 2,5 % включ.	±0,1 %
			св. 2,5 до 5,0 %	±(0,1·X) %
	ИК	от 0 до 20 %	от 0 до 1 % включ.	±0,1 %
			св. 1 до 20 %	±(0,1·X) %
Оксид пропилена (C ₃ H ₆ O)	ИК	от 0 до 0,95 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,095 % (±5 % НКПР)
Бензин ⁵⁾⁶⁾	ИК	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
Дизельное Топливо ⁵⁾⁷⁾	ИК	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
Керосин ⁵⁾⁸⁾	ИК	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
Уайт-спирит ⁵⁾⁹⁾	ИК	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
Сумма углеводородов C _x H _y (поверочный компонент метан)	ИК	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,22 % (±5 % НКПР)
		от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св. 500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6) мг/м ³
Сумма углеводородов C _x H _y (поверочный компонент пропан)	ИК	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,085% (±5 % НКПР)
		от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,085 % (±5 % НКПР)
	ИК	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св. 500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6) мг/м ³

Окончание таблицы 2

1) – Газоанализаторы с определяемыми компонентами, не приведенными в таблице, но указанными в Руководстве по эксплуатации, могут применяться в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов. Газоанализаторы могут применяться для измерения концентрации других определяемых компонентов при наличии аттестованных методик (методов)измерений (МИ) в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. 2) – Результаты измерений концентрации определяемого компонента могут быть представлены в единицах массовой концентрации (мг/м³), в объемных долях (%) и % нижнего концентрационного предела распространения пламени (% НКПР). 3) – Диапазон показаний соответствует диапазону от 0 до 100 % НКПР или диапазону измерений в зависимости от заказа. 4) – Значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020. 5) – Пары нефтепродуктов являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор. 6) – Пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002. 7) – Пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ 52368-2005. 8) – Пары керосина по ТУ 38.401-58-8-90, ОСТ 38 01408-86. 9) – Уайт-спирит по ГОСТ Р 52368-2005. X – Содержание определяемого компонента в поверочной газовой смеси, % (мг/м³).
--

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики газоанализаторов с термокаталитическим сенсором (ТК)

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений концентрации ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Метан (CH ₄)	ТК	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,22 % (±5 % НКПР)
	ТК	от 0 до 7000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св.500 до 7000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6) мг/м ³
Этилен (C ₂ H ₄)	ТК	0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,12 % (±5 % НКПР)
Пропан (C ₃ H ₈)	ТК	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,085 % (±5 % НКПР)
	ТК	от 0 до 7000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св.500 до 7000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6) мг/м ³
н-бутан (C ₄ H ₁₀)	ТК	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,07 % (±5 % НКПР)
1-бутен (C ₄ H ₈)	ТК	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,08 % (±5 % НКПР)
2-метилпропан (изо-бутан) (i-C ₄ H ₁₀)	ТК	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,065 % (±5 % НКПР)

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений концентрации ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
н-пентан (C ₅ H ₁₂)	ТК	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,055 % (±5 % НКПР)
Циклопентан (C ₅ H ₁₀)	ТК	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)
н-гексан (C ₆ H ₁₄)	ТК	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	ТК	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
Этан (C ₂ H ₆)	ТК	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
Метанол (CH ₃ OH)	ТК	от 0 до 3,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,3 % (±5 % НКПР)
Бензол (C ₆ H ₆)	ТК	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,06 % (±5 % НКПР)
Пропилен (пропен) (C ₃ H ₆)	ТК	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)
Этанол (C ₂ H ₅ OH)	ТК	от 0 до 1,5 % (от 0 до 48,3 % НКПР)	±0,16 % (±5 % НКПР)
н-гептан (C ₇ H ₁₆)	ТК	от 0 до 0,425 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,042 % (±5 % НКПР)
Оксид этилена (C ₂ H ₄ O)	ТК	от 0 до 1,3 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,13 % (±5 % НКПР)
2-пропанон (ацетон) (C ₃ H ₆ O)	ТК	от 0 до 1,25 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,13 % (±5 % НКПР)
Водород (H ₂)	ТК	от 0 до 2,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,2 % (±5 % НКПР)
2-метилпропен (изобутилен) (i-C ₄ H ₈)	ТК	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)
2-метил-1,3-бутадиен (изопрен) (C ₅ H ₈)	ТК	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)
Ацетилен (C ₂ H ₂)	ТК	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
Акрилонитрил (C ₃ H ₃ N)	ТК	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,14 % (±5 % НКПР)
Метилбензол (толуол) (C ₇ H ₈)	ТК	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
Этилбензол (C ₈ H ₁₀)	ТК	от 0 до 0,3 % (от 0 до 37,5 % НКПР)	±0,03 % (±5 % НКПР)
н-октан (C ₈ H ₁₈)	ТК	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,04 % (±5 % НКПР)
Этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	ТК	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений концентрации ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Метилацетат (C ₃ H ₆ O ₂)	ТК	от 0 до 1,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,16 % (±5 % НКПР)
Бутилацетат (C ₆ H ₁₂ O ₂)	ТК	от 0 до 0,3 % (от 0 до 25 % НКПР)	±0,06 % (±5 % НКПР)
1,3-бутадиен (дивинил) (C ₄ H ₆)	ТК	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)
1,2-дихлорэтан (C ₂ H ₄ Cl ₂)	ТК	от 0 до 3,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,31 % (±5 % НКПР)
Диметилсульфид (C ₂ H ₆ S)	ТК	от 0 до 1,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,11 % (±5 % НКПР)
1-гексен (C ₆ H ₁₂)	ТК	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,06 % (±5 % НКПР)
2-бутанол (втор- бутанол) sec-(C ₄ H ₉ OH)	ТК	от 0 до 0,5 % (от 0 до 31,2 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)
Винилхлорид (C ₂ H ₃ Cl)	ТК	от 0 до 1,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,18 % (±5 % НКПР)
Циклопропан (C ₃ H ₆)	ТК	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
Диметиловый эфир (C ₂ H ₆ O)	ТК	от 0 до 1,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,14 % (±5 % НКПР)
Диэтиловый эфир (C ₄ H ₁₀ O)	ТК	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)
Оксид пропилена (C ₃ H ₆ O)	ТК	от 0 до 0,95 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,095 % (±5 % НКПР)
Хлорбензол (C ₆ H ₅ Cl)	ТК	от 0 до 0,5 % (от 0 до 38,4 % НКПР)	±0,065 % (±5 % НКПР)
2-бутанон (метил-этилкетон) (C ₄ H ₈ O)	ТК	от 0 до 0,75 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,075 % (±5 % НКПР)
2-метил- 2-пропанол (трет-бутанол) (tert-C ₄ H ₉ OH)	ТК	от 0 до 0,9 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,09 % (±5 % НКПР)
2-метокси- 2-метилпропан (метилтретбутиловый эфир) (tert-C ₅ H ₁₂ O)	ТК	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)
1,4-диметилбензол (п-ксилол) (p-C ₈ H ₁₀)	ТК	от 0 до 0,2 % (от 0 до 22,2 % НКПР)	±0,045 % (±5 % НКПР)
1,2-диметилбензол (о-ксилол) (o-C ₈ H ₁₀)	ТК	от 0 до 0,2 % (от 0 до 20 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
2-пропанол (изопропанол) (i-C ₃ H ₇ OH)	ТК	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений концентрации ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Аммиак (NH ₃)	ТК	от 0 до 7,5 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,75 % (±5 % НКПР)
Октен (C ₈ H ₁₆)	ТК	от 0 до 0,3 % (от 0 до 33,3 % НКПР)		±0,045 % (±5 % НКПР)
2-метилбутан (изопентан) (i-C ₅ H ₁₂)	ТК	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,065 % (±5 % НКПР)
Метантиол (метил-меркаптан) (CH ₃ SH)	ТК	от 0 до 2,05 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,21 % (±5 % НКПР)
Этантиол (этилмеркаптан) (C ₂ H ₅ SH)	ТК	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,14 % (±5 % НКПР)
Ацетонитрил (C ₂ H ₃ N)	ТК	от 0 до 1,5 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,15 % (±5 % НКПР)
Диметилдисульфид (C ₂ H ₆ S ₂)	ТК	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,055 % (±5 % НКПР)
Бензин ⁵⁾⁶⁾	ТК	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
Дизельное Топливо ⁵⁾⁷⁾	ТК	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
Керосин ⁵⁾⁸⁾	ТК	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
Уайт-спирит ⁵⁾⁹⁾	ТК	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
Сумма углеводородов C _x H _y (поверочный компонент метан)	ТК	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,22 % (±5 % НКПР)
	ТК	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св. 500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6) мг/м ³
Сумма углеводородов C _x H _y (поверочный компонент пропан)	ТК	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,085 % (±5 % НКПР)
	ТК	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св. 500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6) мг/м ³

¹⁾ – Газоанализаторы с определяемыми компонентами, не приведенными в таблице, но указанными в Руководстве по эксплуатации, могут применяться в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов. Газоанализаторы могут применяться для измерения концентрации других определяемых компонентов при наличии аттестованных методик (методов) измерений (МИ) в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009.

²⁾ – Результаты измерений концентрации определяемого компонента могут быть представлены в единицах массовой концентрации (мг/м³), в объемных долях (%) и % нижнего концентрационного предела распространения пламени (% НКПР).

Окончание таблицы 3

3) – Диапазон показаний соответствует диапазону от 0 до 100 % НКПР или диапазону измерений в зависимости от заказа.
4) – Значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020.
5) – Пары нефтепродуктов являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор.
6) – Пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002.
7) – Пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ 52368-2005.
8) – Пары керосина по ТУ 38.401-58-8-90, ОСТ 38 01408-86.
9) – Уайт-спирит по ГОСТ Р 52368-2005.
X – Содержание определяемого компонента в поверочной газовой смеси, мг/м ³ .

Таблица 4 – Основные метрологические характеристики газоанализаторов с электрохимическим сенсором (ЭХ)

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны ²⁾³⁾ измерений концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к верхнему пределу диапазона измерений	относительной
Сероводород (H ₂ S)	ЭХ	от 0 до 7,1 млн ⁻¹ (от 0 до 10,0 мг/м ³)		±10	-
	ЭХ	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 28,4 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 14,2 мг/м ³ включ.)	±10	-
			св. 10 до 20 млн ⁻¹ (св. 14,2 до 28,4 мг/м ³)	-	±10
	ЭХ	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 71 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 7,1 мг/м ³ включ.)	±10	-
			св. 5 до 50 млн ⁻¹ (св. 7,1 до 71 мг/м ³)	-	±10
	ЭХ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 142 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 14,2 мг/м ³ включ.)	±10	-
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 14,2 до 142 мг/м ³)	-	±10
	ЭХ	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 284 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 28,4 мг/м ³ включ.)	±15	-
			св. 20 до 200 млн ⁻¹ (св. 28,4 до 284 мг/м ³ включ.)	-	±15
	ЭХ	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 2840 мг/м ³)	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 284 мг/м ³ включ.)	±15	-
			св. 200 до 2000 млн ⁻¹ (св. 284 до 2840 мг/м ³)	-	±15

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны ²⁾³⁾ измерений концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к верхнему пределу измерений	относительной
Оксид этилена (C ₂ H ₄ O)	ЭХ	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 36,6 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 9,15 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 5 до 20 млн ⁻¹ (св. 9,15 до 36,6 мг/м ³)	-	±20
Хлористый водород (HCl)	ЭХ	от 0 до 30 млн ⁻¹ (от 0 до 45,6 мг/м ³)	от 0 до 3 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 4,56 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 3 до 30 млн ⁻¹ (св. 4,56 до 45,6 мг/м ³)	-	±20
Фтористый водород (HF)	ЭХ	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 4,5 мг/м ³)	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 0,08 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 0,1 до 5 млн ⁻¹ (св. 0,08 до 4,5 мг/м ³)	-	±20
	ЭХ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 8,3 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 0,8 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 1 до 10 млн ⁻¹ (св. 0,8 до 8,3 мг/м ³)	-	±20
Озон (O ₃)	ЭХ	от 0 до 0,25 млн ⁻¹ (от 0 до 0,5 мг/м ³)	от 0 до 0,05 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 0,1 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 0,05 до 0,25 млн ⁻¹ (св. 0,1 до 0,5 мг/м ³)	-	±20
Оксид азота (NO)	ЭХ	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 62,5 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 6,25 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 5 до 50 млн ⁻¹ (св. 6,25 до 62,5 мг/м ³)	-	±20
	ЭХ	от 0 до 250 млн ⁻¹ (от 0 до 312,5 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 62,5 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 50 до 250 млн ⁻¹ (св. 62,5 до 312,5 мг/м ³)	-	±20
Диоксид азота (NO ₂)	ЭХ	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 38,2 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 1,91 мг/м ³ включ.)	±20	-

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны ²⁾³⁾ измерений концентрации ⁴⁾ определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности, %		
			приведенной к верхнему пределу измерений	относительной	
		св. 1 до 20 млн ⁻¹ (св. 1,91 до 38,2 мг/м ³)	-	±20	
Аммиак (NH ₃)	ЭХ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 71 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 7,1 мг/м ³ включ.)	±20	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 7,1 до 71 мг/м ³)	-	±20	
	ЭХ	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 355 мг/м ³)	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 21,3 мг/м ³ включ.)	±20	-
		св. 30 до 500 млн ⁻¹ (св. 21,3 до 355 мг/м ³)	-	±20	
	ЭХ	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 710 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 71 мг/м ³ включ.)	±20	-
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 71 до 710 мг/м ³)	-	±20	
Цианистый водород (HCN)	ЭХ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 11,2 мг/м ³)	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 0,56 мг/м ³ включ.)	±15	-
		св. 0,5 до 10 млн ⁻¹ (св. 0,56 до 11,2 мг/м ³)	-	±15	
	ЭХ	от 0 до 15 млн ⁻¹ (от 0 до 16,8 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 1,12 мг/м ³ включ.)	±15	-
		св. 1 до 15 млн ⁻¹ (св. 1,12 до 16,8 мг/м ³)	-	±15	
	ЭХ	от 0 до 30 млн ⁻¹ (от 0 до 33,6 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 5,6 мг/м ³ включ.)	±15	-
		св. 5 до 30 млн ⁻¹ (св. 5,6 до 33,6 мг/м ³)	-	±15	
Цианистый водород (HCN)	ЭХ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 112 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 11,2 мг/м ³ включ.)	±15	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 11,2 до 112 мг/м ³)	-	±15	
Оксид углерода	ЭХ	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 15 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 17,4 мг/м ³)	±10	-

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны ²⁾³⁾ измерений концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к верхнему пределу измерений	относительной
(CO)		(от 0 до 232 мг/м ³)	включ.)		
			св. 15 до 200 млн ⁻¹ (св. 17,4 до 232 мг/м ³)	-	±10
	ЭХ	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 580 мг/м ³)	от 0 до 15 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 17,4 мг/м ³ включ.)	±10	-
			св. 15 до 500 млн ⁻¹ (св. 17,4 до 580 мг/м ³)	-	±10
	ЭХ	от 0 до 5000 млн ⁻¹ (от 0 до 5800 мг/м ³)	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 1160 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 1000 до 5000 млн ⁻¹ (св. 1160 до 5800 мг/м ³)	-	±20
Диоксид серы (SO ₂)	ЭХ	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 13,3 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 2,66 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 1 до 5 млн ⁻¹ (св. 2,66 до 13,3 мг/м ³)	-	±20
	ЭХ	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 53,2 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 13,3 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 5 до 20 млн ⁻¹ (св. 13,3 до 53,2 мг/м ³)	-	±20
	ЭХ	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 133 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 26,6 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 10 до 50 млн ⁻¹ (св. 26,6 до 133 мг/м ³)	-	±20
Диоксид серы (SO ₂)	ЭХ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (св. 0 до 266 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 26,6 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 26,6 до 266 мг/м ³)	-	±20
	ЭХ	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 5320 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 266 мг/м ³ включ.)	±20	-

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны ²⁾³⁾ измерений концентрации ⁴⁾ определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности, %		
			приведенной к верхнему пределу измерений	относительной	
		св. 100 до 2000 млн ⁻¹ (св. 266 до 5320 мг/м ³)	-	±20	
Хлор (Cl ₂)	ЭХ	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 14,75 мг/м ³)	от 0 до 0,3 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 0,88 мг/м ³ включ.)	±20	-
		св. 0,3 до 5 млн ⁻¹ (св. 0,88 до 14,75 мг/м ³)	-	±20	
	ЭХ	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 59 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 14,7 мг/м ³ включ.)	±20	-
		св. 5 до 20 млн ⁻¹ (св. 14,7 до 59 мг/м ³)	-	±20	
Кислород (O ₂)	ЭХ	от 0 до 30 %		±1,5	-
	ЭХ	от 0 до 100 %		±1	-
Водород (H ₂)	ЭХ	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 83,1 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 8,3 мг/м ³ включ.)	±10	-
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 8,3 до 83,1 мг/м ³)	-	±10	
	ЭХ	от 0 до 10000 млн ⁻¹ (от 0 до 831 мг/м ³)	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 83,1 мг/м ³ включ.)	±10	-
		св. 1000 до 10000 млн ⁻¹ (св. 83,1 до 831 мг/м ³)	-	±10	
Водород (H ₂)	ЭХ	от 0 до 40000 млн ⁻¹ (от 0 до 3325 мг/м ³)	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 83,1 мг/м ³ включ.)	±10	-
		св. 1000 до 40000 млн ⁻¹ (св. 83,1 до 3325 мг/м ³)	-	±10	
Карбонилхлорид (фосген) (COCl ₂)	ЭХ	от 0 до 1 млн ⁻¹ (от 0 до 4,11 мг/м ³)	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 0,41 мг/м ³ включ.)	±20	-
		св. 0,1 до 1 млн ⁻¹ (св. 0,41 до 4,11 мг/м ³)	-	±20	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны ²⁾³⁾ измерений концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к верхнему пределу измерений	относительной
Фосфин (PH ₃)	ЭХ	от 0 до 1 млн ⁻¹ (от 0 до 1,41 мг/м ³)	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 0,14 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 0,1 до 1 млн ⁻¹ (св. 0,14 до 1,41 мг/м ³)	-	±20
	ЭХ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 14,1 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 1,41 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 1 до 10 млн ⁻¹ (св.1,41 до 14,1 мг/м ³)	-	±20
Арсин (AsH ₃)	ЭХ	от 0 до 1 млн ⁻¹ (от 0 до 3,24 мг/м ³)	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 0,32 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 0,1 до 1 млн ⁻¹ (св.0,32 до 3,24 мг/м ³)	-	±20
Метанол (CH ₃ OH)	ЭХ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 133 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 13,3 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св.13,3 до 133 мг/м ³)	-	±20
	ЭХ	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 266 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 26,6 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 20 до 200 млн ⁻¹ (св.26,6 до 266 мг/м ³)	-	±20

Окончание таблицы 4

¹⁾ – Газоанализаторы с определяемыми компонентами, не приведенными в таблице, но указанными в Руководстве по эксплуатации, могут применяться в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов. Газоанализаторы могут применяться для измерения концентрации других определяемых компонентов при наличии аттестованных методик (методов)измерений (МИ) в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009.

