

Регистрационный № 98232-26

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители уровня радиоволновые РДУЗ

Назначение средства измерений

Измерители уровня радиоволновые РДУЗ (далее – измерители) предназначены для измерений уровня сыпучих продуктов, жидкости, в том числе сжиженных газов, в резервуарах, работающих под избыточным давлением.

Описание средства измерений

Измерители относятся к приборам технического контроля и регулирования технологического процесса согласно ГОСТ Р 52931.

Конструктивно измерители состоят из первичного(ых) прибора(ов) – уровнемера(ов) радиоволнового(ых) РДУЗМ (далее - ПП) и вторичного прибора (кроме измерителя исполнения 0) блоков сопряжения с датчиком БСД5А, БСД5Н или контроллеров А17, А18 (далее – ВП).

Уровнемер радиоволновой РДУЗМ состоит из электронного блока, волноводной части, совмещенной с юстировочным устройством, и антенны: параболической, диэлектрической, рупорной или конусной или волновода или стержня или троса. Электронный блок датчика имеет металлический корпус с крышкой. На корпусе имеется сертифицированный взрывозащищенный кабельный ввод для кабеля связи и питания. В корпусе размещены СВЧ-модуль, ячейка преобразования, ячейка индикации, наличие которой определяется комплектацией уровнемера.

В зависимости от состава измерители выпускаются в исполнениях, представленных в таблице 1.

Таблица 1- Исполнения измерителей

Исполнение	ВП	Количество ПП	Интерфейсы ПП
0	–	1	протокол HART, протокол Modbus RTU (RS-485), протокол АО «Альбатрос»
1	БСД5А	1	протокол АО «Альбатрос»
2	БСД5Н	1	протокол HART
3	А17	от 1 до 3	протокол АО «Альбатрос»
		от 1 до 24	протокол HART
4	А18	от 1 до 4	протокол HART

Измерители имеют следующую структуру условного обозначения:

(A) (B) (C) (D) (E) (F) (G) (H) (I) (J) (K) (L) (M) (N) (O)
□ – □ – □ – □ – □ – □ – □ – □ – □ – □ – □ – □ – □ – □ – □ – { }

Назначение полей условного обозначения

(А) Базовый тип

РДУЗМ уровнемер радиоволновый

(В) Номер разработки

- 00 С антенной рупорной диаметром 130 мм
- 01 С антенной рупорной диаметром 73 мм
- 10 С антенной параболической
- 20 С антенной диэлектрической
- 30 С волноводом
- 40 С антенной конусной диаметром 96 мм и длиной 700 мм
- 41 С антенной конусной диаметром 96 и длиной 350 мм, диаметром 146 мм (196 мм) и длиной 700 мм по заказу
- 50 С тросом диаметром 4 мм
- 51 С тросом диаметром 6 мм
- 52 Со стержнем диаметром 16 мм

(С) Материал антенны или волновода измерителя

(D) Заказная длина L уровнемера в метрах

(Е) Максимальное рабочее давление

(F) Наличие местной индикации и протокол

- 00 Без индикации с HART-протоколом
- 01 Без индикации с протоколом «Альбатрос»
- 10 С индикацией и HART-протоколом
- 11 С индикацией и протоколом «Альбатрос»
- 12 С индикацией, интерфейс RS-485 в формате протокола Modbus RTU

(G) Количество кабельных вводов

(H) Наличие кожуха защитного только для РДУЗМ-00 (01, 20), для остальных РДУЗМ значение 0

(I) Наличие нагрузки, поплавка или отражателя РДУЗМ-30 и мишени РДУЗМ-50 (51, 52), для остальных РДУЗМ значение 0

- 0 Без поплавка, нагрузки и мишени
- 1 С поплавком из сферопластика объемной плотностью (450 ± 20) кг/м³
- 2 С поплавком из титана объемной плотностью (500 ± 20) кг/м³
- 3 С поплавком из титана объемной плотностью (800 ± 20) кг/м³
- 4 С нагрузкой
- 5 С отражателем
- 6 С мишенью диаметром 90 мм
- 7 С мишенью диаметром 45 мм (только для РДУЗМ-50)

(J) Количество волноводных удлинителей РДУЗМ-00 (01, 10, 20), для остальных РДУЗМ значение 0

- 0 Без волноводных удлинителей
- 1 Один волноводный удлинитель
- 2 Два волноводных удлинителя
- 3 Три волноводных удлинителя
- 4 Четыре волноводных удлинителя

(K) Наличие окна изолирующего РДУЗМ-00 (01, 10, 20), для остальных РДУЗМ значение 0

- 0 Без окна изолирующего
- 1 Окно изолирующее для агрессивных сред диаметром 150 мм (РДУЗМ-00)
- 2 Окно изолирующее для сред с давлением до 1,0 МПа диаметром 150 мм (РДУЗМ-00)
- 3 Окно изолирующее для агрессивных сред диаметром 100 мм (РДУЗМ-01)
- 4 Окно изолирующее для сред с давлением до 2,5 МПа диаметром 100 мм (РДУЗМ-01)
- 5 Окно изолирующее для агрессивных сред диаметром 80 мм (РДУЗМ-01)

6 Окно изолирующее для сред с давлением до 4,0 МПа диаметром 80 мм (РДУЗМ-01)

(L) Дополнения

000 Без дополнений

002 БИБ5iН УНКР.426475.040-01 HART-протокол

003 БИБ5iН УНКР.426475.040-01 HART-протокол, БПИ5 УНКР.436234.004

100 Наличие модуля МИ9-01

010 Наличие проставки

110 Наличие модуля МИ9-01 и проставки

200 Наличие измерительной трубы Ду=100 мм, Ду=150 мм и Ду=200 мм, длина определяется заказом (только для РДУЗМ-40)

(М) Тип кабельного ввода

0 Неразъемный кабельный ввод для подключения армированного кабеля диаметром от 6 до 12 мм (по умолчанию)

1 Неразъемный кабельный ввод для подключения кабеля в металлорукаве с наружным диаметром кабеля от 1 до 9 мм

2 Неразъемный сертифицированный кабельный ввод КОВ1МНК ООО «ЗАВОД ГОРЭЛТЕХ», имеющий сертификат соответствия ТР ТС 012/2011

3 Неразъемный сертифицированный кабельный ввод с маркировкой взрывозащиты 1Ex db IIC Gb, имеющий сертификат соответствия ТР ТС 012/2011

(N) Тип подсоединения РДУЗМ к процессу

0 Фланцевое (диаметром 100 мм), только для РДУЗМ-00 (01, 10, 20)

1 Установочная втулка (кроме РДУЗМ-00 (01, 10, 20))

2 Резьбовое 3/4" NPT (для РДУЗМ-50 (51, 52) без мишени и давления до 12,0 МПа)

3 Резьбовое 1" NPT (для РДУЗМ-50 (51, 52) без мишени и давления до 12,0 МПа)

4 Резьбовое 1 1/2" NPT (для РДУЗМ-50 (51, 52) без мишени и давления до 12,0 МПа)

5 Фланцевое DN 50 PN 100 DIN 2501/EN1092-1 для РДУЗМ-50 (51, 52)

6 Фланцевое DN 80 PN 40 DIN 2501/EN1092-1 для РДУЗМ-50 (51, 52)

7 Фланцевое DN 100 PN 25 DIN 2501/EN1092-1 для РДУЗМ-50 (51, 52)

(O) Наличие обогрева и вид взрывозащиты

D вид взрывозащиты “взрывонепроницаемая оболочка “d” без обогрева

DO вид взрывозащиты “взрывонепроницаемая оболочка “d” с обогревом

I (или отсутствие поля (O)) - вид взрывозащиты “Искробезопасная электрическая цепь” с уровнем “ia” без обогрева

Примечания:

1 Для РДУЗМ с интерфейсом RS-485 значение поля O – D или DO и всегда присутствует индикация.

2 {146x700} или {196x700} Типоразмер конусной антенны (см. поле “B”) (не заполняется, если диаметр антенны 96 мм).

Измерение уровня производится путем измерения высоты газового пространства (далее ВГП) радиолокационным методом. Частотно-модулированный сигнал сверхвысокой частоты излучается в направлении к поверхности продукта (цели) и, отразившись от цели, принимается антенной. ВГП пропорциональна разностной (дальномерной) частоте принятого и излучаемого сигналов. Вторичный преобразователь обрабатывает, преобразовывает полученные данные в цифровую информацию.

Обмен информацией между первичными преобразователями и ВП осуществляется по внутреннему протоколу АО «Альбатрос» или HART-протоколу. Связь с ЭВМ верхнего уровня посредством последовательного интерфейса RS-485 в формате протокола Modbus RTU или Ethernet (протокол Modbus TCP/IP).

Общий вид первичных преобразователей приведен на рисунке 1. Общий вид вторичных приборов приведен на рисунке 2.



РДУЗМ-00 (01)



РДУЗМ-10



РДУЗМ-20



РДУЗМ-30



РДУЗМ-40 (41)



РДУЗМ-50 (51,52)



без индикации
без обогрева / с обогревом



с индикацией
без обогрева / с обогревом

Рисунок 1 – Общий вид первичных преобразователей

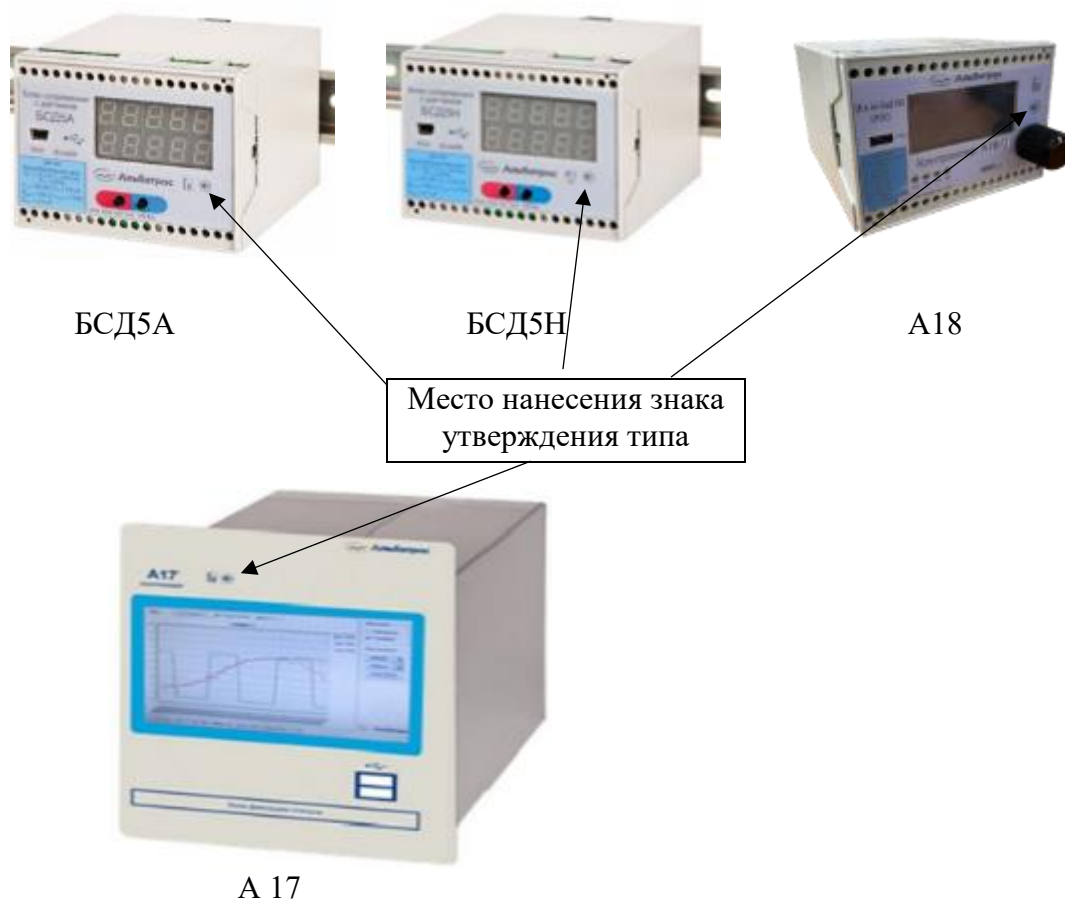


Рисунок 2 – Общий вид вторичных приборов

Заводской номер ПП, в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на корпус ПП методом лазерной гравировки. Заводской номер ВП, в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на маркировочную табличку ВП типографским способом. Заводской номер измерителя исполнения 0, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, соответствует заводскому номеру ПП. Заводской номер измерителя исполнений 1, 2, 3, 4 соответствует заводскому номеру ВП (заводские номера ПП, входящих в состав измерителя, при этом указываются в паспорте измерителя). Места нанесения знака утверждения типа и заводских номеров указаны на рисунке 3.

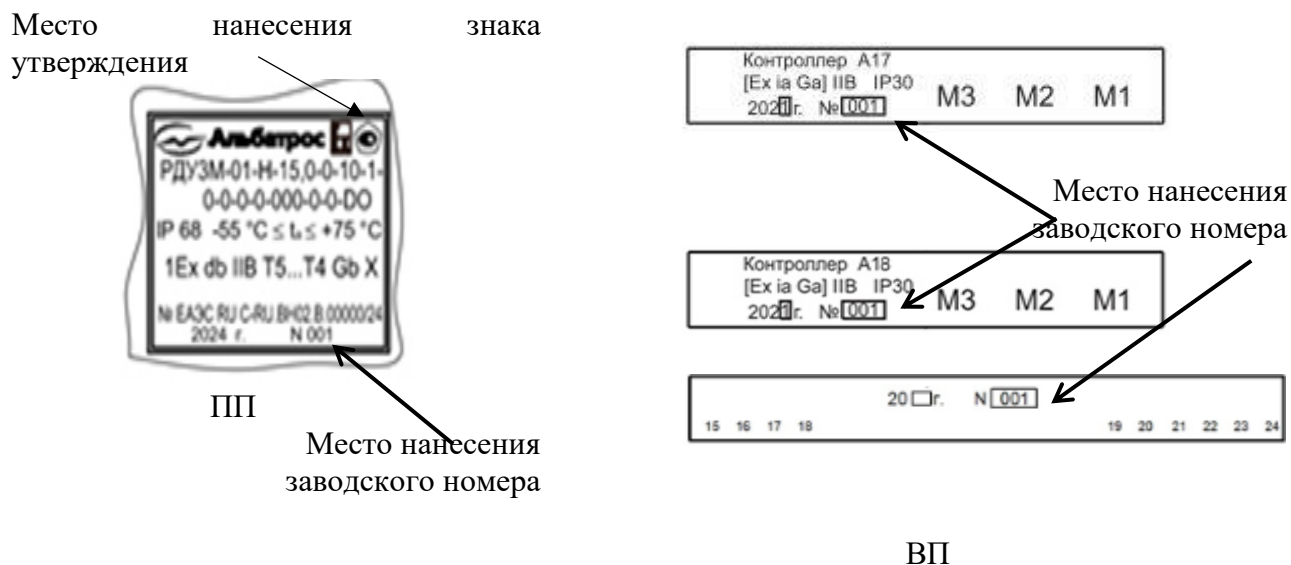


Рисунок 3 – Места нанесения знака утверждения типа и заводских номеров

ПП пломбируются предприятием-изготовителем с помощью проволоки и свинцовой пломбы, БСД5А, БСД5Н, – бумажной пломбой по ГОСТ 18677–73, А17, А18 – этикетками контроля вскрытия, выполненными в виде самоклеящихся пломб на пленочной подложке с нанесенными на них товарным знаком предприятия-изготовителя, как показано на рисунке 4.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

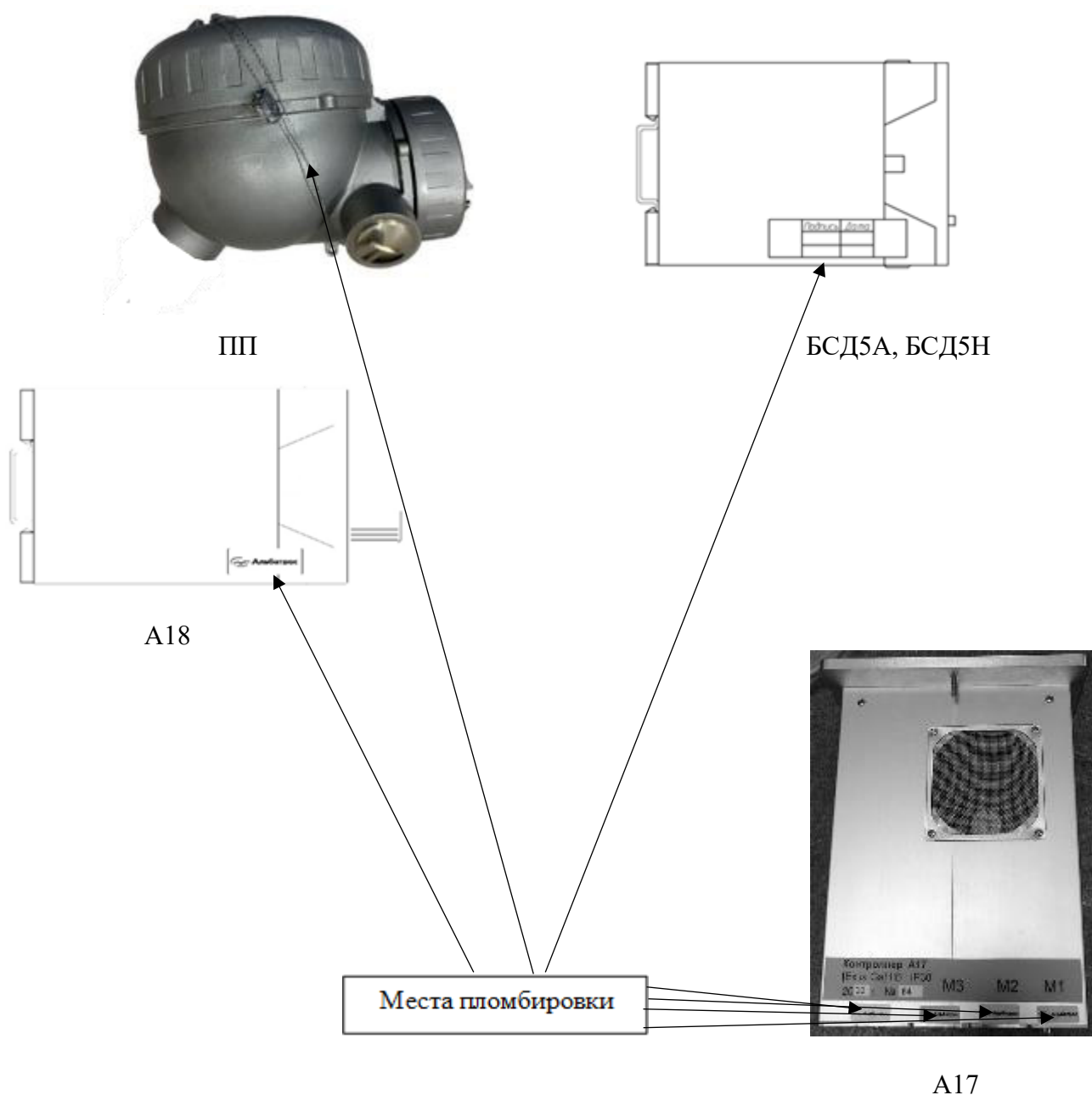


Рисунок 4 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) является встроенным в ПП и ВП. ПО предназначено для обработки измерительной информации, отображения результатов измерений на экране ВП и индикаторе ПП для измерителей исполнения 0, формирования параметров выходных сигналов, проведения диагностики, передачи данных на верхний уровень.

Идентификационные данные ПО выводятся на экран отображения информации ВП, в измерителях исполнения 0 на индикатор ПП, а также доступны для чтения с персональных компьютеров верхнего уровня. Для защиты от несанкционированного доступа к ПО доступ к настройкам измерителя ограничен паролем и пломбой. Метрологические характеристики измерителей нормированы с учетом влияния ПО.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	РДУЗМ	A17	A18	БСД5А	БСД5Н
Идентификационное наименование ПО	RDU4_FMCW.hex	yak17.hex	a17	Yak13_106.hex	
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	3.479	1.XX*			
Цифровой идентификатор ПО	f290cf8f	27D1	AC7F	B135	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	MD5	MD5	MD5	MD5
* «X» не относится к метрологически значимой части ПО и принимает значения от 0 до 9.					

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений уровня первичного прибора (далее - ПП), мм: – РДУЗМ-00 (01, 10, 20) – РДУЗМ-30 – РДУЗМ-40 (41) ¹⁾ – РДУЗМ-50 (51, 52)	от 200 до 20 000 ²⁾ от 100 до 20 000 ²⁾ от 200 до 20 000 ²⁾ от 120 до 20 000 ³⁾
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня ПП, мм: – РДУЗМ-00 (01, 20) – РДУЗМ-10 (30) – РДУЗМ-40 (41) – РДУЗМ-50 (51, 52)	±6 ±1 (±2, ±3, ±4 по заказу) ±2 (±3, ±4, ±6 по заказу) ±5
Диапазоны преобразования значения уровня в выходной токовый сигнал, мА: а) для измерителя исполнения 0 с протоколом HART б) для измерителей исполнений 1, 2, 3, 4	от 4 до 20 от 0 до 20 ⁴⁾
Пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразования значения уровня в выходной токовый сигнал, мкА: а) для измерителя исполнения 0 с протоколом HART б) для измерителей исполнений 1, 2, 3, 4	±8 ±15
¹⁾ РДУЗМ-40 (41) предназначен для работ только в измерительной трубе, которая поставляется по заказу. ²⁾ Минимально измеряемый уровень продукта зависит от его диэлектрической проницаемости: вода – 100 мм, спирты – 200 мм, нефтепродукты – 300 мм. При наличии раздела сред или осадка, измеряемый уровень отсчитывается от них. Для РДУЗМ-30 с поплавком минимальный измеряемый уровень продукта не зависит от его диэлектрической проницаемости. ³⁾ Минимальный измеряемый уровень продукта составляет: – 350 мм для РДУЗМ-50 (51, 52) без мишени; – 270 мм для РДУЗМ-50 (51) с мишенью УНКР.305446.097(-01); – 120 мм для РДУЗМ-52 с мишенью УНКР.305446.097-02; – 240 мм для РДУЗМ-50 с мишенью УНКР.305446.099. ⁴⁾ В зависимости от используемого вторичного прибора диапазон может принимать значения от 4 до 20 мА; от 0 до 20 мА; от 0 до 5 мА	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Избыточное давление измеряемой среды ¹⁾ , МПа, не более	12,0 ²⁾
Диапазон температур установочного фланца, °С	от - 55 до +150
Температура измеряемой среды (внутри резервуара), °С: – РДУЗМ-00 (01, 10, 20) – РДУЗМ-30 – РДУЗМ-40 (41) – РДУЗМ-50 (51,52)	не нормируется от - 45 до + 300 ³⁾ не нормируется от - 45 до + 150 ⁴⁾
Вязкость жидкости, мПа·с, не более: – РДУЗМ-00 (01, 10, 20) – РДУЗМ-30 – РДУЗМ-40 (41) – РДУЗМ-50 (51,52)	не нормируется 4,0 40 не нормируется ⁵⁾
Относительная диэлектрическая проницаемость продукта, не менее: – РДУЗМ-00 (01, 10, 20) – РДУЗМ-30 – РДУЗМ-40 (41) – РДУЗМ-50 (51,52)	1,9 1,7 ⁶⁾ 1,7 1,9 ⁷⁾
Скорость изменения уровня продукта, м/с, не более	0,04
Масса ПП, кг, не более: – РДУЗМ-00 – РДУЗМ-01 – РДУЗМ-10 – РДУЗМ-20 – РДУЗМ-30 – РДУЗМ-40 – РДУЗМ-41 – РДУЗМ-50 – РДУЗМ-51 – РДУЗМ-52	5,6 ⁸⁾ 5,1 ⁸⁾ 6,7 ⁸⁾ 5,3 ⁸⁾ 41,1 14,7 15,3 18,6 19,9 43,8
Масса вторичного прибора (далее – ВП), кг, не более: – блок сопряжения с датчиком БСД5А, БСД5Н (далее – БСД5А, БСД5Н) – контроллер А17 (далее – А17) – контроллер А18 (далее – А18)	0,45 3,9 0,4
Габаритные размеры ПП (длина×ширина×высота), мм, не более: – РДУЗМ-00 – РДУЗМ-01 – РДУЗМ-10 – РДУЗМ-20 – РДУЗМ-30 – РДУЗМ-40 – РДУЗМ-41 – РДУЗМ-50 (51,52)	170×167×1507 ⁹⁾ 170×167×1406 ⁹⁾ 1491×400×167 170×167×582,6 170×167×(L+310) ¹⁰⁾ 170×167×(L+465) ¹¹⁾ 196×167×(L+465) ¹¹⁾ 170×167×(L+240) ¹⁰⁾