²⁾ - Диапазон показаний соответствует диапазону измерений.

³⁾ - Пересчет значений объемной доли X, млн⁻¹, в массовую концентрацию C, мг/м³, проводят по формуле: $C = X \cdot M / V_m$, где C – массовая концентрация компонента, мг/м³; M – молярная масса компонента, г/моль; V_m – молярный объем газа-разбавителя - воздуха, равный 24,06, при условиях (20 °С и 101,3 кПа по ГОСТ 12.1.005-88), дм³/моль.

⁴⁾ - Результаты измерений концентрации определяемого компонента могут быть представлены в единицах массовой концентрации (мг/м³), в объемных долях (млн⁻¹).

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики газоанализаторов с фотоионизационным сенсором (ФИ)

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к верхнему пределу диапазона измерений	относительной
Винилхлорид (C ₂ H ₃ Cl)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 26 мг/м ³)	от 0 до 1,9 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 5 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 1,9 до 10 млн ⁻¹ (св. 5 до 26 мг/м ³)	-	±20
	ФИ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 260 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 26 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 26 до 260 мг/м ³)	-	±20
	ФИ	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 1300 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 260 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 100 до 500 млн ⁻¹ (св. 260 до 1300 мг/м ³)	-	±20
Бензол (C ₆ H ₆)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 32,5 мг/м ³)	от 0 до 4,6 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 15 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 4,6 до 10 млн ⁻¹ (св. 15 до 32,5 мг/м ³)	-	±20

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к верхнему пределу диапазона измерений	относительной
Бензол (C ₆ H ₆)	ФИ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 325 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 32,5 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 32,5 до 325 мг/м ³)	-	±20
	ФИ	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 1625 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 325 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 100 до 500 (св. 325 до 1625 мг/м ³)	-	±20
Этилбензол (C ₈ H ₁₀)	ФИ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 441 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 44,1 мг/м ³ включ.).	± 15	-
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 44,1 до 441 мг/м ³)	-	± 15
	ФИ	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 2205 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 441 мг/м ³ включ.)	± 15	-
			св. 100 до 500 млн ⁻¹ (св. 441 до 2205 мг/м ³)	-	± 15
Фенилэтилен (стирол) (винилбензол) (C ₈ H ₈)	ФИ	от 0 до 40 млн ⁻¹ (от 0 до 173,2 мг/м ³)	от 0 до 6,9 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 29,9 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 6,9 до 40 млн ⁻¹ (св. 29,9 до 173,2 мг/м ³)	-	±20
	ФИ	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 2165 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 433 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 100 до 500 млн ⁻¹ (св. 433 до 2165 мг/м ³)	-	±20

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к верхнему пределу диапазона измерений	относительной
н-пропилацетат (C ₅ H ₁₀ O ₂)	ФИ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 425 мг/м ³)	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 127,5 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 30 до 100 млн ⁻¹ (св. 127,5 до 425 мг/м ³)	-	±20
Эпихлоргидрин (C ₃ H ₅ ClO)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 38,5 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 7,7 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 7,7 до 38,5 мг/м ³)	-	±20
Хлористый бензил (C ₇ H ₇ Cl)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 52,67 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 10,5 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 10,5 до 52,67 мг/м ³)	-	±20
Фурфуриловый спирт (C ₅ H ₆ O ₂)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 40,8 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 8,6 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 8,6 до 40,8 мг/м ³)	-	±20
Этанол (C ₂ H ₅ OH)	ФИ	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 3840 мг/м ³)	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 960 мг/м ³ включ.)	±15	-
			св. 500 до 2000 млн ⁻¹ (св. 960 до 3840 мг/м ³)	-	±15
Моноэтаноламин (2-аминоэтанол) (C ₂ H ₇ NO)	ФИ	от 0 до 3 млн ⁻¹ (от 0 до 7,6 мг/м ³)	от 0 до 0,2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 0,5 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 0,2 до 3 млн ⁻¹ (св. 0,5 до 7,6 мг/м ³)	-	±20
Моноэтаноламин (2-аминоэтанол) (C ₂ H ₇ NO)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 25,4 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 5,1 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 5,1 до 25,4 мг/м ³)	-	±20

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к верхнему пределу диапазона измерений	относительной
Формальдегид (CH ₂ O)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 12,5 мг/м ³)	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 0,5 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 0,4 до 10 млн ⁻¹ (св. 0,5 до 12,5 мг/м ³)	-	±20
2-пропанол (изопропанол) i- (C ₃ H ₇ OH)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 25 мг/м ³)	от 0 до 4 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 10 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 4 до 10 млн ⁻¹ (св. 10 до 25 мг/м ³)	-	±20
Уксусная кислота (C ₂ H ₄ O ₂)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 25 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 5 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 5 до 25 мг/м ³)	-	±20
	ФИ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 250 мг/м ³)		±20	-
2-метилпропен (изобутилен) (ЛОС по изобутилену) (i-C ₄ H ₈)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 23,3 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 4,6 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 4,6 до 23,3 мг/м ³)	-	±20
	ФИ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 233 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 23,3 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 23,3 до 233 мг/м ³)	-	±20
2-метилпропен (изобутилен) (ЛОС по изобутилену) (i-C ₄ H ₈)	ФИ	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 2330 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 233 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 233 до 2330 мг/м ³)	-	±20
	ФИ	от 0 до 6000 млн ⁻¹ (от 0 до 13980 мг/м ³)	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 1165 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 500 до 6000 млн ⁻¹ (св. 1165 до 13980 мг/м ³)	-	±20

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к верхнему пределу диапазона измерений	относительной
1-бутанол (C ₄ H ₉ OH)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 30,8 мг/м ³)	от 0 до 3,2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 9,9 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 3,2 до 10 млн ⁻¹ (св. 9,9 до 30,8 мг/м ³)	-	±20
	ФИ	от 0 до 40 млн ⁻¹ (от 0 до 123,3 мг/м ³)	от 0 до 9,7 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 29,9 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 9,7 до 40 млн ⁻¹ (св. 29,9 до 123,3 мг/м ³)	-	±20
Диэтиламин (C ₄ H ₁₁ N)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 30,4 мг/м ³)	от 0 до 3 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 9,1 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 3 до 10 млн ⁻¹ (св. 9,1 до 30,4 мг/м ³)	-	±20
	ФИ	от 0 до 40 млн ⁻¹ (от 0 до 121,6 мг/м ³)	от 0 до 9,8 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 29,8 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 9,8 до 40 млн ⁻¹ (св. 29,8 до 121,6 мг/м ³)	-	±20
Диметиламин (C ₂ H ₇ N)	ФИ	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 2,67 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 1,06 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 2 до 5 млн ⁻¹ (св. 1,06 до 2,67 мг/м ³)	-	±20
	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 5,34 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 1,06 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 1,06 до 5,34 мг/м ³)	-	±20
Метанол (CH ₃ OH)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 13,3 мг/м ³)	от 0 до 3,75 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 4,98 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 3,75 до 10 млн ⁻¹ (св. 4,98 до 13,3 мг/м ³)	-	±20

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к верхнему пределу диапазона измерений	относительной
Метанол (CH ₃ OH)	ФИ	от 0 до 40 млн ⁻¹ (от 0 до 53,2 мг/м ³)	от 0 до 11,2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 14,9 мг/м ³ включ.)	±15	-
			св. 11,2 до 40 млн ⁻¹ (св. 14,9 до 53,2 мг/м ³)	-	±15
Метилбензол (толуол) (C ₇ H ₈)	ФИ	от 0 до 40 млн ⁻¹ (от 0 до 153,3 мг/м ³)	от 0 до 13 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 49,8 мг/м ³ включ.)	±15	-
			св. 13 до 40 млн ⁻¹ (св. 49,8 до 153,3 мг/м ³)	-	±15
	ФИ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 383 мг/м ³)	от 0 до 13 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 49,8 мг/м ³ включ.)	±15	-
			св. 13 до 100 млн ⁻¹ (св. 49,8 до 383 мг/м ³)	-	±15
Фенол (C ₆ H ₅ OH)	ФИ	от 0 до 3 млн ⁻¹ (от 0 до 11,74 мг/м ³)	от 0 до 0,25 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 0,98 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 0,25 до 3 млн ⁻¹ (св. 0,98 до 11,74 мг/м ³)	-	±20
	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 39,1 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 7,8 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 7,8 до 39,1 мг/м ³)	-	±20

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к верхнему пределу диапазона измерений	относительной
1,3-диметилбензол (м-ксилол) (m-C ₈ H ₁₀)	ФИ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 442 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 44,2 мг/м ³ включ.)	±15	-
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 44,2 до 442 мг/м ³)	-	±15
1,2-диметилбензол(о-ксилол) (o-C ₈ H ₁₀)	ФИ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 442 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 44,2 мг/м ³ включ.)	±15	-
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 44,2 до 442 мг/м ³)	-	±15
1,4-диметилбензол(п-ксилол) (p-C ₈ H ₁₀)	ФИ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 442 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 44,2 мг/м ³ включ.)	±15	-
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 44,2 до 442 мг/м ³)	-	±15
Оксид этилена (C ₂ H ₄ O)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 18,3 мг/м ³)	от 0 до 1,65 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 3 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 1,65 до 10 млн ⁻¹ (св. 3 до 18,3 мг/м ³)	-	±20
Фосфин (PH ₃)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 14,1 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 1,4 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 1 до 10 млн ⁻¹ (св. 1,4 до 14,1 мг/м ³)	-	±20
Нафталин (C ₁₀ H ₈)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 53,3 мг/м ³)	от 0 до 3,7 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 19,7 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 3,7 до 10 млн ⁻¹ (св. 19,7 до 53,3 мг/м ³)	-	±20
Бром (Br ₂)	ФИ	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 13,3 мг/м ³)	от 0 до 0,2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 1,33 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 0,2 до 2 млн ⁻¹ (св. 1,33 до 13,3 мг/м ³)	-	±20

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к верхнему пределу диапазона измерений	относительной
Аммиак (NH ₃)	ФИ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 71 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 14,2 мг/м ³ включ.)	±15	-
			св. 20 до 100 млн ⁻¹ (св. 14,2 до 71 мг/м ³)	-	±15
	ФИ	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 710 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 71 мг/м ³ включ.)	±15	-
			св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 71 до 710 мг/м ³)	-	±15
Этантиол (этил-меркаптан) (C ₂ H ₅ SH)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 25,8 мг/м ³)	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 1 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 0,4 до 10 млн ⁻¹ (св. 1 до 25,8 мг/м ³)	-	±20
Метантиол (метилмеркаптан) (CH ₃ SH)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 20 мг/м ³)	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 0,8 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 0,4 до 10 млн ⁻¹ (св. 0,8 до 20 мг/м ³)	-	±20
	ФИ	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 40 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 4 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 2 до 20 млн ⁻¹ (св. 4 до 40 мг/м ³)	-	±20
Этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	ФИ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 366 мг/м ³)	от 0 до 13 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 47,6 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 13 до 100 млн ⁻¹ (св. 47,6 до 366 мг/м ³)	-	±20
Бутилацетат (C ₆ H ₁₂ O ₂)	ФИ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 483 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 48,3 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 48,3 до 483 мг/м ³)	-	±20

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к верхнему пределу диапазона измерений	относительной
Пропилен (пропен) (C ₃ H ₆)	ФИ	от 0 до 300 млн ⁻¹ (от 0 до 561 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 93,5 мг/м ³ включ.)	±15	-
			св. 50 до 300 млн ⁻¹ (св. 93,5 до 561 мг/м ³)	-	±15
2,3-дитиабутан (диметил-ди-сульфид) (C ₂ H ₆ S ₂)	ФИ	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 7,8 мг/м ³)	от 0 до 0,35 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 1,37 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 0,35 до 2 млн ⁻¹ (св. 1,37 до 7,8 мг/м ³)	-	±20
2,3-дитиабутан (диметил-ди-сульфид) (C ₂ H ₆ S ₂)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 39,2 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 7,8 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 7,8 до 39,2 мг/м ³)	-	±20
2,5-фурандион (малеиновый ангидрид) (C ₄ H ₂ O ₃)	ФИ	от 0 до 3 млн ⁻¹ (от 0 до 12,2 мг/м ³)	от 0 до 0,25 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 1,02 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 0,25 до 3 млн ⁻¹ (св. 1,02 до 12,2 мг/м ³)	-	±20
	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 40,8 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 8,16 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 8,16 до 40,8 мг/м ³)	-	±20
Дисульфид углерода (сероуглерод) (CS ₂)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 31,7 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 3,17 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 1 до 10 млн ⁻¹ (св. 3,17 до 31,7 мг/м ³)	-	±20
Ацетонитрил (C ₂ H ₃ N)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 17,1 мг/м ³)	от 0 до 6 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 10,2 мг/м ³ включ.)	±15	-
			св. 6 до 10 млн ⁻¹ (св. 10,2 до 17,1 мг/м ³)	-	±15

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к верхнему пределу диапазона измерений	относительной
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	ФИ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 350 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 70 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 20 до 100 млн ⁻¹ (св. 70 до 350 мг/м ³)	-	±20
1,3-бутадиен (дивинил) (C ₄ H ₆)	ФИ	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 1125 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 112 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 50 до 500 млн ⁻¹ (св. 112 до 1125 мг/м ³)	-	±20
н-гексан (C ₆ H ₁₄)	ФИ	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 3584 мг/м ³)	от 0 до 84 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 301 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 84 до 1000 млн ⁻¹ (св. 301 до 3584 мг/м ³)	-	±20
Арсин (AsH ₃)	ФИ	от 0 до 3 млн ⁻¹ (от 0 до 9,7 мг/м ³)	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 0,32 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 0,1 до 3 млн ⁻¹ (св. 0,32 до 9,7 мг/м ³)	-	±20
Диметилсульфид (C ₂ H ₆ S)	ФИ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 258 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 51,6 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 20 до 100 млн ⁻¹ (св. 51,6 до 258 мг/м ³)	-	±20
Этилен (C ₂ H ₄)	ФИ	от 0 до 300 млн ⁻¹ (от 0 до 351 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 23,4 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 20 до 300 млн ⁻¹ (св. 23,4 до 351 мг/м ³)	-	±20