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры ВП (длина×ширина×высота), мм, не более: – БСД5А, БСД5Н – А17 – А18	110×100×78 237×185×206 124×100×78
Параметры электрического питания ПП, В: а) напряжение постоянного тока для ПП с протоколом HART, с протоколом Modbus RTU б) напряжение постоянного тока для ПП с протоколом HART, с протоколом Modbus RTU и обогревом в) напряжение постоянного тока для ПП с протоколом АО «Альбатрос» г) напряжение постоянного тока для ПП с протоколом АО «Альбатрос» и обогревом	от 15 до 36 от 21,6 до 26,4 от ВП ¹²⁾ от 21,6 до 26,4
Параметры электрического питания ВП, В: – напряжение постоянного тока для БСД5А, БСД5Н, А18 – напряжение переменного тока частотой 50±1 Гц, для А17	от 21,6 до 26,4 от 180 до 265
Нормальные условия измерений: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Условия эксплуатации (снаружи резервуара): – для ПП с индикацией температура окружающей среды, °С – для ПП без индикации температура окружающей среды, °С – для ПП с обогревом температура окружающей среды, °С – относительная влажность для ПП, %, не более – температура окружающей среды для БСД5А, БСД5Н, °С – температура окружающей среды для А17, А18, °С – относительная влажность для БСД5А, БСД5Н, %: – относительная влажность для А17, А18, %, не более – атмосферное давление, кПа	от - 40 до +75 ¹³⁾ от - 45 до +75 от - 55 до +75 98 от - 40 до +45 от +5 до +45 от 10 до 95 80 от 84,0 до 106,7
Маркировка взрывозащиты: а) ПП б) ВП	1Ex db IIB T5...T4 Gb X 0Ex ia IIB T5...T3 Ga X Ex ia IIB T120°C Da X [Ex ia Ga] IIB
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015: – ПП – БСД5А, БСД5Н, А18 – А17	IP68 IP20 IP30

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
¹⁾ Тип измеряемой среды измерителей указывается в паспорте ПП. ²⁾ Фактическое значение указывается в паспорте ПП. ³⁾ Максимальная температура контролируемой среды РДУЗМ-30-Н при его эксплуатации с поплавком из сферопластика УНКР.305446.059 – не более +120 °С, при его эксплуатации с нагрузкой УНКР.434857.008 – не более +100 °С. ⁴⁾ Максимальная температура контролируемой среды РДУЗМ-50 с мишенью УНКР.305446.099 – не более +120 °С. ⁵⁾ Кроме РДУЗМ-50 с мишенью УНКР.305446.099 – не более 1,6 мПа·с. ⁶⁾ Для РДУЗМ-30-Н с поплавком, диэлектрическая проницаемость продукта не ограничивается. Объемная плотность поплавок УНКР.305446.059 (450 ± 20) кг/м ³ , объемная плотность поплавок УНКР.305446.090 (500 ± 20) кг/м ³ , объемная плотность поплавок УНКР.305446.090 01 (800 ± 20) кг/м ³ . ⁷⁾ Для РДУЗМ с мишенью не ограничивается, для сыпучих продуктов не менее 2,3. ⁸⁾ Масса приведена без учета длины удлинителей волноводных УНКР.434852.001. ⁹⁾ С максимальным количеством волноводных удлинителей. ¹⁰⁾ Где L длина ЧЭ согласно заказу. ¹¹⁾ Где l конструктивная длина антенны. ¹²⁾ Питание ПП с протоколом АО «Альбатрос» осуществляется от ВП. ¹³⁾ Считывание данных с индикатора гарантируется при температуре окружающей среды более минус 30 °С.	

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч., не менее	120000
Срок службы, лет, не менее	14

Знак утверждения типа

наносится на корпуса первичных преобразователей методом лазерной гравировки, на лицевую панель ВП методом шелкографии и на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Уровнемер радиоволновый	РДУЗМ-00 или РДУЗМ-01 или РДУЗМ-10 или РДУЗМ-20 или РДУЗМ-30 или РДУЗМ-40 или РДУЗМ-41 или РДУЗМ-50 или РДУЗМ-51 или РДУЗМ-52	1 ¹⁾
Вторичный прибор	БСД5А или БСД5Н или А17 или А18	1 ¹⁾
Руководство по эксплуатации	УНКР.407629.007 РЭ	1
Инструкция по наладке	УНКР.407629.007 И15	1
Паспорт	УНКР.407629.007 ПС	1

Продолжение таблицы 6

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Методика поверки	-	1
Комплект уровнемера радиоволнового РДУЗМ ²⁾	УНКР.407529.005	1 ¹⁾
Комплект блока сопряжения с датчиком БСД5А	УНКР.468157.113	1
Комплект блока сопряжения с датчиком БСД5Н	УНКР.468157.113-01	1
Комплект контроллера А17	УНКР.466514.026	1
Комплект контроллера А18	УНКР.466514.027	1
Руководство оператора	-	1 ³⁾
Комплект монтажных частей	-	1
¹⁾ В соответствии с заказом. ²⁾ В том числе паспорт на Уровнемер радиоволновый РДУЗМ «УНКР.407529.005 ПС» (паспорт ПП) ³⁾ По заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в разделе 4 «Измерители уровня радиоволновые РДУЗ. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 г. № 3459 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»;

ТУ 26.51.52-007-29421521-2024 «Измерители уровня радиоволновые РДУЗ. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «Альбатрос»

(АО «Альбатрос»)

Юридический адрес: 127254, г. Москва, Огородный проезд, д. 5, стр. 3, этаж 2, офис 12

ИНН 7713003423

Изготовитель

Акционерное общество «Альбатрос»

(АО «Альбатрос»)

ИНН 7713003423

Адрес: 127254, г. Москва, Огородный проезд, д. 5, стр. 3, этаж 2, офис 12

Испытательный центр

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

(ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

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

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

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

Web-сайт: vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314555

Регистрационный № 98233-26

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Колбы мерные МАНКОР

Назначение средства измерений

Колбы мерные МАНКОР (далее – колбы) предназначены для измерений объема жидкости.

Описание средства измерений

Принцип действия колб основан на измерении объема при заполнении колб жидкостью до отметки номинальной вместимости, нанесенной на горловину колб. Измерение объема происходит по нижнему краю мениска.

Конструктивно колбы представляют собой стеклянную емкость со слегка вогнутым дном, грушевидным основанием и длинной узкой цилиндрической горловиной, на которую нанесена отметка номинальной вместимости колб. В зависимости от исполнения колбы могут изготавливаться как без пробок, так и с шлифованными или пластмассовыми пробками. Колбы являются вымеряемыми на наливной объем. Стандартной температурой, при которой нормированы значения номинальной вместимости, является температура плюс 20 °С. Колбы градуированы по нижнему краю мениска. Класс точности колб – 1 и 2.

Колбы выпускаются в исполнениях, отличающихся габаритными размерами, значениями номинальной вместимости и пределами допускаемой абсолютной погрешности номинальной вместимости. Структура условного обозначения исполнений колб представлена на рисунке 1.

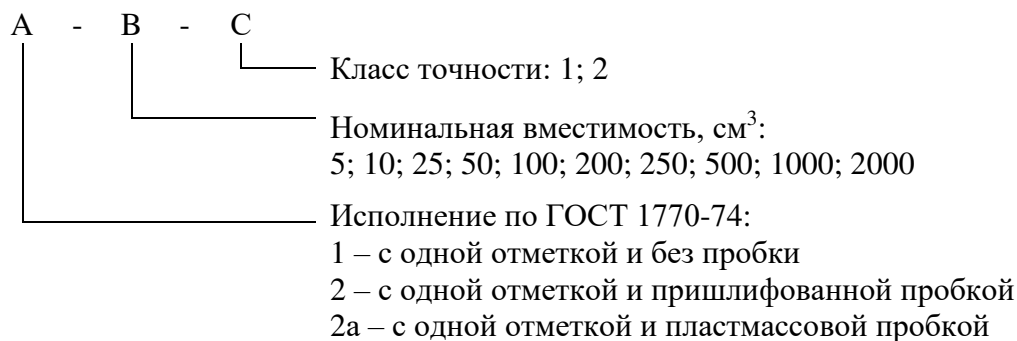


Рисунок 1 – Структура условного обозначения колб

Заводской номер наносится на цилиндрическую горловину колбы методом лазерной гравировки в виде цифрового кода.

Общий вид колб с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера, товарного знака изготовителя (МАНКОР) представлен на рисунке 2. Место нанесения и внешний вид товарного знака соответствуют представленному на рисунке 1 и неизменны. Нанесение знака поверки на колбы не предусмотрено. Пломбирование колб не предусмотрено.

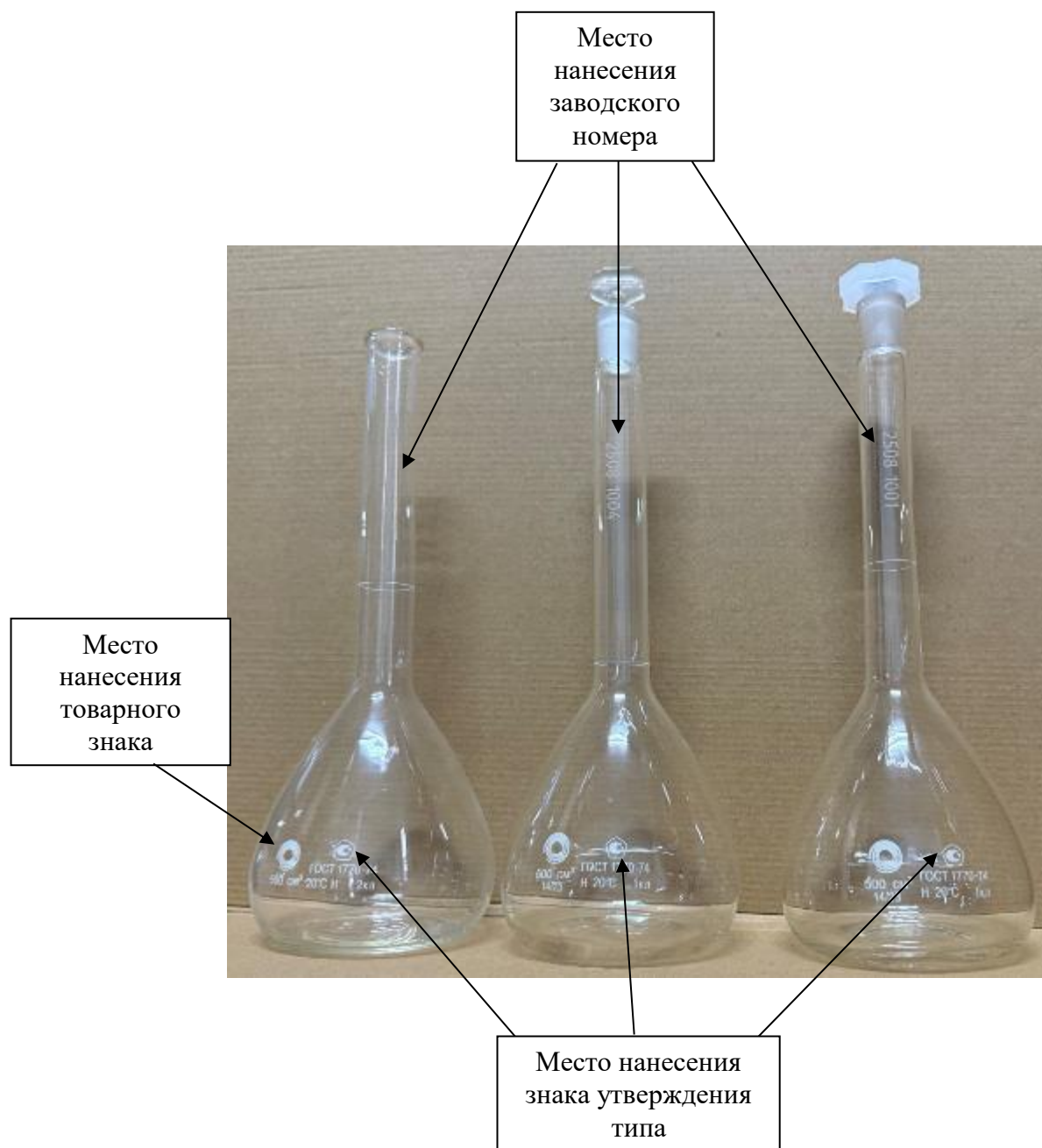


Рисунок 2 – Общий вид колб с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики колб исполнений 1, 2, 2а

[illegible]

Знак утверждения типа

наносится на паспорт типографским способом и на колбу любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Колба мерная	МАНКОР	1 шт.
Пробка	-	1 шт.*
Паспорт	-	1 экз.**
Коробка упаковочная	-	1 шт.
* Для исполнений 2, 2а.		
** На партию, поставляемую в один адрес.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Основные метрологические и технические характеристики» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

ГОСТ 1770-74 «Посуда мерная лабораторная стеклянная. Цилиндры, мензурки, колбы, пробирки. Общие технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Манкор»

(ООО «Манкор»)

Юридический адрес: 664007, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Декабрьских Событий,
д.100

ИНН 3849072755

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Манкор»

(ООО «Манкор»)

Юридический адрес: 664007, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Декабрьских Событий,
д.100

ИНН 3849072755

Производственная площадка:

JIANGSU HUAOU GLASS CO., LTD, Китай

Адрес: Huaou Road, Longgang Town Industrial Park (Anhu), Yancheng, Jiangsu, China

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО»

(ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./пом. 1/1, ком. 14-17

Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60, помещение № 1 (комнаты № 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещение № 2 (комната 15)

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314019

Регистрационный № 98234-26

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический М-ЕП8

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический М-ЕП8 (далее – резервуар) предназначен для измерений объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой горизонтальный цилиндрический сварной стальной сосуд, оборудованный приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Расположение резервуара подземное.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на информационную табличку и типографским способом в паспорт.