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к верхнему пределу диапазона измерений	относительной
Этилен (C ₂ H ₄)	ФИ	от 0 до 1800 млн ⁻¹ (от 0 до 2106 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 117 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 100 до 1800 млн ⁻¹ (св. 117 до 2106 мг/м ³)	-	±20
Акрилонитрил (C ₃ H ₃ N)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 22,1 мг/м ³)	от 0 до 0,7 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 1,45 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 0,7 до 10 млн ⁻¹ (св. 1,45 до 22,1 мг/м ³)	-	±20
Муравьиная кислота (CH ₂ O ₂)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 19,1 мг/м ³)	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 0,96 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 0,5 до 10 млн ⁻¹ (св. 0,96 до 19,1 мг/м ³)	-	±20
н-гептан (C ₇ H ₁₆)	ФИ	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 2084 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 208 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 50 до 500 (св. 208 до 2084 мг/м ³)	-	±20
	ФИ	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 8334 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 416 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 100 до 2000 млн ⁻¹ (св. 416 до 8334 мг/м ³)	-	±20
2-пропанон (ацетон) (C ₃ H ₆ O)	ФИ	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 2415 мг/м ³)	от 0 до 80 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 193 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 80 до 1000 млн ⁻¹ (св. 193 до 2415 мг/м ³)	-	±20
1,2-дихлорэтан (C ₂ H ₄ Cl ₂)	ФИ	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 82,3 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 8,23 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 2 до 20 млн ⁻¹ (св. 8,23 до 82,3 мг/м ³)	-	±20

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к верхнему пределу диапазона измерений	относительной
Этилцеллозольв (2-этоксипропанол) (C ₄ H ₁₀ O ₂)	ФИ	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 75 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 7,5 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 2 до 20 млн ⁻¹ (св. 7,5 до 75 мг/м ³)	-	±20
Диметиловый эфир (C ₂ H ₆ O)	ФИ	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 958 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 192 мг/м ³ включ.)	±15	-
			св. 100 до 500 млн ⁻¹ (св. 192 до 958 мг/м ³)	-	±15
2-метилпропан (изобутан) (i-C ₄ H ₁₀)	ФИ	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 2417 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 241 мг/м ³ включ.)	±15	-
			св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 241 до 2417 мг/м ³)	-	±15
2-метил-1-пропанол (изобутанол) (i-C ₄ H ₉ OH)	ФИ	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 61,6 мг/м ³)	от 0 до 3 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 9,2 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 3 до 20 млн ⁻¹ (св. 9,2 до 61,6 мг/м ³)	-	±20
Циклогексанон (C ₆ H ₁₀ O)	ФИ	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 70 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 7 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 2 до 20 млн ⁻¹ (св. 7 до 70 мг/м ³)	-	±20
2-бутанон (метилэтилкетон) (C ₄ H ₈ O)	ФИ	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 1500 мг/м ³)	от 0 до 60 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 180 мг/м ³ включ.)	±15	-
			св. 60 до 500 млн ⁻¹ (св. 180 до 1500 мг/м ³)	-	±15
Тетраэтилорто силикат (ТЕОС) (C ₈ H ₂₀ O ₄ Si)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 86,6 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 17,3 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 17,3 до 86,6 мг/м ³)	-	±20
Акролеин (C ₃ H ₄ O)	ФИ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 24,9 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 4,98 мг/м ³ включ.)	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 4,98 до 24,9 мг/м ³)	-	±20

Окончание таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений ²⁾³⁾ концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к верхнему пределу диапазона измерений	относительной
Пары нефтепродуктов ⁵⁾ (по i-C ₄ H ₈)	ФИ	от 0 до 4000 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±15	-
			св. 300 до 4000 мг/м ³	-	±15

¹⁾ – Газоанализаторы с определяемыми компонентами, не приведенными в таблице, но указанными в Руководстве по эксплуатации, могут применяться в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов. Газоанализаторы могут применяться для измерения концентрации других определяемых компонентов при наличии аттестованных методик (методов) измерений (МИ) в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009.

²⁾ – Диапазон показаний соответствует диапазону измерений.

³⁾ – Пересчет значений объемной доли X, млн⁻¹, в массовую концентрацию C, мг/м³, проводят по формуле: $C=X \cdot M/V_m$, где C – массовая концентрация компонента, мг/м³; M – молярная масса компонента, г/моль; V_m – молярный объем газа-разбавителя - воздуха, равный 24,06, при условиях (20 °С и 101,3 кПа по ГОСТ 12.1.005-88), дм³/моль.

⁴⁾ - Результаты измерений концентрации определяемого компонента могут быть представлены в единицах массовой концентрации (мг/м³), в объемных долях (млн⁻¹).

⁵⁾ – Пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002; пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ 52368-2005; пары керосина по ТУ 38.401-58-8-90, ОСТ 38 01408-86; уайт-спирит по ГОСТ Р 52368-2005; пары нефти по ГОСТ Р 51858-2002.

Таблица 6 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время установления показаний T _{0,9} , с, не более ¹⁾ - для оптического инфракрасного сенсора - для термokatалитического сенсора - для электрохимического сенсора - для фотоионизационного сенсора	30 10 20 15
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от -40 °С до +15 °С включ. и св. +25 °С до +50 °С на каждые 10 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,3
¹⁾ – без учета установленных защитных фильтров, а также без учета периодичности измерений концентрации для фотоионизационного сенсора (периодичность определяется при заказе и может быть изменена пользователем).	

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания от аккумуляторных батарей, В	3,7
Габаритные размеры (ширина × длина × высота), мм, не более: - модификация Бинар-1 _x ХДХ - модификация Бинар-ХХДХ Бинар-ХХДХ (Бинар-1ХДХ, Бинар-2ХДХ, Бинар-3ХДХ, Бинар-4ХДХ, Бинар-5ХДХ) - модификация Бинар-ХХПХ (Бинар-1ХПХ, Бинар-2ХПХ, Бинар-3ХПХ, Бинар-4ХПХ, Бинар-5ХПХ)	88×62×33 110×60×28 140×84×42
Масса, кг, не более: - модификация Бинар-ХХПХ (Бинар-1ХПХ, Бинар-2ХПХ, Бинар-3ХПХ, Бинар-4ХПХ, Бинар-5ХПХ) - модификация Бинар-ХХДХ (Бинар-1ХДХ, Бинар-2ХДХ, Бинар-3ХДХ, Бинар-4ХДХ, Бинар-5ХДХ) - модификация Бинар-1 _x ХДХ	0,4 0,23 0,125
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность (без конденсации влаги), %, не более - атмосферное давление, кПа	от -40 до +50 98 от 80 до 120
Средний срок службы ¹⁾ , лет Средняя наработка до отказа, ч, не менее	15 35000
Маркировка взрывозащиты: - Бинар-Х1ХХ - Бинар-Х0ХХ	0Ex da ia IIC T4 Ga X 0Ex ia IIC T4 Ga X
¹⁾ – Без учета срока службы чувствительного элемента (сенсора).	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки газоанализаторов приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Комплект поставки газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор переносной	Бинар-XXXX	1 шт.
Носитель с программным обеспечением	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	КДГА.413415.001.04 РЭ	1 экз.
Паспорт	КДГА.413415.001.04 ПС	1 экз.
Потребительская упаковка	-	1 шт.
Насадка для подачи газа	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 10 пункт 10.2 «Методы измерений» документа КДГА.413415.001.04 РЭ «Газоанализаторы переносные Бинар-XXXX. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 3.1.3, п. 4.43);

ГОСТ 13320-81 «Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия»;

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

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

ГОСТ Р 52350.29.1-2010 «Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов»;

ГОСТ ИЕС 60079-29-1-2013 «Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Требования к эксплуатационным характеристикам газоанализаторов горючих газов»;

ГОСТ 24032-80 «Приборы шахтные газоаналитические. Общие технические требования. Методы испытаний»;

ТУ 26.51.53-004-11425056-2022 «ПЕРЕНОСНЫЕ ГАЗОАНАЛИЗАТОРЫ «Бинар-XXXX». Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «АРТГАЗ» (АО «АРТГАЗ»)

Юридический адрес: 111123, г. Москва, ш. Энтузиастов, д. 56, стр. 32, помещ. 282

ИНН 7726703380

Телефон +7 (495) 123-34-14

E-mail: info@art-gas.com

Изготовитель

Акционерное общество «АРТГАЗ» (АО «АРТГАЗ»)

Адрес: 111123, г. Москва, ш. Энтузиастов, д. 56, стр. 32, помещ. 282

ИНН 7726703380

Телефон +7 (495) 123-34-14

E-mail: info@art-gas.com

Испытательный центр

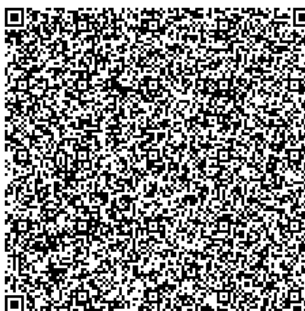
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. I, ком. 28

Телефон: + 7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» мая 2024 г. № 1197

Регистрационный № 92132-24

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ННК-Оренбургнефтегаз» первая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ННК-Оренбургнефтегаз» первая очередь (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и баз данных (сервер), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку, хранение и разграничение прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на второй уровень системы, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, её накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности.

Сервер ИВК АИИС КУЭ обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц посредством электронной почты сети Internet, при этом результаты измерений представлены в виде макетов xml.

Передача информации от сервера в заинтересованные организации осуществляется в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергетики и мощности (ОРЭМ), в филиал АО «СО ЕЭС» осуществляется с АРМ энергосбытовых организаций (субъекты ОРЭМ).

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входят часы счетчиков, часы сервера, часы УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Шкала времени сервера синхронизирована со шкалой времени УСВ, сличение ежесекундное, синхронизация осуществляется при расхождении шкалы времени УСВ и сервера более чем на ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер осуществляет синхронизацию шкалы времени часов счетчиков. Сличение шкалы времени часов счетчиков со шкалой времени сервера происходит не реже одного раза в сутки, корректировка шкалы времени часов счетчиков происходит при расхождении со шкалой времени сервера на величину ± 3 с и более (параметр программируемый).

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

Заводской номер АИИС КУЭ 2024АС001 наносится на корпус серверного шкафа в виде наклейки и типографским способом в формуляре.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Измерительные компоненты, входящие в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, имеют заводские, серийные номера, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр средства измерений. Место, способ и форма нанесения номера обеспечивают возможность прочтения, сохранность в процессе эксплуатации и приведены в описании типа измерительного компонента.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения АИИС КУЭ входят ПО счетчиков, ПО сервера и программный комплекс (ПК) «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПК от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Ленинская, ОРУ-35 кВ, Ввод 35 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-35-IV КТ 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 47124-11	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{тн} = 35000/100 рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	HP Proliant DL360 Gen9, УСВ-3 рег. № 64242-16
2	ПС 110 кВ Ленинская, ОРУ-35 кВ, Ввод 35 кВ Т-2	ТФЗМ-35А-У1 КТ 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{тн} = 35000/100 рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
3	ПС 110 кВ Ленинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 6	ТЛМ-10 КТ 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 У3 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
4	ПС 110 кВ Ленинская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 2	АВК 10 КТ 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 47171-11	НАМИ-10 КТ 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
5	ПС 110 кВ Ленинская, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТИ-А КТ 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05.МК.16 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	
6	ПС 110 кВ Ленинская, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТИ-А КТ 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05.МК.16 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	
7	ПС 110 кВ Ленинская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 4, КЛ-10 кВ ЛН-1	ТЛК-СТ-10-4-У2 рег. № 58720-14 АВК 10 КТ 0,5 К _{тт} = 150/5 рег. № 47171-11	НАМИ-10 КТ 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
8	ПС 110 кВ Ленинская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 6, КЛ-10 кВ ЛН-2	АВК 10 КТ 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 47171-11	НАМИ-10 КТ 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
9	ПС 110 кВ Ленинская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 8, КЛ-10 кВ ЛН-3	ТЛК-СТ-10-4-У2 рег. № 58720-14 АВК 10 КТ 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 47171-11	НАМИ-10 КТ 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС 35 кВ Первомайская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 7, ВЛ-6 кВ ф. № 4	ТОЛ-10 КТ 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 7068-82	ЗНОЛ.06-6 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 3344-72	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	HP Proliant DL360 Gen9, УСВ-3 рег. № 64242-16
11	ПС 35 кВ Первомайская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 1, ВЛ-6 кВ ф. № 1	ТОЛ-10 УТ2 КТ 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 6009-77	ЗНОЛ.06-6 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 3344-72	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
12	ПС 35 кВ Первомайская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 18, ВЛ-6 кВ ф. № 2	ТОЛ-10 УТ2 КТ 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 6009-77	ЗНОЛ.06-6 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 3344-72	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
13	ПС 110 кВ Росташинская, ОРУ- 110 кВ, ВЛ 110 кВ Росташинская - Гаршино-1 с отпайками	ТФЗМ-110Б-IVУ1 КТ 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 2793-88	НКФ-110-83 У1 КТ 0,5 К _{тн} = 110000/100 рег. № 1188-84	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
14	ПС 110 кВ Росташинская, ОРУ- 110 кВ, ВЛ 110 кВ Росташинская - Гаршино-2 с отпайками	ТФЗМ-110Б-IVУ1 КТ 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 2793-88	НКФ-110-83 У1 КТ 0,5 К _{тн} = 110000/100 рег. № 1188-84	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
15	ПС 110 кВ Росташинская, ОРУ- 110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТФЗМ-110Б- IVУ1 КТ 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 2793-88	НКФ-110-83 У1 КТ 0,5 К _{тн} = 110000/100 рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
16	ПС 110 кВ Росташинская, ОРУ-35 кВ, Ввод 35 кВ Т-1	ТФЗМ-35А У1 КТ 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{тн} = 35000/100 рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
17	ПС 110 кВ Росташинская, ОРУ-35 кВ, Ввод 35 кВ Т-2	ТФЗМ-35А У1 КТ 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{тн} = 35000/100 рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
18	ПС 110 кВ Росташинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 5	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 55132-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
19	ПС 110 кВ Росташинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 6	ТОЛ-10 УХЛ 2.1 КТ 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 7069-07	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 55132-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	ПС 110 кВ Ростащинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 7	ТЛК-10-5 КТ 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 9143-06	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 55132-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	HP Proliant DL360 Gen9, УСВ-3 рег. № 64242-16
21	ПС 110 кВ Ростащинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 9	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 55132-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
22	ПС 110 кВ Ростащинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 10	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 55132-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
23	ПС 110 кВ Ростащинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 12, ВЛ-6 кВ ф. № 13	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 55132-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
24	ПС 110 кВ Ростащинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 13, ВЛ-6 кВ ф. № 11	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 55132-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
25	ПС 110 кВ Ростащинская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 19, ВЛ-6 кВ ф. № 12	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 35956-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
26	ПС 110 кВ Ростащинская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 20	ТЛК-10-6 У3 КТ 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 9143-01	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 35956-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
27	ПС 110 кВ Ростащинская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 21	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 35956-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
28	ПС 110 кВ Ростащинская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 24, ВЛ-6 кВ ф. № 14	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 35956-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
29	ПС 110 кВ Ростащинская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 25	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 35956-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6
30	ПС 110 кВ Ростащинская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 26	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 КТТ = 150/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 У2 КТ 0,5 КТН = 6000/100 рег. № 35956-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	HP Proliant DL360 Gen9, УСВ-3 рег. № 64242-16
31	ПС 110 кВ Ростащинская, РУ-6 кВ, яч. 22	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 КТТ = 600/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 У2 КТ 0,5 КТН = 6000/100 рег. № 35956-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
Примечания: 1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. 3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер измерительного канала	cos φ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях при измерении активной (реактивной) электроэнергии (при значении рабочего тока в отношении к номинальному первичному току ТТ), ±δ, %							
		0,02 I _{НОМ}		0,05 I _{НОМ}		0,2 I _{НОМ}		I _{НОМ}	
		Акт.	Реакт.	Акт.	Реакт.	Акт.	Реакт.	Акт.	Реакт.
4; 7-9 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч. 0,5S/1,0)	0,5	-	-	5,6	4,0	3,1	3,4	2,4	3,3
	0,8	-	-	3,1	5,4	2,0	3,9	1,7	3,6
	1	-	-	2,1	-	1,6	-	1,5	-
1-3; 10-31 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	0,5	-	-	5,7	4,0	3,3	3,4	2,6	3,3
	0,8	-	-	3,2	5,5	2,1	4,0	1,8	3,7
	1	-	-	2,2	-	1,7	-	1,6	-
5; 6 (ТТ 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	0,5	-	-	5,5	4,0	3,0	3,4	2,3	3,2
	0,8	-	-	3,1	5,4	1,9	3,8	1,6	3,5
	1	-	-	2,1	-	1,5	-	1,4	-
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), (±) с									5

Примечания:

- В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- Границы погрешности результатов измерений приведены для рабочих условий при температуре от +13 до +33 °С в месте установки счетчиков.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	31
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 5 до 120 0,8 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С: температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от 13 до 33 от 10 до 25 от 70,0 до 106,7 90
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М; СЭТ-4ТМ.02М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05.МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ТЕ3000: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ-3: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140 000 2 165 000 2 220 000 2 45000 2 85000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	113 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в сервере и счетчике;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации – формуляр АИИС КУЭ. Нанесение знака утверждения типа на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	2
	ТФЗМ-35А-У1	7
	ТЛМ-10	2
	АВК 10	6
	ТТИ-А	5
	ТЛК-СТ-10-4-У2	2
	ТОЛ-10	6
	ТФЗМ-110Б-ІУ1	9
	ТОЛ-СЭЩ-10-11	33
	ТОЛ-10 УХЛ 2.1	2
	ТЛК-10	4

Продолжение Таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	12
	НТМИ-6-66 У3	1
	НАМИ-10	1
	ЗНОЛ.06-6	6
	НКФ-110-83 У1	6
	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2	3
	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 У2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М; СЭТ-4ТМ.02М	25
	ТЕ3000	3
	ПСЧ-4ТМ.05.МК	2
	СЭТ-4ТМ.03	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер сбора и баз данных (Сервер)	HP Proliant DL360 Gen9	1
Формуляр	ФО 02/24	1
Методика поверки	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ННК-Оренбургнефтегаз» первая очередь, МВИ 02/24, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290.

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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ННК-Оренбургнефтегаз» (ООО «ННК-Оренбургнефтегаз») ИНН 5603048611

Юридический адрес: 461040, Оренбургская обл., г. Бузулук, ул. Кирова, двлд. 88

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»

(ООО ИТЦ «СИ»)

ИНН: 7724896810

Адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, д. 7а, к. 2, помещ. 34

E-mail: info@itc-smart.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»
(ООО ИТЦ «СИ»)

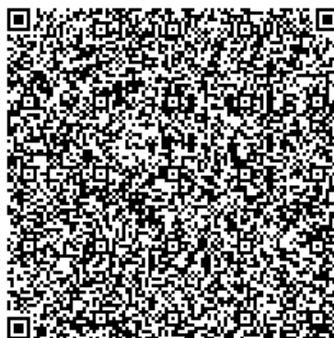
ИНН: 7724896810

Юридический адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, д. 7а, к. 2, помещ. 34

Адрес места осуществления деятельности: 628600, Тюменская обл., ХМАО-Югра,
г. Нижневартовск, Западный промышленный узел, ул. 9П, д. 31, стр. 11, каб. 5

E-mail: info@itc-smart.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314138.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» мая 2024 г. № 1197

Регистрационный № 92133-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Модули кварцевого термоманометра И-1

Назначение средства измерений

Модули кварцевого термоманометра И-1 (далее – модули) предназначены для непрерывных измерений абсолютного давления и температуры жидкостей и газов.

Описание средства измерений

Принцип действия модулей при измерении давления основан на измерении собственной частоты кварцевого резонатора. Функция преобразования является температурно-зависимой. Для корректировки температурной зависимости используются результаты измерений температуры, полученные с помощью второго кварцевого резонатора, частота колебаний которого зависит от температуры. Значения измеренных частот преобразуются в значения давления и температуры с использованием индивидуальных статических характеристик преобразования в виде степенных полиномов, индивидуальные коэффициенты которых определены изготовителем и указаны в паспорте каждого модуля.

Модули выпускаются в двух базовых исполнениях, которые могут быть выполнены как в герметичном корпусе, так и без него:

1. Модуль термоманометра И-1-А - с платой генератора кварцевых резонаторов, имеющей три выходных сигнала: частотный по измеряемому давлению, частотный по измеряемой температуре и частотный сигнал опорного кварцевого резонатора;
2. Модуль термоманометра И-1-Ц - с платой передачи значений измеренных частот к контроллерам сбора данных, совместимых с самими модулями.

Модули конструктивно выполнены в цилиндрическом корпусе, который разделен на измерительную камеру с кварцевыми чувствительными элементами (ЧЭ) и отсек электроники (для исполнения с платой передачи значений измеренных частот). Для защиты ЧЭ от воздействия агрессивных сред в корпусе модуля располагается разделитель сред. Корпус модуля может быть изготовлен из различных материалов.

Модули могут применяться как в составе датчиков давления и температуры (термоманометров), так и как самостоятельные изделия, и предназначены для подключения к наземным контроллерам сбора данных, которые обеспечивают питание и получение данных, передают измеренные значения на персональный компьютер или систему верхнего уровня при помощи стандартных каналов связи. Передача данных от модуля к блоку идет по каналу связи, с униполярным фазоманипулированным кодом (на основе Манчестер II).

Фотографии общего вида модулей с указанием места нанесения заводского/серийного номера приведены на рисунках 1, 2.

Заводской/серийный номер модуля наносится на корпус методом гравировки. Конструкция средства измерений не предусматривает нанесение знака поверки на корпус модуля.



Рисунок 1 – Общий вид модуля кварцевого термоманометра И-1 в герметичном корпусе



Рисунок 2 – Общий вид модуля кварцевого термоманометра И-1 в бескорпусном исполнении

Пломбирование модулей не предусмотрено.

Программное обеспечение

Модули с цифровым выходным сигналом имеют только встроенное, метрологически значимое, программное обеспечение (далее - ПО), которое кодирует цифровой пакет с контрольной суммой, содержащий значения измеренных частот кварцевого резонатора давления и температуры.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Geoptics
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.2
Цифровой идентификатор программного обеспечения	Недоступен

Конструкция модулей исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измеренные параметры и информацию. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с рекомендацией по метрологии Р 50.2.077-2014, программное обеспечение защищено от преднамеренных изменений с помощью специальных программных средств.

Модули с аналоговым выходным сигналом программного обеспечения не содержат.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики модулей приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений абсолютного давления ^(*) , МПа	от 0,1 до 140
Чувствительность в диапазоне измеряемого давления, МПа	0,000001
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, % (от ВПИ ^(**))	$\pm 0,02$; $\pm 0,03$; $\pm 0,04$; $\pm 0,06$; $\pm 0,10$ ^(***)
Диапазон измерений температуры ^(****) , °С	от -40 до +165
Чувствительность в диапазоне измеряемых температур, °С	0,000001
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	$\pm 0,1$
Примечания: * - указан максимальный диапазон измерений, требуемый устанавливается при заказе путем выбора значения верхнего предела измерений в диапазоне от 21 до 140 МПа. Значение диапазона измерений приводится в паспорте на конкретный модуль.; ** - ВПИ - верхний предел измерений; *** - значение погрешности приводится в паспорте на конкретный модуль; **** - указан максимальный диапазон измерений, требуемый устанавливается при заказе путем выбора верхнего и нижнего пределов измерений, находящихся в диапазоне температур от -40 °С до +165 °С. Значение диапазона измерений приводится в паспорте на конкретный модуль.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон выходных сигналов модулей с аналоговым выходным сигналом, кГц: - при измерении давления - при измерении температуры	от 1 до 130 от 1 до 130
Разрешающая способность по давлению, МПа	0,00005
Разрешающая способность по температуре, °С	0,00001
Длина корпуса модуля, мм, не более	670
Диаметр корпуса модуля, мм, не более	21
Масса модуля, кг, не более	3
Минимальное время опроса, с	1
Интерфейс связи с наземными модулями (для модулей с цифровым выходным сигналом)*	CAN, RS-485, I2C Манчестер II
Номинальное напряжение питания постоянного тока модуля, В, не более	26
Рабочие условия эксплуатации модуля: - температура окружающей среды, °С	от -40 до +165
Показатели надежности модуля: - средняя наработка до отказа, ч - средний срок службы, лет	290 000 30
Примечание: *- интерфейс связи с наземными модулями выбирается при заказе.	

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации, а также на лицевую панель контроллера сбора данных.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Модуль кварцевого термоманометра	И-1	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РСДТ.406231.005 РЭ	1 экз.
Паспорт	РСДТ.406231.005 ПС	1 экз.
Комплект ЗИП	-	1 шт.
Упаковка	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главе 4 документа РСДТ.406231.005 РЭ «Модули кварцевого термоманометра И-1. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 06 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^7$ »;

РСДТ.406231.005 ТУ «Модули кварцевого термоманометра И-1. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «Геооптикс» (АО «Геооптикс»)

ИНН: 6670335155

Юридический адрес: 620072, г. Екатеринбург, ул. Конструкторов, стр. 5, ком. 1016

Телефон: (343) 289-11-05

Web-сайт: www.geoptics.ru

E-mail: geoptics@geoptics.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Геооптикс» (АО «Геооптикс»)

ИНН: 6670335155

Адрес: 620072, г. Екатеринбург, ул. Конструкторов, стр. 5, ком. 1016

Телефон: (343) 289-11-05

Web-сайт: www.geoptics.ru

E-mail: geoptics@geoptics.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / (495) 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» мая 2024 г. № 1197

Регистрационный № 92134-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термопреобразователи сопротивления платиновые WZP

Назначение средства измерений

Термопреобразователи сопротивления платиновые WZP (далее по тексту – термопреобразователи или ТС) предназначены для измерений температуры различных сред, химически неагрессивных к материалу защитной арматуры или гильзы.

Описание средства измерений

Принцип действия термопреобразователей основан на зависимости электрического сопротивления первичного чувствительного элемента (ЧЭ) от измеряемой температуры.

ТС серии WZP изготавливаются следующих моделей: WZPJ, WZPK, WZPL, WZPM, WZPN, WZPO, WZPP, которые отличаются друг от друга конструктивным исполнением. Схема составления условного обозначения ТС в зависимости от исполнения приведена в таблице 1.

ТС модели WZPK имеют разборную конструкцию и состоят из сменной измерительной вставки, соединительной головки и защитной арматуры или без неё. ТС модели WZPL представляют собой измерительные вставки с клеммной площадкой, выполненной из бакелитовой пластины или керамики. ТС модели WZPM представляют собой измерительные вставки с платформой с керамической клеммной колодкой. ТС модели WZPN представляют собой измерительные вставки с кабельным выводом. ТС модели WZPO представляют собой измерительные вставки в гибкой металлической армированной защитной оболочке. ТС модели WZPP представляют собой измерительные вставки с платформой для клеммной колодки или измерительного преобразователя.

Измерительная вставка состоит из одного, двух или трех платиновых чувствительных элементов (далее - ЧЭ) с номинальной статической характеристикой преобразования (НСХ) типа «Pt100» по ГОСТ 8.461-2009 (МЭК 60751), помещенных в защитный чехол (оболочку) из коррозионностойкой жаропрочной стали 1Cr18Ni9Ti или жаропрочной высоколегированной стали. Схема соединения внутренних проводников термопреобразователей с чувствительными элементами: 3-х и 4-х проводная. ТС моделей WZPJ комплектуются измерительным преобразователем утвержденного типа (далее по тексту - ИП). В зависимости от модели и изготовителя ИП, установленного на ТС, внешний вид ИП ТС модели WZPJ может отличаться от приведенного на рисунке 1 ж).

Защитная головка изготавливается из алюминиевого сплава. Защитная арматура ТС выполнена из коррозионностойкой жаропрочной стали 1Cr18Ni9Ti и предназначена для защиты измерительной вставки от механических, абразивных или коррозионных воздействий измеряемой среды, имеет конструктивные исполнения, различающиеся видом присоединения к объекту измерения и формой. Для измерений температуры при высоких давлениях и скоростях потока предусмотрены защитные гильзы, конструкция и материал которых зависит от допускаемых параметров измеряемой среды. ТС модели WZPK изготавливаются во взрывозащищенном исполнении с видами взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» и «взрывонепроницаемая оболочка».

Таблица 1 – Схема составления условного обозначения ТП

Термопреобразователи сопротивления платиновые WZP $\square \square - \square \square \square$ 1 2 3 4 5	
1. Конструктивное исполнение ТП	
К	С защитной головкой
J	С установленным измерительным преобразователем (утвержденного типа)
L	С клеммной площадкой из бакелитовой пластины или керамики
M	С платформой с керамической клеммной колодкой
N	С кабельным выводом
O	С гибкой металлической армированной защитной оболочкой
P	С платформой для клеммной колодки или измерительного преобразователя
2. Количество ЧЭ	
Не указывается	1 ЧЭ
2	2 ЧЭ
3	3 ЧЭ
3. Тип монтажной установки	
1	Без фиксатора
2	Фиксирующая резьба
3	Резьба с креплением
4	Фиксирующий фланец
5	Фланец с креплением
4. Тип исполнения	
4	Взрывозащищенное исполнение
1	Не взрывозащищенное исполнение
5. Диаметр защитного чехла (гильзы), мм	
0	≤ 16
1	от 16 до 25
2	≥ 25

Фотографии общего вида ТС приведены на рисунке 1. Места нанесения заводского номера приведены на рисунке 2.



а) WZPK



б) WZPM



в) WZPL



г) WZPN



д) WZPO



е) WZPP



ж) WZPJ



Рисунок 1 - Общий вид термопреобразователей серии WZP

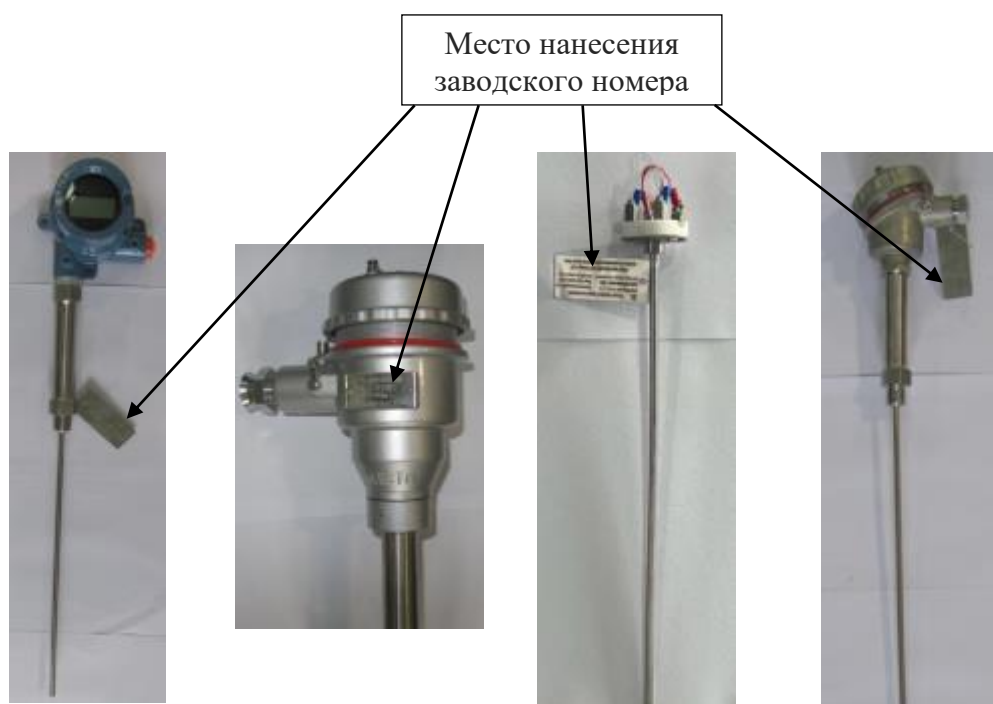


Рисунок 2 – Общий вид ТС с указанием мест нанесения заводского номера

Пломбирование ТС не предусмотрено. Заводской номер в виде обозначения, состоящего из арабских цифр и английских букв, указан на маркировочной табличке, прикрепленной к защитной головке ТС, и/или на металлическом шильдике, прикрепленном (в зависимости от модели ТС) или к корпусу, или к кабельному выводу, или к удлинительным проводам ТС. Конструкция ТС не предусматривает нанесение знака поверки на средство измерений.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики ТС приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Метрологические и технические характеристики ТС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры ТС в зависимости от типа ЧЭ ⁽¹⁾ , °С - тонкопленочный - проволоочный	от -50 до +400 от -196 до +500
Условное обозначение номинальной статической характеристики преобразования (НСХ) по ГОСТ 6651-2009	Pt100
Номинальное значение сопротивления ТС при 0 °С (R ₀), Ом	100
Класс допуска ТС по ГОСТ 6651-2009	A, B

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемого отклонения сопротивления ТС от НСХ в температурном эквиваленте в зависимости от типа ЧЭ, класса допуска и диапазона измеряемых температур (допуск) по ГОСТ 6651-2009⁽²⁾, °С: - для тонкопленочных ЧЭ - класс А - класс В - для проволоочных ЧЭ - класс А - класс В	$\pm(0,15 + 0,002 \cdot t)$ (от -30 до +300 °С); $\pm(0,30 + 0,005 \cdot t)$ (от -50 до +400 °С) $\pm(0,15 + 0,002 \cdot t)$ (от -50 до +450 °С); $\pm(0,30 + 0,005 \cdot t)$ (от -196 до +500 °С)
Электрическое сопротивление изоляции при температуре от +15 до +35 °С, МОм, не менее	100
Диаметр измерительной вставки, мм	3; 4; 5; 6; 8; 10; 12
Диаметр защитной арматуры, мм	от 4,0 до 48,0
Длина монтажной части ТС, мм	от 15 до 100000
Маркировка взрывозащиты	1Ex db IIC T6...T1 Gb X 0Ex ia IIC T6...T1 Ga X Ex tb IIC T80°C Db X
Диапазон температур окружающего воздуха ТС в зависимости от конструктивного исполнения, °С - для ТС без соединительной головки - для ТС с соединительной головкой - для ТС с соединительной головкой с ИП	от -40 до +80 (от -60 до +80 по спец. заказу) от -40 до +120 (от -60 до +120 по спец. заказу) в соответствии с температурой окружающего воздуха в ОТ на ИП
Масса, кг	от 0,03 до 50 (в зависимости от модели и исполнения ТС)
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	40000
Средний срок службы ТС, лет, не менее	5
Примечания: ⁽¹⁾ Рабочий диапазон измерений температуры конкретного ТС находится внутри диапазона измерений температуры, приведенного в таблице, определяется конструктивным исполнением ТС и приведен в паспорте на изделие. Для ТС модели WZPJ, комплектующихся ИП утвержденного типа, поверка проводится в настроенном диапазоне измерений, лежащим внутри полного диапазона измерений ТС с ИП, но не менее нормированного минимального интервала измерений ИП (при наличии), указанного в ОТ на ИП. ⁽²⁾ Предел допускаемой основной погрешности ТС и ИП (Δ, °С) вычисляются по формуле $\Delta = \pm \sqrt{(\Delta_{ип})^2 + (\Delta_{ТС})^2}$, где $\Delta_{ТС}$ - отклонение от НСХ (в температурном эквиваленте) ТС, °С, $\Delta_{ип}$ - предел допускаемой основной погрешности ИП, приведенный в ОТ на ИП.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность ТС

Наименование	Обозначение	Кол-во	Примечание
Термопреобразователь сопротивления платиновый	WZP	1 шт.	модель в соответствии с заказом
Руководство по эксплуатации (на русском языке)	-	1 экз.	на партию однотипных ТС при поставке в один адрес
Паспорт	-	1 экз.	-
Защитная гильза	-	1 шт.	по дополнительному заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Проведение измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 6651-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля.
Общие технические требования и методы испытаний;

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Стандарт предприятия фирмы-изготовителя «Shanghai Jingpu Mechanical&Electrical Technology Co., Ltd.», Китай.