Резервуар М-ЕП8 заводской № 2608 расположен: Краснодарский край, СИКН «Крымский».

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Эскиз резервуара, общий вид замерного люка и информационной таблички представлен на рисунке 1.

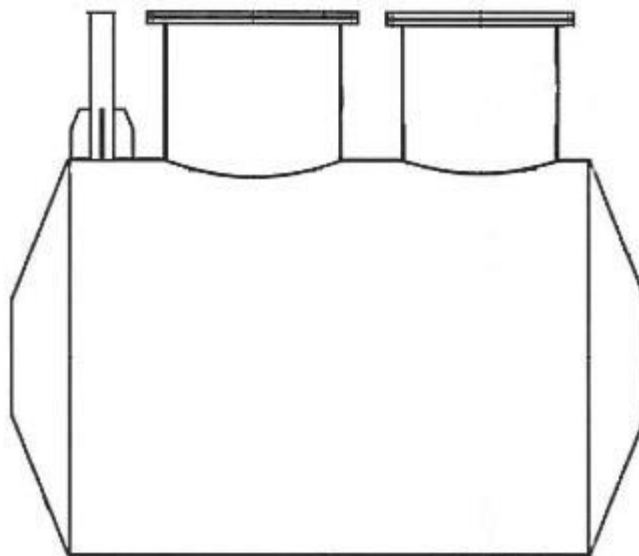


Рисунок 1 – Эскиз резервуара М-ЕП8 зав. № 2608



Рисунок 2 – Общий вид заливной горловины, замерного люка и информационной таблички М-ЕП8 зав.№ 2608

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	8
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (объёмный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	М-ЕП8	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 26.09.2022 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 «Магнум»

(ООО «Магнум»)

ИНН 1840039742

Юридический адрес: 426039, Удмуртская Республика, г. Ижевск, Воткинское шоссе, д. 148, этаж 3, офис 1

Телефон: +7 (3412) 566-516

Веб-сайт: www.z-magnum.ru

E-mail: info@z-magnum.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Магнум»

(ООО «Магнум»)

ИНН 1840039742

Адрес: 426039, Удмуртская Республика, г. Ижевск, Воткинское шоссе, д. 148, этаж 3, офис 1

Телефон: +7 (3412) 566-516

Веб-сайт: www.z-magnum.ru

E-mail: info@z-magnum.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»

(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Адрес места осуществления деятельности: 443096, г. Самара, ул. Мичурина, дом 52

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312187

Регистрационный № 98235-26

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов причальных сооружений СИКНП-3 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов причальных сооружений СИКНП-3 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» предназначена для измерений массы нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия системы измерений количества и показателей качества нефтепродуктов причальных сооружений СИКНП-3 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» (далее – СИКНП) основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы сбора и обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений (далее – СИ) массового расхода (массы), давления и температуры.

Массу нефтепродуктов определяют с применением СИ массового расхода (массы) и СОИ. Выходные электрические сигналы СИ массового расхода (массы) поступают в СОИ, которая преобразует их и вычисляет массу нефтепродуктов по реализованному алгоритму.

СИКНП представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКНП осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

В состав СИКНП входят:

- входной и выходной коллекторы (DN 200);
- блок измерительных линий (далее – БИЛ), состоящий из одной рабочей измерительной линии (далее – ИЛ) (DN 200) и одной контрольно-резервной ИЛ (DN 200);
- узел подключения поверочной установки;
- СОИ;
- запорная и регулирующая арматура;
- система дренажа закрытого типа.

В состав БИЛ СИКНП входят СИ утвержденного типа, участвующие в измерениях массы нефтепродуктов и контроле температуры и давления нефтепродуктов:

- счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный номер 77657-20 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ));

– счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, модели DS (регистрационный номер 13425-06 в ФИФОЕИ), датчик массового расхода модели DS600 с преобразователем серии 2700;

– преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 (регистрационный номер 63044-16 в ФИФОЕИ), модификация АИР-20/М2-Н;

– преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер 14061-04 в ФИФОЕИ), модель 3051TG;

– датчики температуры ТСПТ Ex (регистрационный номер 75208-19 в ФИФОЕИ), модификация ТСПТ Exd 101;

– термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный номер 22257-05 в ФИФОЕИ);

– преобразователи измерительные 644 (регистрационный номер 14683-04 в ФИФОЕИ).

В состав СОИ СИКНП входят следующие СИ утвержденного типа:

– барьеры искробезопасности серии КА50XXEx (регистрационный номер 74888-19 в ФИФОЕИ), модификация КА5013Ex;

– комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (регистрационный номер 52866-13 в ФИФОЕИ) (далее – ИВК).

Определение показателей качества нефтепродуктов (плотность, объемная и массовая доля воды, массовая доля механических примесей) проводят в лаборатории.

В СИКНП установлены местные показывающие СИ давления и температуры. Управление технологическим и инженерным оборудованием СИКНП осуществляется программируемым логическим контроллером.

В состав СИКНП входят автоматизированные рабочие места оператора СИКНП, которые обеспечивают отображение и регистрацию измерительной и технологической информации по СИКНП, оповещение персонала о нарушениях технологического режима и авариях, ведение журнала событий, автоматизированное управление и технологический контроль работы оборудования СИКНП, архивирование данных, формирование и печать отчетных документов.

СИКНП обеспечивает выполнение следующих основных функций:

– автоматическое измерение массы, давления и температуры нефтепродуктов;

– контроль метрологических характеристик СИ массового расхода;

– отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и расчетов, формирование отчетов;

– передача информации на верхний уровень;

– защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Пломбирование СИКНП не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на СИКНП не предусмотрено.

К настоящему типу СИ относится СИКНП с заводским номером 71590190.

Заводской номер СИКНП в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен металлографическим методом на металлическую маркировочную табличку, закрепленную на площадке СИКНП.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНП обеспечивает реализацию функций СИКНП и состоит из ПО ИВК.

ПО СИКНП защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров разграничением прав пользователей, введены многоуровневая система доступа и система паролей, предусмотрено опломбирование ИВК от несанкционированного доступа. Контроль целостности и подлинности ПО СИКНП осуществляется посредством вычисления цифрового идентификатора ПО СИКНП.

Уровень защиты ПО СИКНП «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.
Идентификационные данные ПО СИКНП приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКНП

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	4069091340
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики СИКНП приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКНП

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтепродуктов, т/ч	от 84 до 637
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	$\pm 0,25$

Основные технические характеристики СИКНП приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКНП

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефтепродукты
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,5 до 1,3
Температура измеряемой среды, °C	от -10 до +80
Режим работы	периодический
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока силового оборудования, В – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380 $\pm$ 38 220 $\pm$ 22 50 $\pm$ 1
Условия эксплуатации СИКНП: а) температура окружающей среды, °C: – в месте установки СИ БИЛ – в месте установки СИ СОИ б) относительная влажность, %, не более в) атмосферное давление, кПа	от -5 до +43 от 0 до +30 90 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНП приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность СИКНП

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов причальных сооружений СИКНП-3 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»	—	1 шт.
Паспорт	0156-2023-03 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов причальных сооружений СИКНП-3 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка», аттестованным ООО ЦМ «СТП», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0112/2-162-RA.RU.311459-2025, регистрационный номер ФР.1.29.2025.53031 в ФИФОЕИ.

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» (пункт 6.3.1);

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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 «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»)

ИНН 3448017919

Юридический адрес: 400029, Волгоградская область, г. Волгоград, ул. 40 лет ВЛКСМ, 55

Телефон: (8442) 96-30-01, 96-30-03

Факс: (8442) 96-34-58, 96-34-35

Web-сайт: <http://vnpz.lukoil.ru>

E-mail: refinery@vnpz.lukoil.com

Изготовитель

Фирма «Emerson Process Management», США

Адрес: 8000 West Florissant Avenue, P.O. Box 4100, St. Louis MO 63136, USA

Телефон: +1 314 553 2000

Испытательный центр

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

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

Регистрационный № 98236-26

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов причальных сооружений СИКНП-7 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов причальных сооружений СИКНП-7 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» предназначена для измерений массы нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия системы измерений количества и показателей качества нефтепродуктов причальных сооружений СИКНП-7 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» (далее – СИКНП) основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы сбора и обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений (далее – СИ) массового расхода (массы), давления и температуры.

Массу нефтепродуктов определяют с применением СИ массового расхода (массы) и СОИ. Выходные электрические сигналы СИ массового расхода (массы) поступают в СОИ, которая преобразует их и вычисляет массу нефтепродуктов по реализованному алгоритму.

СИКНП представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКНП осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

В состав СИКНП входят:

- входной и выходной коллекторы (DN 200);
- блок измерительных линий (далее – БИЛ), состоящий из одной рабочей измерительной линии (далее – ИЛ) (DN 150) и одной контрольно-резервной ИЛ (DN 150);
- узел подключения поверочной установки;
- СОИ;
- запорная и регулирующая арматура;
- система дренажа закрытого типа.

В состав БИЛ СИКНП входят СИ утвержденного типа, участвующие в измерениях массы нефтепродуктов и контроле температуры и давления нефтепродуктов:

- счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный номер 77657-20 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ));

– счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, модели DS (регистрационный номер 13425-06 в ФИФОЕИ), датчик массового расхода модели DS600 с преобразователем серии 2700;

– преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 (регистрационный номер 63044-16 в ФИФОЕИ), модификация АИР-20/М2-Н;

– преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер 14061-04 в ФИФОЕИ), модель 3051TG;

– датчики температуры ТСПТ Ex (регистрационный номер 75208-19 в ФИФОЕИ), модификация ТСПТ Exd 101;

– термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный номер 22257-05 в ФИФОЕИ);

– преобразователи измерительные 644 (регистрационный номер 14683-04 в ФИФОЕИ).

В состав СОИ СИКНП входят следующие СИ утвержденного типа:

– барьеры искробезопасности серии КА50XXEx (регистрационный номер 74888-19 в ФИФОЕИ), модификация КА5013Ex;

– комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (регистрационный номер 52866-13 в ФИФОЕИ) (далее – ИВК).

Определение показателей качества нефтепродуктов (плотность, объемная и массовая доля воды, массовая доля механических примесей) проводят в лаборатории.

В СИКНП установлены местные показывающие СИ давления и температуры. Управление технологическим и инженерным оборудованием СИКНП осуществляется программируемым логическим контроллером.

В состав СИКНП входят автоматизированные рабочие места оператора СИКНП, которые обеспечивают отображение и регистрацию измерительной и технологической информации по СИКНП, оповещение персонала о нарушениях технологического режима и авариях, ведение журнала событий, автоматизированное управление и технологический контроль работы оборудования СИКНП, архивирование данных, формирование и печать отчетных документов.