Правообладатель

Фирма «Shanghai Jingpu Mechanical&Electrical Technology Co., Ltd.», Китай

Адрес: No.1508, Jinshao Road, Baoshan District, Shanghai, P.R.China

Телефон: 021-56618282

E-mail: jpinfo@jingpu.com

Web-сайт: www.jingpu.com

Изготовитель

Фирма «Shanghai Jingpu Mechanical&Electrical Technology Co.,Ltd.», Китай

Адрес: No.1508, Jinshao Road, Baoshan District, Shanghai, P.R.China

Телефон: 021-56618282

E-mail: jpinfo@jingpu.com

Web-сайт: www.jingpu.com

Испытательный центр

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

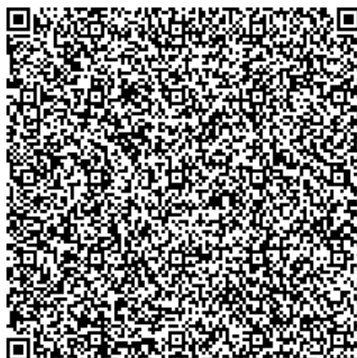
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / (495) 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» мая 2024 г. № 1197

Регистрационный № 92135-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС) УПС-56

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС) УПС-56 (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированных измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси, поступающей с УПС-56 Татышлинского нефтяного месторождения на НСП «Четырманово» ООО «Башнефть-Добыча».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси (далее – нефти) с помощью счетчиков-расходомеров массовых кориолисовых «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей СРМ поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти определяют, как разность массы нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

Конструктивно СИКНС состоит из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси (далее – БИК), узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ) и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКНС не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов, одной рабочей измерительной линии (ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИК выполняет функции измерения и оперативного контроля параметров нефти, а также отбора проб для лабораторного контроля параметров нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ Р 8.880-2015.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) СРМ по передвижной ПУ.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: ИВК, осуществляющий сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора), оснащенное средствами отображения, управления и печати.

В состав СИКНС входят следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКНС

Наименование СИ	Рег. №
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260»	77657-20
Датчики давления Метран-150	32854-13
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Датчики температуры Rosemount 644	63889-16
Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»	52866-13

В состав СИКНС входят показывающие СИ объема, давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКНС.

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое измерение объемной доли воды, давления и температуры нефти;
- автоматический и ручной отбор пробы нефти;
- поверка и КМХ СРМ по передвижной ПУ, КМХ рабочего СРМ по контрольно-резервному СРМ;
- отображение, регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов КМХ;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящие в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа.

Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Заводской № 20030 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шильд-табличку блок-бокса СИКНС.

Программное обеспечение

обеспечивает реализацию функций СИКНС. Метрологически значимая часть программного обеспечения (ПО) СИКНС реализована в ИВК. Идентификационные данные ПО ИВК приведены в таблице 2.

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

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	4069091340

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 12 до 150
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды (φ_v , %) в ней влагомером, в диапазоне объемной доли воды: - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 20 % включ.	± 1 $\pm(0,15 \cdot \varphi_v + 0,25)$ $\pm(0,075 \cdot \varphi_v + 1,375)$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при определении массовой доли воды в дегазированной нефти в аттестованной испытательной лаборатории по ГОСТ 2477-2014, в диапазоне объемной доли воды (φ_v , %): - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 20 % включ.	± 1 $\pm(0,15 \cdot \varphi_v + 0,25)$ $\pm(0,075 \cdot \varphi_v + 1,375)$

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура измеряемой среды, °С	от +8 до +35
Давление измеряемой среды, МПа: - минимальное - рабочее - максимальное,	0,4 от 2,0 до 3,0 4,0
Плотность обезвоженной дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м ³ - минимальная - максимальная	875 885
Плотность пластовой воды в стандартных условиях, кг/м ³ , не более	1175
Объемная доля свободного газа в измеряемой среде в рабочих условиях, %	отсутствует
Количество растворенного газа в измеряемой среде, объемная доля, м ³ /м ³	отсутствует
Объемная доля воды в измеряемой среде, %, не более	20
Массовая доля механических примесей в измеряемой среде, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей в измеряемой среде, мг/дм ³ , не более	500
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, 220±22 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - температура воздуха в модульном здании (блок-боксе), °С - температура воздуха в операторной, °С	от -34 до +39 от +18 до +39 от +18 до +39
Средний срок службы, лет, не менее	20
Режим работы СИКНС	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС) УПС-56	–	1
Инструкция по эксплуатации	203/20-ИЭ	1
Паспорт	203/20-ПС1	1
Методика поверки	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений нефтегазоводяной смеси системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПС-56 ООО «Башнефть-Добыча», свидетельство об аттестации № 145-RA.RU.311956-2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, пункт 6.2.1);

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Башнефть-Добыча»
(ООО «Башнефть-Добыча»)
ИНН 0277106840
Юридический адрес: 450052, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 30/1
Телефон: 8 (347) 261-61-61
E-mail: info_bn@bn.rosneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация»
(ООО «Метрология и Автоматизация»)
ИНН 6330013048
Адрес: 443013, г. Самара, ул. Киевская, д. 5А
Телефон: +7 (846) 247-89-19
E-mail: ma@ma-samara.ru

Испытательный центр

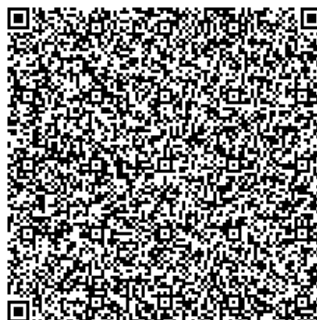
Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

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

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» мая 2024 г. № 1197

Регистрационный № 92136-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи термоэлектрические WR

Назначение средства измерений

Преобразователи термоэлектрические WR (далее по тексту – термопреобразователи или ТП) предназначены для измерений температуры различных сред, химически неагрессивных к материалу защитной арматуры или гильзы.

Описание средства измерений

Принцип работы термопреобразователей основан на явлении возникновения термоэлектродвижущей силы (ТЭДС) в электрической цепи, состоящей из двух разнородных металлов или сплавов, места соединений (спаи) которых находятся при разной температуре. Величина термоэлектродвижущей силы определяется типом материалов чувствительных элементов (ЧЭ) и разностью температур мест соединения (спаев) чувствительных элементов.

ТП WR изготавливаются следующих моделей: WRPK, WRRK, WRQK, WRNK, WREK, WRFK, WRCK, WRPK, WRQK, WRMK, WRNM, WREM, WRFM, WRCM, WRPM, WRQM, WRNL, WREL, WRFL, WRCL, WRPL, WRQL, WRNN, WREN, WRFN, WRCN, WRPN, WRQN, WRPJ, WRRJ, WRQJ, WRNJ, WREJ, WRFJ, WRCJ, WRMJ, которые отличаются друг от друга типом ЧЭ и конструктивным исполнением. Схема составления условного обозначения ТП в зависимости от исполнения приведена в таблице 1.

ТП моделей WRPK, WRRK, WRQK имеют неразборную конструкцию и состоят из измерительной вставки, соединительной головки и защитной арматуры.

ТП моделей WRNK, WREK, WRFK, WRCK, WRPK, WRQK, WRMK имеют разборную конструкцию и состоят из сменной измерительной вставки, соединительной головки и защитной арматуры или без неё.

ТП моделей WRNM, WREM, WRFM, WRCM, WRPM, WRQM представляют собой измерительные вставки с платформой с керамической клеммной колодкой.

ТП моделей WRNL, WREL, WRFL, WRCL, WRPL, WRQL представляют собой измерительные вставки с клеммной площадкой, выполненной из бакелитовой пластины или керамики.

ТП моделей WRNN, WREN, WRFN, WRCN, WRPN, WRQN представляют собой измерительные вставки с кабельным выводом.

Измерительные вставки состоят из одного, двух или трех чувствительных элементов (далее - ЧЭ) на основе термоэлектродных проводов с керамическими изоляторами (с изолированными и неизолированными рабочими спаями), помещенных в защитный чехол (коррозионностойкая жаропрочная сталь 1Cr18Ni9Ti, жаропрочная сталь GH3030 или 1Cr25Ni20, керамика).

ЧЭ изготовлены из проволочных термоэлектродов с различными типами номинальной статической характеристики преобразования (НСХ) по ГОСТ Р 8.585-2001.

ТП моделей WRPJ, WRRJ, WRQJ, WRNJ, WREJ, WRFJ, WRCJ, WRMJ комплектуются измерительным преобразователем утвержденного типа (далее по тексту - ИП). В зависимости от модели и изготовителя ИП, установленного на ТП, внешний вид ИП ТП моделей WRPJ, WRRJ, WRQJ, WRNJ, WREJ, WRFJ, WRCJ, WRMJ может отличаться от приведенного на рисунке 2 б).

Защитная головка изготавливается из алюминиевого сплава.

Защитная арматура ТП предназначена для защиты измерительной вставки от механических, абразивных или коррозионных воздействий измеряемой среды и имеет конструктивные исполнения, различающиеся видом присоединения к объекту измерения, формой и материалом (коррозионностойкая жаропрочная сталь 1Cr18Ni9Ti, жаропрочная сталь GH3030 или 1Cr25Ni20, керамика).

Для измерений температуры при высоких давлениях и скоростях потока предусмотрены защитные гильзы, конструкция и материал которых зависит от допускаемых параметров измеряемой среды.

ТП изготавливаются во взрывозащищенном исполнении с видами взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» и «взрывонепроницаемая оболочка».

Таблица 1 – Схема составления условного обозначения ТП

Преобразователь термоэлектрический WR $\square \square \square - \square \square \square$ 1 2 3 4 5 6	
1. Условное обозначение типа НСХ по ГОСТ Р 8.585-2001 (МЭК 60584-1)	
N	К - хромель-алюмелевые (никельхром-никельалюминиевые)
E	Е - хромель-константановые (никельхром-медьникелевые)
F	J - железо-константановые (железо-медьникелевые)
C	T - медь-константановые (медь-медьникелевые)
P	S - платинородий-платиновые
R	B - платинородий-платинородиевые
Q	R - платинородий-платиновые
M	N – никель-хром-кремниевые/никель-кремниевые
2. Модель ТП	
K	С защитной головкой
J	С измерительным преобразователем
L	С клеммной площадкой из бакелитовой пластины или керамики
M	С платформой с керамической клеммной колодкой
N	С кабельным выводом
3. Количество ЧЭ	
Не указывается	1 ЧЭ
2	2 ЧЭ
3	3 ЧЭ
4. Тип монтажной установки	
1	Без фиксатора
2	Фиксирующая резьба
3	Резьба с креплением
4	Фиксирующий фланец
5	Фланец с креплением
5. Тип исполнения	
4	Взрывозащищенное исполнение
1	Не взрывозащищенное исполнение
6. Диаметр защитного чехла (гильзы), мм	
0	≤ 16
1	от 16 до 25
2	≥ 25

Фотографии общего вида ТП приведены на рисунках 1 и 2. Места нанесения заводского номера приведены на рисунке 3.



а) WRPK, WRRK,
WRQK

б) WRNK, WREK, WRFK, WRCK,
WRPK, WRQK, WRMK

в) WRNM,
WREM, WRFM,
WRCM, WRPM,
WRQM

г) WRNL,
WREL, WRFL,
WRCL, WRPL,
WRQL

Рисунок 1 - Общий вид преобразователей термоэлектрических WR



а) WRNN, WREN, WRFN, WRCN,
WRPN, WRQN



б) WRPJ, WRRJ, WRQJ, WRNJ, WREJ,
WRFJ, WRCJ, WRMJ

Рисунок 2 - Общий вид преобразователей термоэлектрических WR

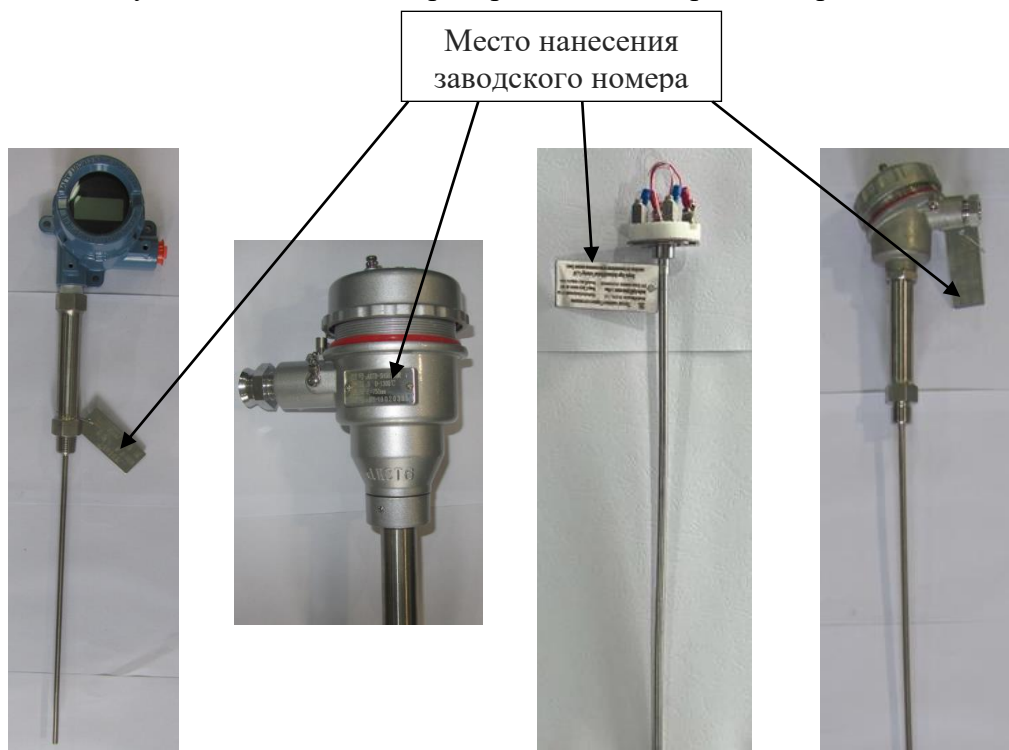


Рисунок 3 – Общий вид ТП с указанием мест нанесения заводского номера

Пломбирование ТП не предусмотрено. Заводской номер в виде обозначения, состоящего из арабских цифр и английских букв, указан на маркировочной табличке, прикрепленной к защитной головке ТП, и/или на металлическом шильдике, прикрепленном (в зависимости от модели ТП) или к корпусу, или к кабельному выводу, или к удлинительным проводам ТП. Конструкция ТП не предусматривает нанесение знака поверки на средство измерений.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики ТП приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Условное обозначение НСХ	Класс допуска	Диапазон измерений температуры, °С	Пределы допускаемых отклонений ТЭДС ТП от НСХ, °С (где t – значение измеряемой температуры, °С) ⁽¹⁾⁽²⁾
К	1	от -40 до +375 включ. св. +375 до +1000	$\pm 1,5$ $\pm 0,004 \cdot t$
	2	от -40 до +333 включ. св. +333 до +1200	$\pm 2,5$ $\pm 0,0075 \cdot t$
N	1	от -40 до +375 включ. св. +375 до +1000	$\pm 1,5$ $\pm 0,004 \cdot t$
	2	от -40 до +333 включ. св. +333 до +1200	$\pm 2,5$ $\pm 0,0075 \cdot t$
J	1	от -40 до +375 включ. св. +375 до +750	$\pm 1,5$ $\pm 0,004 \cdot t$
	2	от -40 до +333 включ. от +333 до +750	$\pm 2,5$ $\pm 0,0075 \cdot t$
T	1	от -40 до +125 включ. св. +125 до +350	$\pm 0,5$ $\pm 0,004 \cdot t$
	2	от -40 до +135 включ. св. +135 до +400	$\pm 1,0$ $\pm 0,0075 \cdot t$
E	1	от -40 до +375 включ. св. +375 до +800	$\pm 1,5$ $\pm 0,004 \cdot t$
	2	от -40 до +333 включ. св. +333 до +900	$\pm 2,5$ $\pm 0,0075 \cdot t$
R	2	от 0 до +600 включ. св. +600 до +1600	$\pm 1,5$ $\pm 0,0025 \cdot t$
S	2	от +300 до +600 включ. св. +600 до +1600	$\pm 1,5$ $\pm 0,0025 \cdot t$
B	2	от + 600 до +1600	$\pm 0,0025 \cdot t$