СИКНП обеспечивает выполнение следующих основных функций:

– автоматическое измерение массы, давления и температуры нефтепродуктов;

– контроль метрологических характеристик СИ массового расхода;

– отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и расчетов, формирование отчетов;

– передача информации на верхний уровень;

– защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Пломбирование СИКНП не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на СИКНП не предусмотрено.

К настоящему типу СИ относится СИКНП с заводским номером 71590193.

Заводской номер СИКНП в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен металлографическим методом на металлическую маркировочную табличку, закрепленную на площадке СИКНП.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНП обеспечивает реализацию функций СИКНП и состоит из ПО ИВК.

ПО СИКНП защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров разграничением прав пользователей, введены многоуровневая система доступа и система паролей, предусмотрено опломбирование ИВК от несанкционированного доступа. Контроль целостности и подлинности ПО СИКНП осуществляется посредством вычисления цифрового идентификатора ПО СИКНП.

Уровень защиты ПО СИКНП «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.
Идентификационные данные ПО СИКНП приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКНП

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	4069091340
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики СИКНП приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКНП

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтепродуктов, т/ч	от 86 до 450
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	$\pm 0,25$

Основные технические характеристики СИКНП приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКНП

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефтепродукты
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,5 до 1,3
Температура измеряемой среды, °C	от -10 до +35
Режим работы	периодический
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока силового оборудования, В – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380 $\pm$ 38 220 $\pm$ 22 50 $\pm$ 1
Условия эксплуатации СИКНП: а) температура окружающей среды, °C: – в месте установки СИ БИЛ – в месте установки СИ СОИ б) относительная влажность, %, не более в) атмосферное давление, кПа	от -5 до +43 от 0 до +30 90 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНП приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность СИКНП

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов причальных сооружений СИКНП-7 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»	–	1 шт.
Паспорт	0156-2023-06 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов причальных сооружений СИКНП-7 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка», аттестованным ООО ЦМ «СТП», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0212/3-163-RA.RU.311459-2025, регистрационный номер ФР.1.29.2025.53040 в ФИФОЕИ.

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» (пункт 6.3.1);

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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 «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»)

ИНН 3448017919

Юридический адрес: 400029, Волгоградская область, г. Волгоград, ул. 40 лет ВЛКСМ, 55

Телефон: (8442) 96-30-01, 96-30-03

Факс: (8442) 96-34-58, 96-34-35

Web-сайт: <http://vnpz.lukoil.ru>

E-mail: refinery@vnpz.lukoil.com

Изготовитель

Фирма «Emerson Process Management», США

Адрес: 8000 West Florissant Avenue, P.O. Box 4100, St. Louis MO 63136, USA

Телефон: +1 314 553 2000

Испытательный центр

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

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

Регистрационный № 98237-26

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «СГК-Новосибирск» Барабинская ТЭЦ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «СГК-Новосибирск» Барабинская ТЭЦ (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

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) и 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 сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) программный комплекс (далее – ПК) «Энергосфера».

Первичные токи и напряжения 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.

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 поступает на сервер АИИС КУЭ в составе верхнего, второго уровня системы.

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи 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 с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию, получаемую посредством интеграции и/или в формате XML-макетов в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet, от АИИС КУЭ утвержденного типа.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК).

Сервер АИИС КУЭ оснащен УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемников. Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения более $\pm 0,1$ с (программируемый параметр) сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ равного ± 2 с (программируемый параметр) и более 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 счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 001) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

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

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» 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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Linux-подобные ОС	
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека libpso_metr.so
Цифровой идентификатор ПО	01E3EAE897F3CE5AA58FF2EA6B948061
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – 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		Основна я погреш- ность, %	Погрешно сть в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.32, ф.1072 л.Б	ТПЛ-10с Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 29390-10	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
2	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.3, ф.1053	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 45425-10	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
3	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.4, ф.1054	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
4	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.9, ф.1059	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 814-53	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
5	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.5, ф.1055	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 814-53	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.7, ф.1057	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 814-53	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
7	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.16, ф.1016	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
8	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.25, ф.1065	ТПОФ Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
9	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.27, ф.1067 л.Б	ТПЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 44701-10	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
10	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.28, ф.1068 л.А	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
11	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.28, ф.1068 л.Б	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
12	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.23, ф.1063	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
13	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.32, ф.1072 л.А	ТПЛ-10с Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 29390-10	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.30, ф.1070 л.А, ф.1070 л.Б	ТПОФ Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
15	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.6, ф.1056 л.А, ф.1056 л.Б	ТПОФ Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
16	Барабинская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ, сборка связи №1, гр.3, КЛ-0,4 кВ ВымпелКом	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
17	Барабинская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ, щит 380В Т-34, КЛ-0,4 кВ Сибпромжелдортранс	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
18	Барабинская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ, сборка связи №1, гр.5, КЛ-0,4 кВ МТС	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
19	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.10, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Кожурла с отпайками (3-7)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
20	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.14, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Клубничная с отпайками (3-8)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
21	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.2А, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Барабушка с отпайками (3-9)	ТВ 110-ПУ2 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 93413-24	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,5	±7,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.3А, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Кирзинская с отпайками (3-10)	ТВ 110-ПУ2 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 93413-24	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,5	±7,5
23	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.17, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - ГПП-1 (ГЗ-1)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
24	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.16, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - ГПП-2 (ГЗ- 2)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
25	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.3, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Бараба (3-35)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
26	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.1, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Здвинская с отпайками (3-36)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
27	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.5, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Полярная (3-39)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
28	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.7, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Чумаково (3-80)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
29	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.8, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Чумаково (3-81)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 500/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.1А, ШОВ-110	ТВ 110-ПУ2 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 93413-24	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,5	±7,5
31	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-220 кВ, Ш-243 220 кВ, ВЛ 220 кВ Барабинская ТЭЦ - Чулымская (243)	ТВ-СВЭЛ-220-IX Кл. т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 54722-13	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/√3/100/√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±0,8	±3,3
						реактивная	±1,5	±10,3
32	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-220 кВ, Ш-248 220 кВ, ВЛ 220 кВ Барабинская ТЭЦ - Барабинская (248)	ТВ-СВЭЛ-220-IX Кл. т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 54722-13	НАМИ-220 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±0,8	±3,3
						реактивная	±1,5	±10,3
33	Барабинская ТЭЦ, ТГ-3 10,5 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 3972-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 11000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
34	Барабинская ТЭЦ, ТГ-2 10,5 кВ	ТПШФ Кл. т. 0,5 Ктт 2000/5 Рег. № 519-50	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
35	Барабинская ТЭЦ, ТГ-4 10,5 кВ	ТПШФ Кл. т. 0,5 Ктт 2000/5 Рег. № 519-50	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
36	Барабинская ТЭЦ, ТГ-5 10,5 кВ	ТПШФА Кл. т. 0,5 Ктт 4000/5 Рег. № 93415-24	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), 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 при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$.
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. 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	36
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °C - счетчиков электроэнергии, °C - сервера, °C - УССВ, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от –45 до +40 от –40 до +60 от +10 до +30 от –40 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – среднее время наработки на отказ, 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	90000 2 120000 1 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 10 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчиков:

– параметрирования;

– связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

- 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 пропадаания и восстановления напряжения;
- перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадаания и восстановления.
 - журнал сервера:
- параметрирования;
- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадаание питания;
- замена счетчика;
- полученные с уровней ИИК журналы событий.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчиков;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта-формуляра 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.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-СВЭЛ-10	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	2
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТПОФ	6
Трансформаторы тока	ТВ-СВЭЛ-110-IX	27
Трансформаторы тока	ТВ 110-ПУ2	9
Трансформаторы тока	ТВ-СВЭЛ-220-IX	12
Трансформаторы тока	ТШЛ-10	3
Трансформаторы тока	ТПШФ	6
Трансформаторы тока	ТПШФА	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	4
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-220	3
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	28
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Блоки коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	СГКН.411711.001 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) АО «СГК-Новосибирск» Барабинская ТЭЦ, аттестованном ООО «ПИКА», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

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 «СГК-Новосибирск»

(АО «СГК-Новосибирск»)

ИНН 5405270340

Юридический адрес: 630099, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Чаплыгина, д.57

Web-сайт: www.sibgenco.ru

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская область, г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,
д. 14А

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская область, г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,
д. 14А

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

Регистрационный № 98238-26

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-30000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-30000 (далее – резервуар), предназначен для измерений объема (вместимости) при приеме, хранении и отпуске нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении нефтепродуктами до произвольного уровня, соответствующего объему нефтепродуктов, согласно градуировочной таблице резервуара.

Резервуар представляет собой стальную вертикальную конструкцию цилиндрической формы с днищем, крышей, дополнительно оснащен понтоном. Резервуар оборудован приемо-раздаточными устройствами и люками. Заполнение и выдача нефтепродуктов осуществляется через приемораздаточные устройства. Расположение Резервуара – наземное. В верхней части резервуара предусмотрены площадки, предназначенные для удобства и безопасности перемещения обслуживающего персонала. По периметру верхней части резервуара установлены секции ограждения.

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-30000 с заводским номером Р-3 расположен по адресу: ПАО «Славнефть-ЯНОС», 150023, Российская Федерация, город Ярославль, Московский проспект, дом 130

Фотографии общего вида резервуара стального вертикального цилиндрического РВСП-30000, горловины замерного люка и заводского номера представлен на рисунке 1.

Знак поверки наносится в свидетельство о поверке (при наличии) и в градуировочную таблицу резервуара. Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения, нанесен на стенку резервуара аэрографическим способом (обеспечивающим идентификацию, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации резервуара) и в технический паспорт на резервуар типографическим способом.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.



Рисунок 1 – Фотографии общего вида резервуара стального вертикального цилиндрического РВСП-30000 (№Р-3), горловины замерного люка и заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Метрологические, основные технические характеристики и показатели надежности и приведены в таблицах 1, 2, 3.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
	РВСП-30000
Номинальная вместимость, м ³	30000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	± 0,1

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С	от - 40 до + 50

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технического паспорта резервуаров методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность резервуаров

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСП-30000	1 шт.
Технический паспорт		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 4 технического паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта № 2356 от 26 сентября 2022 года «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

Публичное акционерное общество «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»
(ПАО «Славнефть-ЯНОС»)
ИНН 7601001107
Юридический адрес: 150023, Российская Федерация, г. Ярославль, Московский пр-кт,
д. 130
Телефон: +7 (4852) 44-03-57
E-mail: post@yanos.slavneft.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»
(ПАО «Славнефть-ЯНОС»)
ИНН 7601001107
Адрес: 150023, Российская Федерация, г. Ярославль, Московский пр-кт, д. 130
Телефон: +7 (4852) 44-03-57
E-mail: post@yanos.slavneft.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Метролог»
(АО «Метролог»)
Юридический адрес: Российская Федерация, 443125, Самарская обл., г. Самара,
ул. Губанова, 20а, офис 13
Место осуществления деятельности: 443076, г. Самара ул. Партизанская, 173
Телефон: +7 (846) 279-11-66
E-mail: prot@metrolog-samara.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311958

Регистрационный № 98239-26

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-10

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-10 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема (вместимости) при приеме, хранении и отпуске нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении нефтепродуктами до произвольного уровня, соответствующего объему нефтепродуктов, согласно градуировочной таблице резервуара.

Резервуары представляют собой стальные горизонтальные конструкции цилиндрической формы с днищами. Резервуары оборудованы приемно-раздаточными устройствами и люками. Заполнение и выдача нефтепродуктов осуществляется через приемораздаточные устройства.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-10 с заводскими номерами Е-12к/1, Е-12к/2 расположены по адресу: ПАО «Славнефть-ЯНОС», 150023, Российская Федерация, город Ярославль, Московский проспект, дом 130.

Фотографии общего вида резервуаров, горловин и заводских номеров представлены на рисунке 1, схематическое изображение на рисунках 2, 3.

Знак поверки наносится в свидетельство о поверке (при наличии) и в градуировочные таблицы резервуаров. Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения нанесен на горловины резервуаров аэрографическим способом (обеспечивающем идентификацию, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации резервуара) и в технический паспорт на резервуар типографическим способом.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.