Условное обозначение НСХ	Класс допуска	Диапазон измерений температуры, °С	Пределы допускаемых отклонений ТЭДС ТП от НСХ, °С (где t – значение измеряемой температуры, °С) ⁽¹⁾⁽²⁾
Примечания: ⁽¹⁾ Рабочий диапазон измерений температуры конкретного ТП находится внутри диапазона измерений температуры, приведенного в таблице, определяется конструктивным исполнением ТП и приведен в паспорте на изделие. ТП моделей WRPJ, WRRJ, WRQJ, WRNJ, WREJ, WRFJ, WRCJ, комплектующихся ИП утвержденного типа, поверка проводится в настроенном диапазоне измерений, лежащим внутри полного диапазона измерений ТП с ИП, но не менее нормированного минимального интервала измерений ИП (при наличии), указанного в ОТ на ИП. ⁽²⁾ Предел допускаемой основной погрешности ТП и ИП (Δ, °С) вычисляются по формуле $\Delta = \pm \sqrt{(\Delta_{ИП} + \Delta_{КОМП})^2 + (\Delta_{ТП})^2}, \text{ где } \Delta_{ТП} - \text{отклонение от НСХ (в температурном эквиваленте) ТП, } ^\circ\text{С; } \Delta_{ИП} - \text{предел допускаемой основной погрешности ИП, приведенный в ОТ на ИП; } \Delta_{КОМП} - \text{погрешность схемы компенсации ИП, } ^\circ\text{С.}$ ⁽³⁾ t - значение измеряемой температуры, °С.			

Таблица 3 – Основные технические характеристики ТП

Наименование характеристики	Значение
Электрическое сопротивление изоляции ТП между цепью чувствительного элемента и металлической частью защитной арматуры при температуре от +15 до +35 °С и относительной влажности от 30 до 80 %, МОм, не менее	500
Диаметр измерительной вставки, мм	от 2,0 до 12,0
Диаметр защитной арматуры, мм	от 4,0 до 48,0
Длина монтажной части ТП, мм	от 15 до 100000
Маркировка взрывозащиты	1Ex db IIC T6...T1 Gb X 0Ex ia IIC T6...T1 Ga X Ex tb IIIC T80°C Db X
Диапазон температур окружающего воздуха ТП в зависимости от конструктивного исполнения, °С	
- для ТП без соединительной головки	от -40 до +80 (от -60 до +80 по спец. заказу)
- для ТП с соединительной головкой	от -40 до +120 (от -60 до +120 по спец. заказу)
- для ТП с соединительной головкой с ИП	в соответствии с температурой окружающего воздуха в ОТ на ИП
Масса, кг	от 0,03 до 50 (в зависимости от модели и исполнения ТП)

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа (в зависимости от типа НСХ ТП и диапазона измерений), ч, не менее: - для ТП с НСХ типов «К», «J», «E», «T», «N» - в рабочем диапазоне до плюс 300 °C; - в рабочем диапазоне свыше плюс 300 °C до 800 °C; - для ТП с НСХ типов «R», «S», «B»	55000 40000 20000
Средний срок службы ТП (в зависимости от типа НСХ ТП), лет, не менее: - для ТП с НСХ типов «К», «J», «E», «T», «N» - для ТП с НСХ типов «R», «S», «B»	5 2

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во	Примечание
Преобразователь термоэлектрический	WR	1 шт.	исполнение в соответствии с заказом
Руководство по эксплуатации (на русском языке)	-	1 экз.	на партию однотипных ТП при поставке в один адрес
Паспорт	-	1 экз.	-
Защитная гильза	-	1 шт.	по дополнительному заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Проведение измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 6616-94 Преобразователи термоэлектрические. Общие технические условия;
ГОСТ Р 8.585-2001 ГСИ. Термопары. Номинальные статические характеристики преобразования;
ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия;
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;
Стандарт предприятия фирмы-изготовителя «Shanghai Jingpu Mechanical&Electrical Technology Co., Ltd.», Китай.

Правообладатель

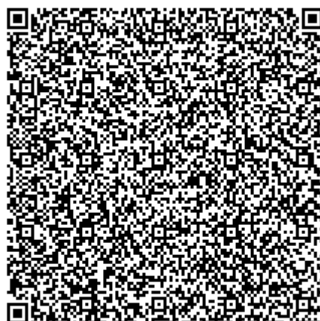
Фирма «Shanghai Jingpu Mechanical&Electrical Technology Co., Ltd.», Китай
Адрес: No.1508, Jinshao Road, Baoshan District, Shanghai, P.R.China
Телефон: 021-56618282
E-mail: jpinfo@jingpu.com
Web-сайт: www.jingpu.com

Изготовитель

Фирма «Shanghai Jingpu Mechanical&Electrical Technology Co., Ltd.», Китай
Адрес: No.1508, Jinshao Road, Baoshan District, Shanghai, P.R.China
Телефон: 021-56618282
E-mail: jpinfo@jingpu.com
Web-сайт: www.jingpu.com

Испытательный центр

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» мая 2024 г. № 1197

Регистрационный № 92137-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТВС-220-40У2

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТВС-220-40У2 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока представляют собой тороидальный магнитопровод из электротехнической стали, на который равномерно намотана вторичная обмотка. В качестве первичной обмотки используется высоковольтный ввод выключателя. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформаторов тока.

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТВС-220-40У2 зав. № 105-1, 105-2, 105-3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке типографским методом в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.



Рисунок 1. Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера

Пломбирование трансформаторов тока не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	105-1, 105-2, 105-3
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	2000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВС-220-40У2	1 шт.
Паспорт	ТВС-220-40У2	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

Свердловский завод трансформаторов тока (СЗТТ)
Юридический адрес: г. Свердловск, ул. Черкасская, д. 25

Изготовитель

Свердловский завод трансформаторов тока (СЗТТ) (изготовлены в 1984 г.)
Адрес: г. Свердловск, ул. Черкасская, д. 25

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-кт, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
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 «17» мая 2024 г. № 1197

Регистрационный № 92138-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТРГ-110 II* УХЛ1*

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТРГ-110 II* УХЛ1* (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока представляют собой опорную конструкцию, являются одноступенчатыми, с газовой изоляцией. Основными составными частями трансформаторов тока являются металлический корпус с мембраной, фарфоровая крышка, блок вторичных обмоток в экране и основание, в котором имеются сигнализатор давления на обратном клапане, обратный клапан для заполнения газом.

Выходы первичной обмотки расположены на верхней части трансформаторов тока. Выводы вторичной обмотки расположены на основании и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТРГ-110 II* УХЛ1* зав. № 1561, 1562, 1563, 1564, 1565, 1566.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке методом тиснения в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки и места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.



Рисунок 1. Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	1561, 1562, 1563, 1564, 1565, 1566
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	1000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	40

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -60 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТРГ-110 П* УХЛ1*	1 шт.
Паспорт	ТРГ-110 П* УХЛ1*	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

Закрытое акционерное общество «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш»
(ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш»)

Юридический адрес: 620017, г. Екатеринбург, ул. Фронтовых бригад, д. 22

Телефон: +7 (343) 324-56-32

Факс: +7 (343) 216-75-89

Web-сайт: www.uetm.ru

E-mail: secretary@uetm.ru

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш»
(ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш»)

Адрес: 620017, г. Екатеринбург, ул. Фронтовых бригад, д. 22

Телефон: +7 (343) 324-56-32

Факс: +7 (343) 216-75-89

Web-сайт: www.uetm.ru

E-mail: secretary@uetm.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-кт, д. 31

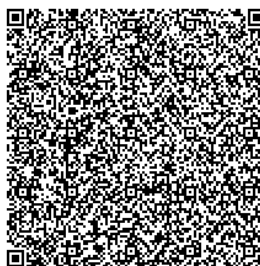
Телефон: +7 (495) 544-00-00

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 «17» мая 2024 г. № 1197

Регистрационный № 92139-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока VIS WI

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока VIS WI (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока - это трансформаторы внутренней установки, которые размещены в РУ 110 кВ. Трансформаторы тока представляют собой тороидальный магнитопровод из электротехнической стали, на который равномерно намотана вторичная обмотка. В качестве первичной обмотки используется высоковольтная часть оборудования РУ 110 кВ. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформаторов тока.

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока VIS WI зав. № 100441240, 100441242, 100441241, 100441207, 100441218, 100441223, 100441220, 100441214, 100441208, 110727520, 110727523, 110727524.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке типографским методом в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.



Рисунок 1. Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера

Пломбирование трансформаторов тока не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров		
	100441240, 100441242, 100441241, 100441207, 100441218, 100441223	100441220, 100441214, 100441208	110727520, 110727523, 110727524
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	2000; 1000	2000	400
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	1	1	1
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S	0,2S	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	60; 30	60	5

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -10 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	VIS WI	1 шт.
Паспорт	VIS WI	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

Фирма «Dr.Techn.Josef ZELISKO Fabrik fuer Elektrotechnik und Maschinenbau G.m.b.H»,
Австрия

Юридический адрес: A-2340, Modling, Beethovengasse 43 -45

Телефон: +43 2236 409 485

Факс: +43 2236 409 322

Изготовитель

Фирма «Dr.Techn.Josef ZELISKO Fabrik fuer Elektrotechnik und Maschinenbau G.m.b.H»,
Австрия

Адрес: A-2340, Modling, Beethovengasse 43 -45

Телефон: +43 2236 409 485

Факс: +43 2236 409 322

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-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

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 «17» мая 2024 г. № 1197

Регистрационный № 92140-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Контроллеры JNJVS6800

Назначение средства измерений

Контроллеры JNJVS6800 (далее – контроллеры) предназначены для измерений аналоговых сигналов, поступающих от датчиков, преобразования их в значения параметров вибрации (виброускорения, виброскорости, виброперемещения), температуры и частоту вращения.

Описание средства измерений

Принцип действия контроллеров основан на измерении и обработке сигналов, поступающих от датчиков и сравнении полученных значений с установленными уровнями срабатывания (уставками).

Контроллеры состоят из:

- шасси 6800/05, предназначенного для обеспечения работы всех установленных в контроллер модулей;
- модуля питания 6800/15, предназначенного для питания контроллера;
- модуля связи 6800/22, предназначенного для обеспечения сопряжения контроллера с другими внешними устройствами и передачи сигналов измерительной информации внешним потребителям. Модули имеют выходы с цифровыми интерфейсами Ethernet и 485;
- измерительных модулей 6800/42, предназначенных для измерений выходных сигналов датчиков вибрации и имеющих 4 входных измерительных канала;
- измерительных модулей 6800/12 предназначенных для измерений выходных сигналов от датчиков температуры (термопреобразователей сопротивления (ТС) с номинальной статической характеристикой (НСХ) преобразования типа «Pt100» по ГОСТ 6651-2009) и имеющих 10 входных измерительных каналов;
- измерительных модулей 6800/50JX предназначенных для измерения выходных сигналов от датчиков частоты вращения и имеющих 4 входных измерительных канала;
- измерительных модулей 6800/56 предназначенных для измерения выходных сигналов от датчиков перемещения и имеющих 4 входных измерительных канала.

На одно шасси 6800/05 может быть установлено до 10 измерительных модулей.

Измерительные модули представляют собой автономный электронный блок с клеммником для подключения выходных сигналов от датчиков на задней стороне модуля.

Модификация и заводской номер модулей, представленные в буквенно-цифровом формате, наносятся боковую панель методом наклейки.

Место нанесения знака поверки на корпусе контроллеров не предусмотрено.

Пломбирование контроллеров не предусмотрено.

Общий вид контроллеров JNJVS6800, место нанесения модификации и заводского номера приведены на рисунке 1.

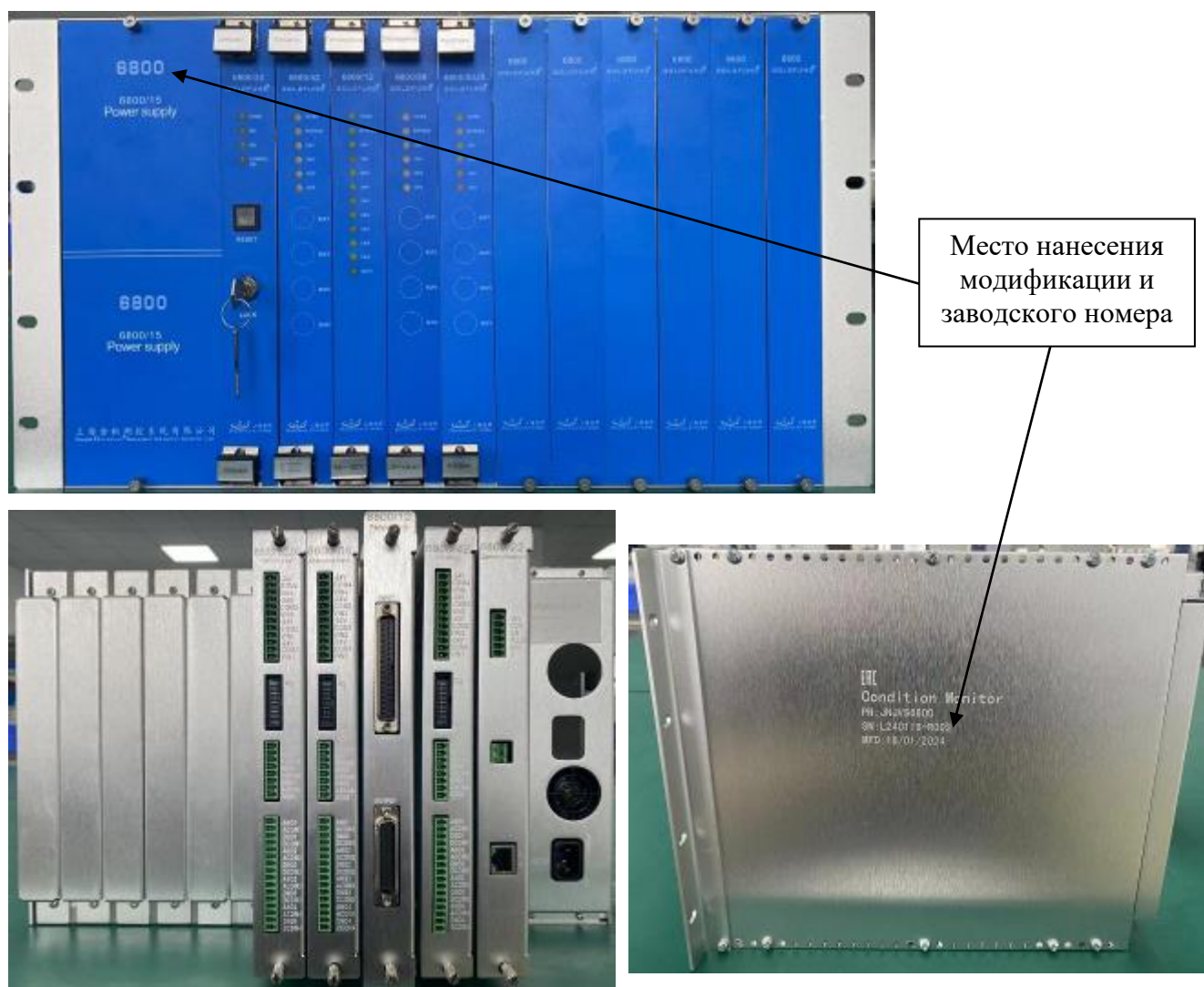


Рисунок 1 – Общий вид контроллеров JNJVS6800 с указанием мест нанесения модификации и заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) контроллеров JNJVS6800 служит для обработки и визуализации информации.

Конструкция исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию:

- отсутствует физический доступ к носителю информации;
- отсутствует программно-аппаратный интерфейс для изменения/замещения кода программы в процессе эксплуатации.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО контроллеров

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ST Link
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 5.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует по Р 50.2.077-2014 уровню «высокий».