Рисунок 1 – Фотография общего вида резервуаров РГС-10, горловин и заводских номеров

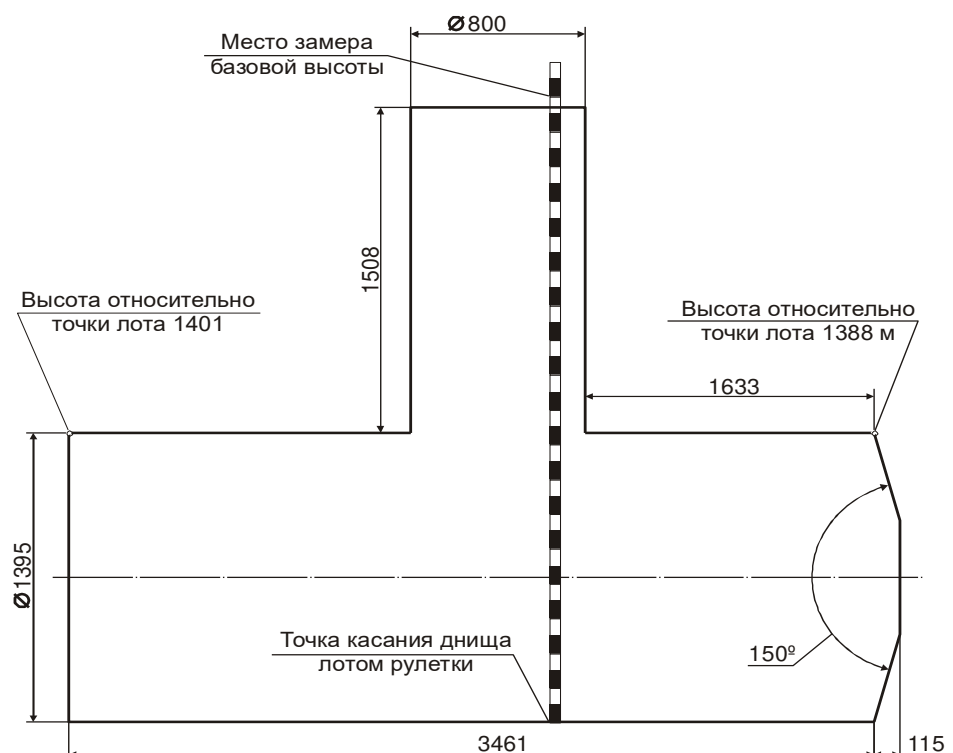


Рисунок 2 – Схематическое изображение вида резервуара Е-12к/2 РГС-10

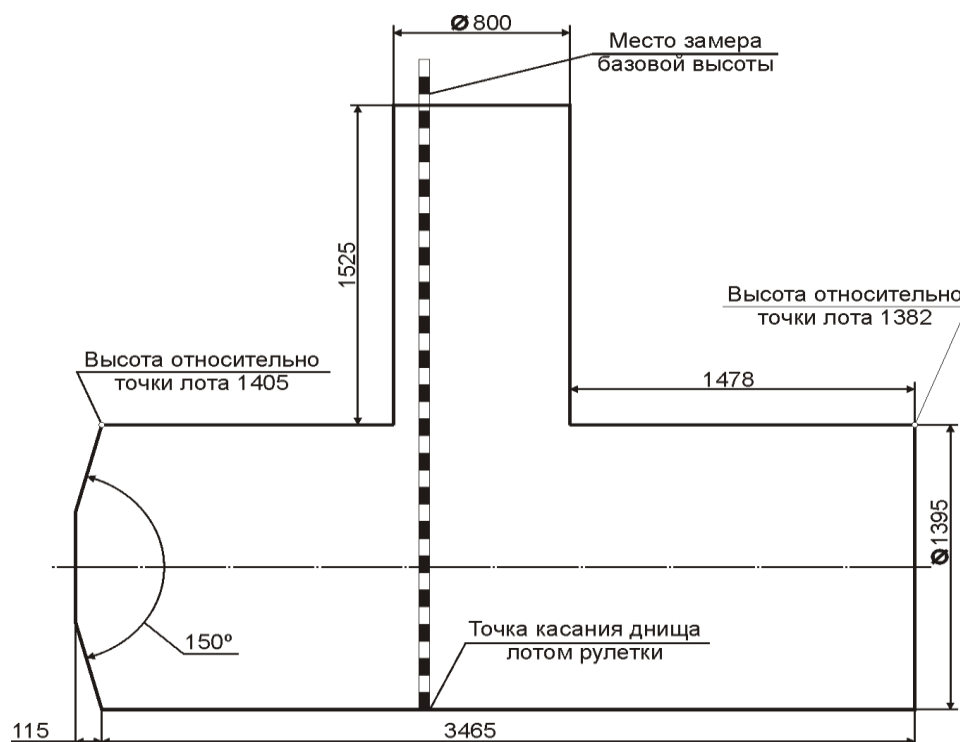


Рисунок 3 – Схематическое изображение вида резервуара Е-12к/1 РГС-10

Метрологические и технические характеристики

Метрологические, основные технические характеристики и показатели надежности резервуаров приведены в таблицах 1, 2, 3.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
	РГС-10
Номинальная вместимость, м ³	10
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	± 0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С	от - 40 до + 50

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технического паспорта резервуара методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность резервуара

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-10	2 шт.
Технический паспорт		2 экз.
Градуировочная таблица		2 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 4 технического паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта № 2356 от 26 сентября 2022 года «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

Публичное акционерное общество «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»
(ПАО «Славнефть-ЯНОС»)
ИНН 7601001107
Юридический адрес: 150023, Российская Федерация, г. Ярославль, Московский пр-кт, д. 130
Телефон: +7 (4852) 44-03-57
E-mail: post@yanos.slavneft.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»
(ПАО «Славнефть-ЯНОС»)
ИНН 7601001107
Адрес: 150023, Российская Федерация, г. Ярославль, Московский пр-кт, д. 130
Телефон: +7 (4852) 44-03-57
E-mail: post@yanos.slavneft.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Метролог»
(АО «Метролог»)
Адрес: Российская Федерация, 443125, Самарская обл., г. Самара, ул. Губанова, 20а, офис 13
Место осуществления деятельности: 443076, г. Самара ул. Партизанская, 173
Телефон: +7 (846) 279-11-66
E-mail: prot@metrolog-samara.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311958

Регистрационный № 98240-26

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Черномортранснефть» по НПС-6 «Тихорецкая»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Черномортранснефть» по НПС-6 «Тихорецкая» (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 включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счётчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

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.

На втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Данные хранятся на сервере БД. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных счетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов и сторонних организаций по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки передаются с уровня ИВК в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC(SU). Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г (Рег. № 58301-14), входящими в состав ИВК. Информация о точном времени распространяется устройством в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК. Резервный сервер синхронизации времени ИВК используется при выходе из строя основного сервера.

Сличение часов счетчиков с часами ИВК АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера ИВК более чем на ± 1 с.

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

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на коммутационном шкафу, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ – 106.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

Метрологически значимой частью специализированного программного пакета АИИС является библиотека libpso_metr.so – для Linux-подобных ОС и pso_metr.dll – для ОС MS Windows. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС.

Идентификационные данные метрологически значимой части, вычисленные с помощью алгоритма MD5, приведены в таблице 1

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Linux-подобные ОС	
Идентификационное наименование ПО	ibpso_metr.so
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	01e3eae897f3ce5aa58ff2ea6b948061
ОС MS Windows	
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b (для 32-разрядного сервера опроса), 6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93 (для 64-разрядного сервера опроса)

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2-3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер синхронизации времени/Сервер БД
1 7	ЗРУ-6кВ НПС-6 «Тихорецкая», 1 СШ 6кВ, яч.3, Ввод №1 6кВ	ТЛО-10 К _{тт} = 1000/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК К _{тн} = 6000:√3/100:√3 Кл. т. = 0,5 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ССВ-1Г Рег. № 58301-14/ Виртуальный сервер на базе VMware vSphere
1 8	ЗРУ-6кВ НПС-6 «Тихорецкая», 2 СШ 6кВ, яч.21, Ввод №2 6кВ	ТЛО-10 К _{тт} = 1000/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК К _{тн} = 6000:√3/100:√3 Кл. т. = 0,5 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 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 серверов синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена сервера БД при условии сохранения цифрового идентификатора ПО.

3. Замена оформляется техническим актом в установленном на АО «Черномортранснефть» порядке, все изменения вносятся в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

4. Кл. т. – класс точности, К_{тн} – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, К_{тт} – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
17,18	Активная Реактивная	$\pm 2,86$ $\pm 4,44$	$\pm 2,93$ $\pm 4,60$
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), (Δ), с		± 5	

Примечания:

1. Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +17 °С до +30 °С для ИК №№ 17 - 18, при $\cos \varphi = 0,8$ инд $I = 0,02 \cdot I_{ном}$

2. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -60 до +40 от +17 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика СЭТ-4ТМ.03М - среднее время восстановления работоспособности, ч ССВ-1Г: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 22000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, сут, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

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

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

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ ПАО «Транснефть» в части АО «Черномортранснефть» по НПС-6 «Тихорецкая» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Сервер БД	Виртуальный сервер на базе VMware vSphere	1
Паспорт-Формуляр	ИТЦС.2651.23.РД-24.02.ЧТН-Т.АСКУЭ.ЭД.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) ПАО «Транснефть» в части АО «Черномортранснефть» по НПС-6 «Тихорецкая», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва. Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»

(АО «Черномортранснефть»)

ИНН: 2315072242

Юридический адрес: 353911, Краснодарский край, г. о. город Новороссийск, г. Новороссийск, ш. Сухумское д. 85, к. 1

Телефон: +7 (8617) 60-34-51, 60-92-61, 60-92-80

Факс: +7 (8617) 64-55-81

E-mail: chtn@nvr.transneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»

(АО «Черномортранснефть»)

ИНН: 2315072242

Адрес: 353911, Краснодарский край, г. о. город Новороссийск, г. Новороссийск, ш. Сухумское д. 85, к. 1

Телефон: +7 (8617) 60-34-51, 60-92-61, 60-92-80

Факс: +7 (8617) 64-55-81

E-mail: chtn@nvr.transneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312429

Регистрационный № 98241-26

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энергосбыт Брянск» («Созвездие 2»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энергосбыт Брянск» («Созвездие 2») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и 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 (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД) ООО «Газпром энергосбыт Брянск», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), сервер синхронизации времени (далее – УСВ) ССВ-1Г и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

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 поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, а также иных измерительных систем и приборов учета, удовлетворяющих требованиям Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 N 102-ФЗ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена ССВ, который синхронизирован с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС. ССВ обеспечивает автоматическую коррекцию шкалы времени сервера БД. Коррекция шкалы времени сервера БД проводится не менее одного раза в сутки (программируемый параметр) при любом расхождении шкал времени сервера БД и приемника. Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера сбора данных осуществляется автоматически, при каждом сеансе связи, при расхождении шкал времени счетчиков и сервера БД более чем на ± 1 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на коммутационном шкафу, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 002.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» 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.

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	Счётчик	ССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	РП 10 кВ ООО ЭксПроф, 3С 10 кВ, яч. 33, КЛ-10 кВ ф. ЭксПроф	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 35955-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,2 ±2,9	±3,4 ±5,8
2	ПС 110 кВ Новая Заимка, ЗРУ-10 кВ, 2С 10 кВ, яч. 10, ВЛ-10 кВ ф. ХПП	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,2 ±2,9	±3,3 ±5,7
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), (Δ), с							±5	

Продолжение таблицы 2

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 $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05)$ $I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-2 от 0 °С до +40 °С.
- 4 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.
- 5 Допускается замена ССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °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 +40 от 0 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчиков - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, сут., не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счетчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– сервера;

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

– счетчика;

– сервера.

Возможность коррекции времени в:

– счетчиках (функция автоматизирована);

– ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	5
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройство синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	АИИС КУЭ.002.СРЗ	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) ООО «Газпром энергосбыт Брянск» («Созвездие 2»), аттестованном ООО «Спецэнергопроект» г. Москва, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «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 «Газпром энергосбыт Брянск»
(ООО «Газпром энергосбыт Брянск»)
ИНН 8602173527
Юридический адрес: 628412, Ханты-Мансийский Автономный Округ –Югра, г. Сургут,
пр-кт Мира, д. 43
Телефон: +7 (3462) 77-77-77
E-mail: gesbt@energosaes.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты»
(ООО «Системы Релейной Защиты»)
ИНН 7722722657
Юридический адрес: 111024 г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Лефортово,
ул. Авиамоторная, д. 50, стр. 2, помещ. 50/14ч
Адрес места осуществления деятельности: 140070, Московская обл., Люберецкий р-н,
п. Томилино, ул. Гаршина, д. 11, а/я 868
Телефон: +7 (495) 772-41-56
Факс: +7 (495) 544-59-88
E-mail: info@srza.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenargo.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных
лиц № RA.RU.312429

Регистрационный № 98242-26

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-14

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-14 (далее – резервуар) предназначен для измерений объема нефти (нефтепродукта), а также для её приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью (нефтепродуктом) до определенного уровня, соответствующего объему нефти согласно градуировочной таблице резервуара.