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики контроллеров

Наименование характеристики	Значение
Модуль 6800/42	
Диапазон измерений виброускорения, м/с^2	от 10 до 5000
Диапазон измерений виброскорости, мм/с	от 10 до 1250
Диапазон измерений виброперемещения, мкм	от 50 до 635
Диапазон входного напряжения, В	от -5 до +5
Диапазон изменений коэффициента преобразования измерительного канала измерений виброускорения, $\text{мВ/м} \cdot \text{с}^{-2}$	от 1 до 500
Диапазон изменений коэффициента преобразования измерительного канала измерений виброскорости, $\text{мВ/мм} \cdot \text{с}^{-1}$	от 4 до 100
Диапазон изменений коэффициента преобразования измерительного канала измерений виброперемещения, мВ/мкм	от 7,87 до 10
Диапазон рабочих частот, Гц	от 5 до 5000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений параметров вибрации (виброскорость, виброперемещение), %	± 5
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений параметров вибрации (виброскорость, виброперемещение), вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, $\text{%/}^\circ\text{C}$	$\pm 0,01$
Диапазон выходного сигнала, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой относительной погрешности формирования выходного сигнала, %	± 5
Модуль 6800/12	
Диапазон измерений сигналов ТС (в температурном эквиваленте), $^\circ\text{C}$	от -55 до +150
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений сигналов ТС (в температурном эквиваленте), $^\circ\text{C}$	± 2
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений сигналов ТС (в температурном эквиваленте) при изменении температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, $^\circ\text{C/1 }^\circ\text{C}$	$\pm 0,01$
Диапазон выходного сигнала, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой приведенной погрешности формирования выходного сигнала (от диапазона выходного сигнала), %	± 10

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Модуль 6800/50JX	
Диапазон измерений частоты вращения, об/мин	от 5 до 100 000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений частоты вращения, %	$\pm 0,1$
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений частоты вращения, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, %/°C	$\pm 0,01$
Диапазон выходного сигнала, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой относительной погрешности формирования выходного сигнала, %	± 5
Модуль 6800/56	
Диапазон измерений перемещения, мкм	от 500 до 13000
Коэффициенты преобразования измерительного канала измерений перемещения, мВ/мкм	от 0,787 до 10
Диапазон входного напряжения, В	от -22 до -0,6
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений перемещения, %	± 5
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений перемещения, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, %/°C	$\pm 0,01$
Диапазон выходного сигнала, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой относительной погрешности формирования выходного сигнала, %	± 5

Таблица 3 – Технические характеристики контроллеров

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °C	от +15 до +25
Напряжение питания переменного тока, В	от 198 до 242
Условия эксплуатации, °C	от -45 до +70
Габаритные размеры (длина×высота×ширина), мм, не более	437×265×411
Масса, кг, не более	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Контроллер	JNJVS6800	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «Методы измерений» Руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»;

ГОСТ 6651-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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»;

Стандарт предприятия № Q/JNJ 6800C028-2022 «Контроллеры JNJVS6800».

Правообладатель

«Shanghai Goldfund Measurement and Control System Co., Ltd.», Китай

Адрес: Building 14, 506 Nanhuan Road, Songjiang District, Shanghai

Web-сайт: www.chjnj.com

E-mail: sales@chjnj.com

Изготовитель

«Shanghai Goldfund Measurement and Control System Co., Ltd.», Китай

Адрес: Building 14, 506 Nanhuan Road, Songjiang District, Shanghai

Web-сайт: www.chjnj.com

E-mail: sales@chjnj.com

Испытательный центр

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

Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» мая 2024 г. № 1197

Регистрационный № 92141-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Корпорация «ГРИНН» Многофункциональный торгово-развлекательный досуговый центр в г. Брянске

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Корпорация «ГРИНН» Многофункциональный торгово-развлекательный досуговый центр в г. Брянске (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (БД), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000» и каналобразующую аппаратуру.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством каналаобразующей аппаратуры поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем, втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием электронной подписи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов счетчиков. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции или величиной коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Маркировка заводского номера АИИС КУЭ (№ 1240) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
1	ПС 110 кВ Советская, ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, ф.313	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-6У2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 23544-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16
2	ПС 110 кВ Советская, ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, ф.409	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-6У2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
3	ТП 573 6 кВ, РУ-6 кВ, с.ш. 6 кВ, яч.1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 47583-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	
4	ТП 573 6 кВ, РУ-6 кВ, с.ш. 6 кВ, яч.16	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 47583-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	

Примечания:

1. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.

2. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков и УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений.
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, (±δ), %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с
1, 2	Активная	1,0	3,4	±5
	Реактивная	2,0	6,0	
3, 4	Активная	1,2	4,1	
	Реактивная	2,8	7,1	
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3. Погрешность в рабочих условиях указана для cos φ = 0,8 _{инд} , I=0,02(0,05)·I _{ном} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от –40 °С до +60 °С.				

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$	98 до 102 1(5) до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности – температура окружающей среды для ТТ и ТН, $^\circ\text{C}$ – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, $^\circ\text{C}$ – температура окружающей среды в месте расположения сервера, $^\circ\text{C}$ – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, $^\circ\text{C}$	от 90 до 110 от 1(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -45 до $+40$ от -40 до $+60$ от $+10$ до $+30$ от $+10$ до $+30$

Продолжение таблицы 3

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 46634-11), ч, не менее – среднее время наработки на отказ счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17), ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 220000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

Регистрация событий:

– в журнале событий счетчика:

— параметрирования;

— пропадания напряжения:

- коррекции времени в счетчике;

– в журнале событий сервера:

– изменения значений результатов измерений;

- изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

— счетчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

— испытательной коробки;

— сервера;

- защита информации на программном уровне:

– результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);

- установка пароля на счетчик;

- установка пароля на сервер ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-6У2	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.12	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1240 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Корпорация «ГРИНН» Многофункциональный торгово-развлекательный досуговый центр в г. Брянске, аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

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».

Правообладатель

Акционерное общество «Корпорация «ГРИНН» (АО «Корпорация «ГРИНН»)
ИНН 4629045050

Юридический адрес: 241037, Брянская обл., г. Брянск, ул. Брянского Фронта, д. 2

Изготовитель

Акционерное общество «Корпорация «ГРИНН» (АО «Корпорация «ГРИНН»)
ИНН 4629045050

Адрес: 241037, Брянская обл., г. Брянск, ул. Брянского Фронта, д. 2

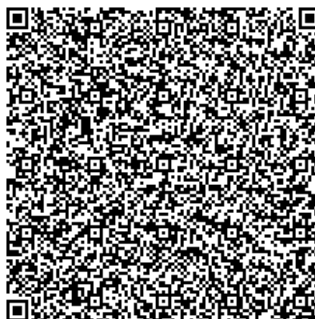
Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГО» (Регионы 7 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГО» (Регионы 7 очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной, реактивной электроэнергии и времени;
- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин) во всех ИИК;
- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК, а также сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- прием и обработка данных от смежных АИИС КУЭ (30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии по точкам измерений и данных о состоянии соответствующих средств измерений);
- ввод в ручном режиме показаний и (или) профилей мощности с интервалом интегрирования 30 мин от приборов учета электроэнергии, не включенных в АИИС КУЭ;
- автоматическое сохранение результатов измерений по заданным критериям (первичной, рассчитанной и замещенной информации и т.д.) и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- формирование интегральных актов электроэнергии и актов учета перетоков;
- формирование и передача результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в виде макетов 80020, 80040, а также в иных форматах в организации-участники оптового рынка электрической энергии (мощности), смежным и прочим заинтересованным организациям;

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

–диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

–конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

–ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

–предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее – УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2.0», технические средства обеспечения электропитания.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

–электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин;

–средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии поступает на сервер, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение измерительной информации.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера с использованием электронной подписи (далее - ЭП) по каналу связи через сеть Интернет по протоколу ТСР/ІР в соответствии с Приложением 11.1.1. «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS, ГЛОНАСС), синхронизирующего собственные часы приемника с национальной шкалой времени UTC(SU), а также встроенные часы сервера АИИС КУЭ и счетчиков.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УССВ происходит с периодичностью один раз в час. Синхронизация часов сервера АИИС КУЭ и УССВ осуществляется независимо от показаний часов сервера АИИС КУЭ и УССВ.

Коррекция времени счетчиков производится от сервера АИИС КУЭ. При сеансе связи не реже одного раза в сутки происходит сличение времени часов сервера АИИС КУЭ с временем счетчиков. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении с временем сервера АИИС КУЭ более, чем на ± 1 с.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 013) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней двери шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2.0» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче от ИИК в ИВК является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2.0».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения не ниже	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Модуль универсальной обработки бинарных пакетов	BinaryPackControls.dll	8	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476	MD5
Модуль проверки целостности данных	CheckDataIntegrity.dll	8	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7	MD5
Модуль общих функций для протоколов семейства МЭК/IEC	ComIECFunctions.dll	8	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27	MD5
Модуль общих функций для протоколов семейства Modbus	ComModbusFunctions.dll	8	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917	MD5
Модуль стандартных функций и математической обработки данных	ComStdFunctions.dll	8	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373	MD5
Модуль обработки значений даты и времени	DateTimeProcessing.dll	8	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D	MD5
Модуль защищённого преобразования данных	SafeValuesDataUpdate.dll	8	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB	MD5
Модуль общей проверки достоверности данных и статусной информации	SimpleVerifyDataStatuses.dll	8	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39	MD5
Модуль проверки контрольной суммы по различным алгоритмам	SummaryCheckCRC.dll	8	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5	MD5
Модуль обработки значений и данных	ValuesDataProcessing.dll	8	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645	MD5

ПО «Пирамида 2.0» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ / Сервер		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/6 кВ Перекоп, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1, КЛ-6 кВ ф.1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ТЕ2000.00.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	УСВ-2 Рег. № 82570-21 / Supermicro SYS-6019P-MTR	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
2	ПС 110/6 кВ Перекоп, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.6, КЛ-6 кВ ф.6	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ТЕ2000.00.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
3	ПС 110/6 кВ Перекоп, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч.7, КЛ-6 кВ ф.7	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 2473-00	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ТЕ2000.00.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 110/6 кВ Перекоп, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч.12, КЛ- 6 кВ ф.12	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 2473-00	НТМИ-6-66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ТЕ2000.00.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	УСВ-2 Рег. № 82570-21 / Supermicro SYS- 6019P-MTR	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
5	ВРУ-0,4 кВ АО Ярославские ЭнергоСистемы, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТОП М-0,66 УЗ Кл.т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 59924-15	—	КВАНТ ST2000-12- W-230*5(10)- 0,5S/1-R2UI2O2DM Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 71461-18		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
6	ВРУ-0,4 кВ АО Ярославские ЭнергоСистемы, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТОП М-0,66 УЗ Кл.т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 59924-15	—	КВАНТ ST2000-12- W-230*5(10)- 0,5S/1-R2UI2O2DM Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 71461-18		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
7	ТП-5 6/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, яч.29, КЛ-0,4 кВ Жилой дом	ТТН-Ш Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 58465-14	—	КВАНТ ST2000-12- W-230*5(10)- 0,5S/1-R2UI2O2DM Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 71461-18		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
8	РП-10 кВ КСЗ, РУ- 10 кВ, I сш 10 кВ, яч.8, Ввод 1 10 кВ, КЛ-10 кВ №607	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06-10 УЗ Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/ 100/√3 Рег. № 3344-08 ЗНОЛ-НТЗ-10 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/ 100/√3 Рег. № 51676-12	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	РП-10 кВ КСЗ, РУ-10 кВ, П сш 10 кВ, яч.7, Ввод 2 10 кВ, КЛ-10 кВ №617	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06-10 УЗ Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/ 100/√3 Рег. № 3344-08	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	УСВ-2 Рег. № 82570-21 / Supermicro SYS-6019P-MTR	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
10	РУ 10 кВ ВСЗ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.8, Ввод 2 10 кВ, КЛ-10 кВ Ф-1-10	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/ 100/√3 Рег. № 69604-17	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
11	РУ 10 кВ ВСЗ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.11, Ввод 1 10 кВ, КЛ-10 кВ Ф-10-10	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/ 100/√3 Рег. № 69604-17	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5
---	----

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана:
 - для ИК № 1-4, 8, 9, 11 – при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40°C до $+60^\circ\text{C}$;
 - для ИК № 5, 6, 7, 10 – при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40°C до $+60^\circ\text{C}$;
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений.
9. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	11
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,8 до 50,2 0,9 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ, ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C – типа ТЕ2000 (рег. № 83048-21) – типа КВАНТ ST 2000-12 (рег. № 71461-18) – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +35 от -40 до +70 от -40 до +70 от +10 до +30 от -10 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – для ТЕ2000 (рег. № 83048-21) – для КВАНТ ST 2000-12 (рег. № 71461-18) – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 200000 72 35000 2 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий автоматически фиксируется время и даты наступления событий:

1) в счётчиках электроэнергии ИИК:

- факты связи со счётчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;

- перерывы питания счётчика с фиксацией времени пропадания и восстановления

- другие события;

2) в сервере ИВК:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счётчика;
- полученные с уровня ИИК «Журналы событий» ИИК;
- другие события.

Защищённость применяемых компонентов:

1) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;

2) защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счётчика;
- сервера.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТОП М-0,66 УЗ	6
Трансформаторы тока	ТТН-Ш	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66 УЗ	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10 УЗ	5
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-10 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ(П)-НТЗ	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ТЕ2000.00.00.00	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ТЕ2000.01.00.00	4
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	КВАНТ ST2000-12-W-230*5(10)-0,5S/1-R2UI2O2DM	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер	Supermicro SYS-6019P-MTR	1
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Паспорт-формуляр	ЭНСЕ.095367.013 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГО» (Регионы 7 очередь), аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГО» (ООО «РУСЭНЕРГО»)
ИНН 4401144416

Юридический адрес: 115035, г. Москва, ул. Садовническая, д. 14, стр. 9, оф. 304

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

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

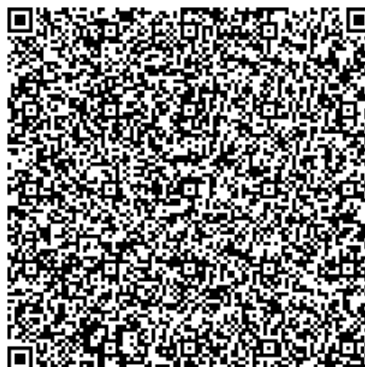
Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» мая 2024 г. № 1197

Регистрационный № 92143-24

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (17-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (17-я очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, сервер ПАО «Ростелеком», устройства синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-3 и УСВ-2, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0».

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК 24 и 25 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ПАО «Ростелеком», где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, хранение и накопление измерительной информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача на сервер АИИС КУЭ в виде XML-файлов по каналам связи.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК 1 - 23 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер АИИС КУЭ, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и накопление измерительной информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность получать измерительную информацию в виде XML-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Передача информации от сервера АИИС КУЭ или АРМ коммерческому оператору с электронной подписью субъекта ОРЭМ, системному оператору и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УСВ-3 в качестве основных УССВ и УСВ-2 в качестве находящегося в холодном резерве УССВ, синхронизирующими собственными шкалами времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера ПАО «Ростелеком» со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения сервер ПАО «Ростелеком» производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ПАО «Ростелеком» осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При наличии расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера ПАО «Ростелеком» производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УСВ-3 или УСВ-2 осуществляется во время сеанса связи с соответствующим УССВ. При наличии расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиком. При наличии расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчиков и серверов.

АИИС КУЭ присвоен заводской номер 001. Заводской номер АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера АИИС КУЭ, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в формуляре. Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ТП НС-4-105-882п 10 кВ, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 20	ТОЛ-СЭЩ 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 51623-12	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
2	ПС 35 кВ НС-4, РУ-10 кВ, СШ 10 кВ, яч. НС4-105, ВЛ 10 кВ ф. 105	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-06	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
3	КТП НС-4-105-885п 10 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
4	КТП НС-4-105-890п 10 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 29482-07	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
5	КТП НС-4-105-891п 10 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 УЗ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
6	КТП 10 кВ Югстальмонтаж, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 29482-07	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ТП НС-4-105-882п 10 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 29482-07	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
8	КТП ЖБИ-9-695п 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66М 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57564-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
9	КТП ЖБИ-9-1387п 10 кВ, РУ-10 кВ, СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 59870-15	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная реактивная
10	ВРУ 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ Л-4	ТОП-М-0,66 250/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71205-18	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
11	ПС 35 кВ Орловсксельмаш, КРУН-10 кВ, яч. 7, КЛ 10 кВ Л-10	ТОЛ-СЭЩ 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 71707-18	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
12	ТП 62п 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТШП-0,66М 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57564-14	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
13	ТП 62п 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т2	ТШП-0,66М 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57564-14	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ВРУ 0,4 кВ ООО «Кубрента», ввод КЛ 0,4 кВ	ТОП-0,66 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
15	Отпайка ВЛ 10 кВ КБ-3, Оп. 7.1, ПКУ 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
16	КТП-8-273п 10 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 75345-19	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
17	РП 193 10 кВ, РУ 10 кВ, I СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ РП 193(I) – ТП К394п(I)	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
18	РП 193 10 кВ, РУ 10 кВ, II СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ РП 193(II) – ТП К396п(II)	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
19	ТП КЛН-6-883 10 кВ, РУ 10 кВ, II СШ 10 кВ, ввод 2 10 кВ	ТОЛ-НТЗ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
20	ТП КЛН-6-883 10 кВ, РУ 10 кВ, I СШ 10 кВ, ввод 1 10 кВ	ТОЛ-НТЗ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
21	ВРУ 0,4 кВ ЩУНО-7 МБУ Сочисвет,	—	—	Меркурий 234		активная

	КЛ 0,4 кВ ЩУНО-7			Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		реактивная
--	------------------	--	--	-------------------------------	--	------------

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	ТП 10 кВ № 601, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф. 3-2-111	ТЛК-СТ 100/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 58720-14	ЗНОЛП-ЭК-10 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 47583-11	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
23	КТПШ-МОК-1-2463 10 кВ, РУ 10 кВ, II СШ 10 кВ, ввод 10 кВ Т-2	ТОЛ-СЭЩ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 23544-07	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20		активная реактивная
24	РЩ-0,4 кВ на углу д. 56 по ул. Б. Покровская, QF, КЛ-0,4 кВ «Парковка»	—	—	СЭБ-1ТМ.03Т Кл. т. 1/2 Рег. № 75679-19	УССВ: УСВ-3 Рег. № 84823-22 Сервер ПАО «Ростелеком»: Промышленный компьютер	активная реактивная
25	РЩ-0,4 кВ на углу д. 56 по ул. Б. Покровская, QF 10А, КЛ-0,23 кВ «Светофор»	—	—	СЭБ-1ТМ.03Т Кл. т. 1/2 Рег. № 75679-19		активная реактивная

П р и м е ч а н и я

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

2 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.

3 Допускается замена серверов АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1; 2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{1НОМ}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{1НОМ} \leq I_1 < I_{1НОМ}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,05I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{1НОМ}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
3 - 8; 10; 12 - 14; 16 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{1НОМ}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{1НОМ} \leq I_1 < I_{1НОМ}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,1I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{1НОМ}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
	$0,05I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,1I_{1НОМ}$	1,7	2,9	5,4	2,2	3,4	5,6
9; 15; 23 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{1НОМ}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{1НОМ} \leq I_1 < I_{1НОМ}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,1I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{1НОМ}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
	$0,05I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,1I_{1НОМ}$	1,8	3,0	5,5	2,3	3,5	5,8
11 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	$I_{1НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{1НОМ}$	0,9	1,2	2,0	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{1НОМ} \leq I_1 < I_{1НОМ}$	1,1	1,6	2,8	1,7	2,3	3,3
	$0,1I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{1НОМ}$	1,8	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
	$0,05I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,1I_{1НОМ}$	1,8	3,0	5,4	2,2	3,4	5,7
17 - 20 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{1НОМ}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{1НОМ} \leq I_1 < I_{1НОМ}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,1I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{1НОМ}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,05I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,1I_{1НОМ}$	1,2	1,9	3,1	1,8	2,6	3,6
	$0,01I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,05I_{1НОМ}$	2,1	3,0	5,5	2,7	3,5	5,8
21 (Счетчик 1)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	2,9	3,3	3,3
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,5	1,5	2,9	3,5	3,5
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	3,4	3,5	3,5
22 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	$I_{1НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{1НОМ}$	0,7	0,9	1,1	1,5	1,9	2,1
	$0,2I_{1НОМ} \leq I_1 < I_{1НОМ}$	0,7	0,9	1,1	1,5	1,9	2,1
	$0,1I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{1НОМ}$	0,8	0,9	1,3	1,6	2,0	2,2
	$0,05I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,1I_{1НОМ}$	0,8	1,3	1,6	1,6	2,2	2,4
	$0,01I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,05I_{1НОМ}$	1,4	1,6	2,3	2,3	2,4	2,8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
24; 25 (Счетчик 1)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	2,9	3,3	3,3
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,0	1,0	2,9	3,3	3,3
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	3,4	3,5	3,5
Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %			
		$\cos \varphi = 0,8$		$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	
1	2	3	4	5	6		
1; 2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8		
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,3	3,9		
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	5,6	4,4		
3 - 8; 10; 12 - 14; 16 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,9	3,7		
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	4,2	3,8		
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	5,5	4,3		
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,5	2,9	5,7	4,5		
9; 15; 23 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8		
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,3	3,9		
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	5,6	4,4		
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,6	3,0	5,8	4,5		
11 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,9	1,4	3,9	3,7		
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,7	4,2	3,8		
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	5,5	4,3		
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,5	2,9	5,7	4,5		
17 - 20 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8		
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8		
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,3	3,9		
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	2,9	2,1	4,5	4,1		
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,6	3,0	5,8	4,5		
21 (Счетчик 2)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	2,0	2,0	6,4	6,4		
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	2,5	2,5	6,6	6,6		
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	2,5	2,5	6,6	6,6		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
22 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,3	1,2	3,7	3,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,3	1,2	3,7	3,7
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,4	1,3	3,7	3,7
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	1,9	1,8	3,9	3,9
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	2,3	2,0	4,2	4,0
24; 25 (Счетчик 2)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	2,0	2,0	6,4	6,4
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	2,5	2,5	6,6	6,6
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ± 5 с					
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до +40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	25
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от $0,05I_6$ до $I_{\text{макс}}$ от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от $0,05I_6$ до $I_{\text{макс}}$ от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	150000 3 100000 1 45000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал серверов:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и серверах;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
 - испытательной коробки;
 - серверов (серверных шкафов);

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчиков;
- серверов.

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в серверах (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	7
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	7
Трансформатор тока	ТТИ	3
Трансформатор тока	Т-0,66	9
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66М	9
Трансформатор тока	ТОП-М-0,66	3
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор тока	ТТН	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	6
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-НТЗ	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	3
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчик электрической энергии	Меркурий 236	6
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234	11
Счетчик электрической энергии	Меркурий 230	4
Счетчик электрической энергии	СЭБ-1ТМ.03Т	2
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	2
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1
Сервер	Промышленный компьютер	2
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	2
Формуляр	АСВЭ 478.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (17-я очередь)», аттестованном ООО «АСЭ» г. Владимир, аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019.

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».

Правообладатель

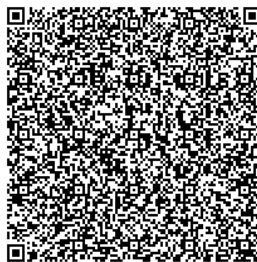
Общество с ограниченной ответственностью «КЭС» (ООО «КЭС»)
ИНН 2308138781
Юридический адрес: 350000, г. Краснодар, ул. Гимназическая, д. 55/1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)
ИНН 3329074523
Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15
Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)
Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15
Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» мая 2024 г. № 1197

Регистрационный № 92144-24

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП «ЛОЭСК» - «Сосновоборские горэлектросети»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП АО «ЛОЭСК» - «Сосновоборские горэлектросети» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень - измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя интеллектуальные контроллеры (УСПД) SM160 – 02М, каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя серверы баз данных (СБД): СБД ООО «РКС-энерго» с установленным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» с установленным ПО «Пирамида Сети», СБД АО «ЛОЭСК» с установленным ПО «Пирамида 2.0», устройства синхронизации времени УСВ-3 и УСВ-2 (УСВ), локально-вычислительную сеть, автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации. СБД ООО «РКС-энерго», СБД АО «ЛОЭСК», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» - (далее - сервер ИВК).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал.

По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика:

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

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотносены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИИК №№ 1 – 17, 19 – 28 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее передача на ИВК ПАО «Россети Ленэнерго». УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Цифровой сигнал с выходов счетчика ИИК № 29 – 30 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК ПАО «Россети Ленэнерго», для ИИК № 18, 31 – 36 на входы ИВК АО «ЛОЭСК», где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. ИВК с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивают счетчики электроэнергии и считывают с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

ИВК АО «ЛОЭСК» и ПАО «Россети Ленэнерго» в автоматическом режиме один раз в сутки формируют отчеты в формате XML и отправляют данные коммерческого учета на ИВК ООО «РКС-энерго».

ИВК ООО «РКС-энерго» раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входят устройства синхронизации времени типа УСВ-2 и УСВ-3, синхронизирующие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго», периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивают собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ и при расхождении ± 1 с и более, ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго» производят синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация шкалы времени УСПД производится независимо от величины расхождения со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго».

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 1 – 17, 19 – 28 со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК № 29 – 30 со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК № 18, 31 – 36 со шкалой времени ИВК АО «ЛОЭСК» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК АО «ЛОЭСК» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ 314.01/24 нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус СБД ООО «РКС-энерго».

Общий вид СБД ООО «РКС-энерго» с указанием места нанесения заводского номера АИИС КУЭ представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид СБД ООО «РКС-энерго» АИИС КУЭ с указанием места нанесения заводского номера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Пирамида Сети», ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
ПО «АльфаЦЕНТР»	
1	2
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида Сети»	
Идентификационное наименование модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5

Идентификационные данные	Значение
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида 2.0»	
Идентификационное наименование модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее -ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ- 10 кВ ф.168-01	ТЛО-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-00	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	SM160-02М, рег. № 71337-18	УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС-энерго»
2	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ- 10 кВ ф.168-04	ТЛП-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-08	НТМИ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
3	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ- 10 кВ ф.168-05	ТОЛ-НТЗ-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-00	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
4	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ- 10 кВ ф.168-07	ТЛО-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-00	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
5	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ- 10 кВ ф.168-08	ТЛО-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-08	НТМИ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
6	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ- 10 кВ, ф.168-10	ТЛО-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-08	НТМИ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
7	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ- 10 кВ ф.168-11	ТЛО-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-00	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН- 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-12	ТЛО-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-08	НТМИ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	SM160-02M, рег. № 71337-18	УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС-энерго»
9	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН- 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-14	ТЛО-10 600/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-08	НТМИ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	Меркурий 230 ART-00 PQRSIGDN КТ 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		
10	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН- 10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-21	ТБК-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 8913-82	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
11	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН- 10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-24	ТЛО-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-08	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
12	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН- 10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-25	ТБК-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 8913-82	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
13	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН- 10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-26	ТБК-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 8913-82	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
14	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН- 10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-27	ТЛО-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-08	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
15	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН- 10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-30	ТЛО-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-07	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ- 10 кВ ф.168-31	ТЛО-10 600/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-08	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 23544-07	Меркурий 230 ART-00 PQRSIGDN КТ 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	SM160-02М, рег. № 71337-18	УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС-энерго»
17	ПС 110 кВ Сосновый Бор-2 (ПС 169), КРУН-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ- 10 кВ ф.101	ТЛО-10 150/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	SM160-02М, рег. № 71337-18	
18	КРУН-10 кВ В- 101-1, ВЛ 10 кВ ф.101	ТОЛ-НТЗ-10 150/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ-НТЗ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 51676-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	-	УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛОЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-04	ТОЛ-10 600/5, КТ 0,5S Рег. № 47959-16	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	SM160-02M, рег. № 71337-18	УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС-энерго»
20	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-05	ТОЛ-10 600/5, КТ 0,5S Рег. № 47959-16	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
21	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-17	ТЛО-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
22	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-20	ТЛП-10 100/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-08	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
23	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-21	ТЛП-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
24	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-22	ТЛП-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-08	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
25	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-26	ТЛП-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-08	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
26	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-27	ТЛП-10 100/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
27	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-29	ТЛК-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 9143-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-32	ТЛК-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 9143-06	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	SM160-02М, рег. № 71337-18	УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС-энерго»
29	ТП-4003 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 600/5, КТ 0,5S Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК КТ 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	-	
30	ТП-4013 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 600/5, КТ 0,5S Рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.G КТ 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		
31	КРП-8 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.1, КЛ-1 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 75/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	-	УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛОЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»
32	КРП-8 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.4, КЛ-2 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 75/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
33	РП-8 10 кВ, РУ- 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.1	ТОЛ-НТЗ-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	НАМИТ 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 70324-18	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		
34	РП-8 10 кВ, РУ- 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.12	ТОЛ-НТЗ-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	НАМИТ 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 70324-18	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		
35	ТП-ОС-4 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.1	ТОЛ-НТЗ-10 150/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
36	ТП-ОС-5 10 кВ, РУ-10 кВ, с.ш. 10 кВ, яч.3	ТОЛ-НТЗ-10 150/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛЮЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1- 9, 11, 15, 17 - 28, 31-36	Активная Реактивная	1,1 2,7	1,9 3,6
10, 12	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,0 5,1
13	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,0 5,1
14, 16	Активная Реактивная	1,0 2,4	1,8 3,5
29, 30	Активная Реактивная	0,9 2,3	1,8 3,5
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), с			± 5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi=0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5°C до +35°C			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	36
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C температура окружающей среды для УСПД, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +60 от 5 до +35 от +10 до +30 от +15 до +25 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее А1805 (рег. № 31857-06) Меркурий 230 (рег. № 23345-07) Меркурий 234 (рег. № 48266-11) ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07) ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 50460-18) ПСЧ-4ТМ.05МД (рег. № 51593-18) УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 150000 220000 140000 165000 165000 45000 35000 120000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: А1805 (рег. № 31857-06) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут. Меркурий 230 (рег. № 23345-07) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут. Меркурий 234 (рег. № 48266-11) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут.	1200 85 123

Продолжение таблицы 4

1	2
ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут.	113
ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 50460-18) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут.	113
ПСЧ-4ТМ.05МД (рег. № 51593-18) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут.	114
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, потребленной за месяц по каждому каналу, сут,	45
Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика и УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика и УСПД;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на серверах.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	20
	ТОЛ-10	6
	ТЛП-10	12
	ТЛО-10	28
	ТЛК-10	6
	ТВК-10	6
	Т-0,66	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
	НТМИ-10	1
	НАМИТ	2
	НАМИ-10-95 УХЛ2	3
	ЗНОЛП	3
	ЗНОЛ-НТЗ-10	3
	ЗНОЛ(П)-НТЗ	12
Счетчик электрической энергии	A1805RALQ-P4GB-DW-4	23
	Меркурий 230 ART2-00 PRIDN	2
	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G	1
	ПСЧ-4ТМ.05М	2
	ПСЧ-4ТМ.05М.04	1
	ПСЧ-4ТМ.05МД.01	3
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	4
Интеллектуальный контроллер	SM160-02M	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
	УСВ-3	1
Сервер ИВК	СБД ООО «РКС-энерго»	1
	СБД АО «ЛОЭСК»	1
	СБД ПАО «Россети Ленэнерго»	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/296/24	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП АО «ЛОЭСК» - «Сосновоборские горэлектросети». МВИ 26.51/296/24, аттестованной ФБУ Самарский ЦСМ», г. Самара. Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311290 от 16.11.2015.

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».

Правообладатель

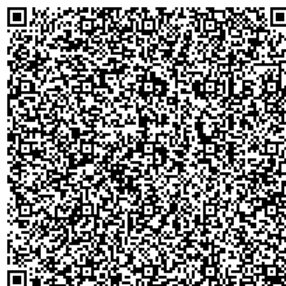
Общество с ограниченной ответственностью «РКС-энерго» (ООО «РКС-энерго»)
ИНН 3328424479
Юридический адрес: 187320, Ленинградская обл., Кировский р-н, г. Шлиссельбург,
ул. Жука, д. 3, помещ. 204
Телефон: 8 (812) 332-05-20
E-mail: office@rks-energo.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1
Телефон: 8 (495) 6478818
E-mail: golovkonata63@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1
Телефон: 8 (495) 6478818
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» мая 2024 г. № 1197

Регистрационный № 92145-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Курган

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Курган (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 конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 583. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на 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.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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 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 500 кВ Курган- Аврора	ИМВ 550 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 32002-06	СРВ 550 кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	Ввод 0,4 кВ ТСН-3/ВЛ 10 кВ Л-4 ПС Солнечная	ТШП кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
3	Ввод 0,4 кВ ТСН-4/ВЛ 10 кВ Л-4 ПС Солнечная	ТНШЛ-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 1500/5 рег. № 1673-07	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
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 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 (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
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	0,9	0,6
	0,8	-	2,7	1,4	0,9
	0,5	-	5,3	2,6	1,8
3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
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 (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
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,4	1,3	1,0
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
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 (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
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{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 (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
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,8	1,6
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6
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 электроэнергии	от 99 до 101 от 1(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 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 СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 220000 72 140000 72
Устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 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 формуляра 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 шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ІМВ 550	3
Трансформатор тока	ТНШЛ-0,66	3
Трансформатор тока шинные	ТШП	3
Трансформатор напряжения	СРВ 550	3
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.У04.ФО	1

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 500 кВ Курган», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская,
д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г.о Химки, г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А,
оф. 207
Телефон: +7 (495) 109-09-22
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.