Резервуар представляет собой закрытый горизонтальный цилиндрический сосуд с усечено-коническими днищами, оснащенный люками и приемо-раздаточными устройствами. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные устройства. Резервуар оборудован съемным козырьком над насосным агрегатом для защиты его от атмосферных осадков. Расположение резервуара подземное.

Резервуар с заводским №ЕП-2 расположен на территории ООО «АНГК», Россия, Кемеровская область – Кузбасс, г. Анжеро –Судженск, п/р район промплощадки Яйского НПЗ.

Общий вид резервуара на месте эксплуатации представлен на рисунке 1. Эскиз резервуара на рисунке 2.



Рисунок 1 – Резервуар на месте эксплуатации

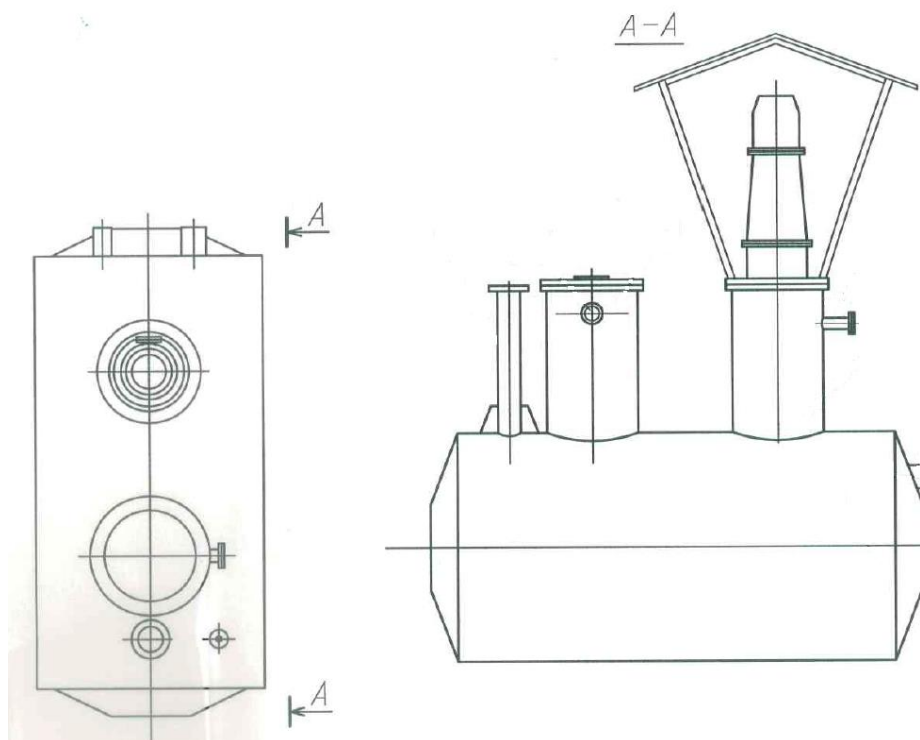


Рисунок 2 – Эскиз резервуара

Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения нанесен фотохимическим способом на маркировочную табличку вблизи люка резервуара и печатным способом в паспорт на резервуар.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке (при наличии), в градуировочную таблицу.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Маркировочная табличка резервуара содержит следующую информацию:

- наименование предприятия-изготовителя;
- условное обозначение резервуара;
- номинальная вместимость;
- заводской номер;
- год изготовления.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	14
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, % (объемный метод)	±0,25

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
– рабочая температура среды, °C	от -50 до +50
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7

Таблица 3 – Показатели надёжности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-14	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Измерение объема жидкости в резервуаре» паспорта.

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

Общество с ограниченной ответственностью «Анжерская нефтегазовая компания»
(ООО «АНГК»)
ИНН 4246004891
Юридический адрес: 652104, Россия, Кемеровская область – Кузбасс, г. Анжеро–Судженск,
п/р район промплощадки Яйского НПЗ
Телефон: +7(384-53)5-93-28
E-mail: angk@anpkoil.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Анжерская нефтегазовая компания»
(ООО «АНГК»)
ИНН 4246004891
Адрес: 652104, Россия, Кемеровская область – Кузбасс, г. Анжеро–Судженск,
п/р район промплощадки Яйского НПЗ

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области-Кузбассе»
(ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)
Адрес: 650000, Кемеровская область – Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, 2
Телефон: +7 (3842) 36-43-89, факс: +7 (3842) 75-88-66
E-mail: info@kuzcsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312319

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термогигрометры стационарные АМО Р

Назначение средства измерений

Термогигрометры стационарные АМО Р (далее по тексту – термогигрометры) предназначены для измерений температуры и относительной влажности окружающей среды.

Описание средства измерений

Принцип действия термогигрометров основан на измерении и преобразовании сигналов, пропорциональных измеряемым величинам, поступающих в электронный блок от первичных преобразователей (датчиков). Результаты измерений отображаются на жидкокристаллическом дисплее.

Термогигрометры стационарные АМО Р имеют следующие модификации: АМО Р622, АМО Р623. Модификации различаются между собой по метрологическим и техническим характеристикам, а также по конструктивному исполнению.

Термогигрометры представляют собой стационарные многофункциональные микропроцессорные приборы и состоят из электронного блока, размещенного в пластиковом корпусе, со встроенным измерительным датчиком (модификация АМО Р622) или съемным измерительным зондом (модификация АМО Р623). Электронный блок состоит из микропроцессора, цифрового жидкокристаллического дисплея и кнопок управления.

Заводской номер термогигрометров в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на наклейку, прикрепляемую к тыльной стороне корпуса.

Фотографии общего вида термогигрометров приведены на рисунках 1-2. Место нанесения заводского номера приведено на рисунке 3. Корпус термогигрометров может изготавливаться в разных цветовых решениях.

Пломбирование термогигрометра и нанесение знака поверки на корпус электронного блока термогигрометра не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид термогигрометров стационарных АМО Р модификации АМО Р622



Рисунок 2 – Общий вид термогигрометров стационарных АМО Р модификации АМО Р623



Рисунок 3 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) термогигрометров состоит только из встроенного, метрологически значимого, ПО.

ПО устанавливается во время производственного цикла в электронный блок термогигрометра, недоступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего времени функционирования изделия. Метрологические характеристики приборов нормированы с учетом влияния данного ПО.

В соответствии с п. 4.3 рекомендации по метрологии Р 50.2.077-2014 конструкция термогигрометров исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. В соответствии с п. 4.5 рекомендации по метрологии Р 50.2.077-2014 уровень защиты встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий». Идентификационные данные встроенного ПО недоступны.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики, а также показатели надежности термогигрометров приведены в таблицах 1-3.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	АМО Р622	АМО Р623
Диапазон измерений температуры, °С	от -20 до +80	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С: - в диапазоне от -10 °С по +60 °С включ.; - в остальном диапазоне	±1,0 ±2,0	±1,0 ±1,0
Диапазон измерений относительной влажности, %	от 10 до 80	от 10 до 90
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности, % (при температуре от +10 °С до +60 °С)	±5,0	±4,0
Разрешающая способность дисплея термогигрометра при измерении температуры, °С: - в диапазоне от -20 °С до -10 °С включ.; - в остальном диапазоне.	1,0 0,1	
Разрешающая способность дисплея термогигрометра при измерении относительной влажности, %	0,1	

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний относительной влажности, %	от 0 до 100
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	323×173×40
Масса, г, не более: - АМО Р622 - АМО Р623	700 900
Напряжение питания постоянного тока, В	5 (USB Type-C кабель)
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность, %, не более	от -20 до +80 80

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	30000
Средний срок службы, лет, не менее	8

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Термогигрометр стационарный	АМО Р ⁽¹⁾	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
⁽¹⁾ Модификация в соответствии с заказом		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Метод измерения» Руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 января 2026 г. № 147 «Об утверждении Государственного первичного эталона единицы температуры – кельвина в диапазоне от 0,3 до 273,16 К и Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 ноября 2023 г. № 2415 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов»;

Стандарт предприятия изготовителя «Suzhou TASI Electronics Co., Ltd», Китай.

Правообладатель

«Suzhou TASI Electronics Co., Ltd», Китай

Адрес: 5th Floor, Building 5, No. 317, Mudong Road, Wuzhong District, Suzhou City, Jiangsu Province, China

Телефон: 86 17840967393, факс: 86 17840967393

Web-сайт: www.china-tasi.com/home

E-mail: tasi002@china-tasi.com

Изготовитель

«Suzhou TASI Electronics Co., Ltd», Китай

Адрес: 5th Floor, Building 5, No. 317, Mudong Road, Wuzhong District, Suzhou City, Jiangsu Province, China

Телефон: 86 17840967393, факс: 86 17840967393

Web-сайт: www.china-tasi.com/home

E-mail: tasi002@china-tasi.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13

Регистрационный № 98244-26

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Кемеровская ТЭЦ АО «Кемеровская генерация»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Кемеровская ТЭЦ АО «Кемеровская генерация» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

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

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000 и каналообразующую аппаратуру.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа ЭНКС-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) программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

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.

Для ИК, в состав которых входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется накопление и передача измерительной информации при помощи технических средств приема-передачи данных 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.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК 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 посредством интеграции и/или xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, 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 национального координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой национального координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемников.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ более $\pm 0,1$ с (программируемый параметр) производится синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи с сервером АИИС КУЭ. При наличии расхождения шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ ± 1 с (программируемый параметр) производится синхронизация шкалы времени УСПД.

Для ИК, в состав которых входит УСПД, сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При наличии расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени УСПД ± 1 с (программируемый параметр) и более производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При наличии расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ ± 1 с (программируемый параметр) и более 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 счетчика, УСПД сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус серверного шкафа в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Кемеровская ТЭЦ АО «Кемеровская генерация».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». 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	ПК «Энергосфера»
Наименование программного модуля ПО	libpso_metr.so
Цифровой идентификатор ПО	01E3EAE897F3CE5AA58FF2EA6B948061
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	Кемеровская ТЭЦ, РУСН-0,4 кВ Станции разрядки, панель №9, КЛ-0,4 кВ АО Кузбассэнерго	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная
2	Кемеровская ТЭЦ, РУСН-0,4 кВ Станции разрядки, панель №8, КЛ-0,4 кВ Гаражи	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
3	Кемеровская ТЭЦ, РУСН-0,4 кВ 7 секция 1 п/с, панель 15, КЛ-0,4 кВ Ввод №1 шк. АВР Мегафон	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 51593-18		активная реактивная
4	Кемеровская ТЭЦ, РУСН-0,4 кВ, 8 секция 2 п/с, панель 32, КЛ-0,4 кВ Ввод №2 шк. АВР Мегафон	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 51593-18		активная реактивная
5	Кемеровская ТЭЦ, Сборка 0,4 кВ ОС №3, гр.3, КЛ-0,4 кВ Центр	ТТЕ-А 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		активная реактивная
6	Шкаф учета ООО Кузбассоргхим	—	—	СЭБ-1ТМ.03Т Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75679-19		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	Кемеровская ТЭЦ, РУ-6 кВ БНС, яч.3	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСПД: ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
8	Кемеровская ТЭЦ, РУ-6 кВ БНС, яч.2	ТПЛ-СВЭЛ-10 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 44701-10	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
9	Кемеровская ТЭЦ, ТГ-2 6,3 кВ	ТОЛ-10 УТ2 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 6009-77	ЗНОЛ.09 (6300/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
10	Кемеровская ТЭЦ, ТГ-3 6,3 кВ	ТОЛ 10-1 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-01	ЗНОЛ.06 (6300/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
11	Кемеровская ТЭЦ, ТГ-4 6,3 кВ	ТЛШ10 4000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-89	ЗНОЛ.06 (6300/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
12	Кемеровская ТЭЦ, ТГ-7 6,3 кВ	ТЛШ10 5000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-89	ЗНОЛ.06 (6300/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
13	Кемеровская ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, II СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ А-8	ТОЛ-35 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 (35000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 912-70	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	Кемеровская ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, I СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ А-9	ТОЛ-35 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 (35000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 912-70	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97	УСПД: ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная
15	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, I СШ, яч.1	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 (6000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
16	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, I СШ, яч.11	ТПОЛ 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47958-11		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
17	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, I СШ, яч.13	ТПОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 1261-08		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
18	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, I СШ, яч.25	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
19	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, I СШ, яч.27	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 1261-08		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
20	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, I СШ, яч.39	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, I СШ, яч.47	ТОЛ 300/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47959-16	ЗНОЛ.06 (6000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97	УСПД: ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная
22	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, I СШ, яч.49	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
23	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, I СШ, яч.7	ТПОЛ 10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-02		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
24	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, I СШ, яч.9	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 1261-59		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
25	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, II СШ, яч.10	ТПОЛ 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06 (6000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
26	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, II СШ, яч.12	ТПОЛ 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47958-11		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
27	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, II СШ, яч.54	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, II СШ, яч.6	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 (6000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97	УСПД: ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная
29	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, II СШ, яч.14	ТОЛ 10-I 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-01		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
30	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, II СШ, яч.16	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
31	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, II СШ, яч.20	ТПОЛ 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47958-11		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
32	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, II СШ, яч.28	ТПОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 1261-08		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
33	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, II СШ, яч.32	ТОЛ10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-02		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
34	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, II СШ, яч.44	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
35	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, II СШ, яч.8	ТПОЛ-10 150/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 (6000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97	УСПД: ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная
36	Кемеровская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, II СШ, яч.46	ТОЛ 10-I 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-01		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
37	ПС 110 кВ АКЗ, ЗРУ-6 кВ, Шс, яч.22, ф.6-22-ТП (золоотвал)	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная
38	Кемеровская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, II СШ, яч.2, ВЛ-110 кВ Очистная	ТФНД-110М 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,2S Рег. № 16666-97		активная
39	Кемеровская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, I СШ, яч.6, ВЛ-110 кВ Шахтер	ТФМ-110 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 16023-97	НКФ-110-57 У1 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,2S Рег. № 16666-97		активная
40	Кемеровская ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, II СШ, ВЛ 35 кВ ВЛ-35-А-4	ТФЗМ-35А-У1 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 (35000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 912-70	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
41	Кемеровская ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, I СШ, ВЛ 35 кВ ВЛ-35-А-41	ТФМ-35-II 400/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17552-06	ЗНОМ-35-65 (35000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 912-70	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97	УСПД: ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная

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 УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа.

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

4 Допускается замена ПО на аналогичное, при условии сохранения идентификационных данных, указанных в таблице 1.

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; 3; 4 (Счетчик 1,0)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	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
2; 5 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,6	3,4	5,6
6 (Счетчик 1,0)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	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
7; 8; 37 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
9 - 12; 18; 20; 22; 23; 27; 29; 30; 33; 34; 36; 40 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,8	3,0	5,5	2,3	3,5	5,8
13; 14 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,9	3,1	1,8	2,6	3,6
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,7	3,5	5,8
15 - 17; 19; 21; 24 - 26; 28; 31; 32; 35; 41 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,1	1,5	1,6	2,0	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,1	1,5	1,6	2,0	2,3
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,1	1,7	1,6	2,1	2,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,4	1,9	1,6	2,3	2,6
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,5	1,7	2,5	2,3	2,5	3,0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
38 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	1,9	3,0	5,5
39 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,0	1,6	1,0	1,3	1,8
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,7	1,0	1,3	1,8
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,5	2,3	1,4	1,7	2,4
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; 3; 4 (Счетчик 2,0)	$0,2I_{\text{б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	2,0	2,0	6,4	6,4		
	$0,1I_{\text{б}} \leq I < 0,2I_{\text{б}}$	2,0	2,0	6,4	6,4		
	$0,05I_{\text{б}} \leq I < 0,1I_{\text{б}}$	2,5	2,5	6,6	6,6		
2; 5 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,9	3,7		
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,9	3,7		
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,6	4,2	3,8		
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,7	4,5		
6 (Счетчик 2,0)	$0,2I_{\text{б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	2,0	2,0	6,4	6,4		
	$0,1I_{\text{б}} \leq I < 0,2I_{\text{б}}$	2,5	2,5	6,6	6,6		
7; 8 (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		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
37 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	2,7	2,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	3,2	2,5
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,7	2,9	5,5	3,8
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	41
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 УСПД - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, 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	50000 3 75000 24 70000 1 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу, 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 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 УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в УСПД;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;

- сервера (серверного шкафа);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в УСПД (функция автоматизирована);
- в сервере (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.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	2
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформатор тока	ТТЕ-А	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УТ2	3
Трансформатор тока	ТОЛ 10-І	8
Трансформатор тока	ТЛШ10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-35	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	33
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	3
Трансформатор тока	ТПОЛ	12
Трансформатор тока	ТОЛ	2
Трансформатор тока	ТОЛ10	2
Трансформатор тока	ТФНД-110М	3
Трансформатор тока	ТФМ-110	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1	2
Трансформатор тока	ТФМ-35-ІІ	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.09	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	15
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	23
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МД	3
Счетчик электрической энергии	СЭБ-1ТМ.03Т	1
Счетчик электрической энергии	ЕвроАЛЬФА	32

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации системного времени	ЭНКС-2	1
Сервер АИИС КУЭ	VMware Virtual Platform	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	АСВЭ 557.00.000 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) Кемеровская ТЭЦ АО «Кемеровская генерация», аттестованной ООО «АСЭ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.314933.

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 «Кемеровская генерация»

(АО «Кемеровская генерация»)

ИНН 4205243192

Юридический адрес: 650000, Кемеровская область - Кузбасс, г.о. Кемеровский, г. Кемерово, пр-кт Кузнецкий, д. 7, этаж 3

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 об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.314846

Регистрационный № 98245-26

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термогигрометры портативные АМО Р

Назначение средства измерений

Термогигрометры портативные АМО Р (далее по тексту – термогигрометры) предназначены для измерений температуры и относительной влажности окружающей среды.

Описание средства измерений

Принцип действия термогигрометров основан на измерении и преобразовании сигналов, пропорциональных измеряемым величинам, поступающих в электронный блок от первичных преобразователей (датчиков). Результаты измерений отображаются на жидкокристаллическом дисплее.

Термогигрометры портативные АМО Р имеют следующие модификации: АМО Р600, АМО Р605, АМО Р615, АМО Р620 Pro, АМО Р630 Pro. Модификации различаются между собой по метрологическим и техническим характеристикам, а также по конструктивному исполнению.

Термогигрометры представляют собой переносные многофункциональные микропроцессорные приборы и состоят из электронного блока, размещенного в пластиковом корпусе, и несъемного (модификации АМО Р600, АМО Р605, АМО Р615, АМО Р620 Pro) или съемного, телескопического (модификация АМО Р630 Pro) измерительного зонда. Электронный блок выполнен в пластиковом корпусе и состоит из микропроцессора, цифрового жидкокристаллического дисплея и кнопок различного назначения. Отсек с закрывающейся крышкой для сменных элементов питания расположен на тыльной стороне корпуса.

Заводской номер термогигрометров в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на наклейку, прикрепляемую к тыльной стороне корпуса или под крышку батарейного отсека.

Фотографии общего вида термогигрометров приведены на рисунках 1-3. Места нанесения заводского номера приведены на рисунке 4. Корпус приборов может изготавливаться в разных цветовых решениях.

Пломбирование термогигрометра и нанесение знака поверки на корпус электронного блока термогигрометра не предусмотрено.



AMO P600



AMO P605

Рисунок 1 – Общий вид термогигрометров портативных АМО Р модификаций АМО Р600, АМО Р605



AMO P615



AMO P620 Pro

Рисунок 2 – Общий вид термогигрометров портативных АМО Р модификаций АМО Р615, АМО Р620 Pro



Рисунок 3 – Общий вид термогигрометров портативных АМО Р
модификации АМО Р630 Pro



Рисунок 4 – Места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) термогигрометров состоит только из встроенного, метрологически значимого, ПО.

ПО устанавливается во время производственного цикла в электронный блок термогигрометра, недоступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего времени функционирования изделия. Метрологические характеристики приборов нормированы с учетом влияния данного ПО.

В соответствии с п. 4.3 рекомендации по метрологии Р 50.2.077-2014 конструкция термогигрометров исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. В соответствии с п. 4.5 рекомендации по метрологии Р 50.2.077-2014 уровень защиты встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий». Идентификационные данные встроенного ПО недоступны.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики, а также показатели надежности термогигрометров приведены в таблицах 1-3.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
	АМО Р600	АМО Р605	АМО Р615	АМО Р620 Pro	АМО Р630 Pro
Диапазон измерений температуры, °С	от -20 до +60				от -40 до +80
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±1,5		±0,7	±0,5	±0,5 (от 0 до +80 °С) ±0,7 (в остальном диапазоне)
Диапазон измерений относительной влажности, %	от 10 до 80				от 10 до 95
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности (при температуре окружающей среды от +10 °С до +60 °С), %:					±5,0
- в диапазоне от 20 % до 80 %	±5,0		-		
- в диапазоне от 30 % до 80 %	-		±5,0		
- в остальном диапазоне	±8,0		±8,0		
Разрешающая способность дисплея термогигрометра при измерении:					
- температуры, °С	0,1				0,01
- относительной влажности, %	0,1				0,01

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний относительной влажности, %	от 0 до 100
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более: - АМО Р600 - АМО Р605 - АМО Р615, АМО Р620 Pro, АМО Р630 Pro	158×56×28 167×59×29 175×70×35
Масса, г, не более: - АМО Р600 - АМО Р605 - АМО Р615, АМО Р620 Pro, АМО Р630 Pro (без зонда) - АМО Р630 (с зондом)	120 130 260 400
Напряжение питания постоянного тока, В: - АМО Р600, АМО Р605 - АМО Р615, АМО Р620 Pro, АМО Р630 Pro	3,0 (2 батареи типа «ААА») 4,5 (3 батареи типа «АА»), 5 (USB micro)
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность, %, не более	от -20 до +60 80

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	30000
Средний срок службы, лет, не менее	8

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Термогигрометр портативный	АМО Р ^(*)	1 шт.
Элемент питания	АА или ААА ^(**)	2 шт. (АА) или 3 шт. (ААА)
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
(*) – модификация в соответствии с заказом; (**) – в зависимости от модели термометра.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Метод измерения» Руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 января 2026 г. № 147 «Об утверждении Государственного первичного эталона единицы температуры – кельвина в диапазоне от 0,3 до 273,16 К и Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 ноября 2023 г. № 2415 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов»;

Стандарт предприятия изготовителя «Suzhou TASI Electronics Co., Ltd», Китай.

Правообладатель

«Suzhou TASI Electronics Co., Ltd», Китай
Адрес: 5th Floor, Building 5, No. 317, Mudong Road, Wuzhong District, Suzhou City,
Jiangsu Province, China
Телефон: 86 17840967393, факс: 86 17840967393
Web-сайт: www.china-tasi.com/home
E-mail: tasi002@china-tasi.com

Изготовитель

«Suzhou TASI Electronics Co., Ltd», Китай
Адрес: 5th Floor, Building 5, No. 317, Mudong Road, Wuzhong District, Suzhou City,
Jiangsu Province, China
Телефон: 86 17840967393, факс: 86 17840967393
Web-сайт: www.china-tasi.com/home
E-mail: tasi002@china-tasi.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»
(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)
Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31
Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13

Регистрационный № 98246-26

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения емкостные НДКМ-220 УХЛ1

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения емкостные НДКМ-220 УХЛ1 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для применения в электрических цепях переменного тока промышленной частоты с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

Трансформаторы напряжения состоят из конденсаторного делителя напряжения и электромагнитного устройства, в конструкцию которого входят компенсирующий реактор, промежуточный трансформатор и электромагнитное демпфирующее устройство.

Обмотки компенсирующего реактора и промежуточного трансформатора имеют вид многослойных цилиндрических катушек. Обмотки имеют специальные регулировочные витки, позволяющие настраивать трансформаторы напряжения на заданный класс точности.

Корпус электромагнитного устройства служит основанием для монтажа колонны емкостного делителя. Высоковольтный ввод расположен на верхнем фланце емкостного делителя. Выводы вторичных обмоток помещены в контактной коробке, закрепленной сбоку электромагнитного устройства и закрытой съемной пломбируемой крышкой. На крышке размещена маркировочная табличка с указанием основных характеристик.

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на делении высокого напряжения переменного тока с помощью емкостного делителя.

К средствам измерений данного типа относятся трансформаторы напряжения емкостные НДКМ-220 УХЛ1 зав. № 374, 375, 376.

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, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

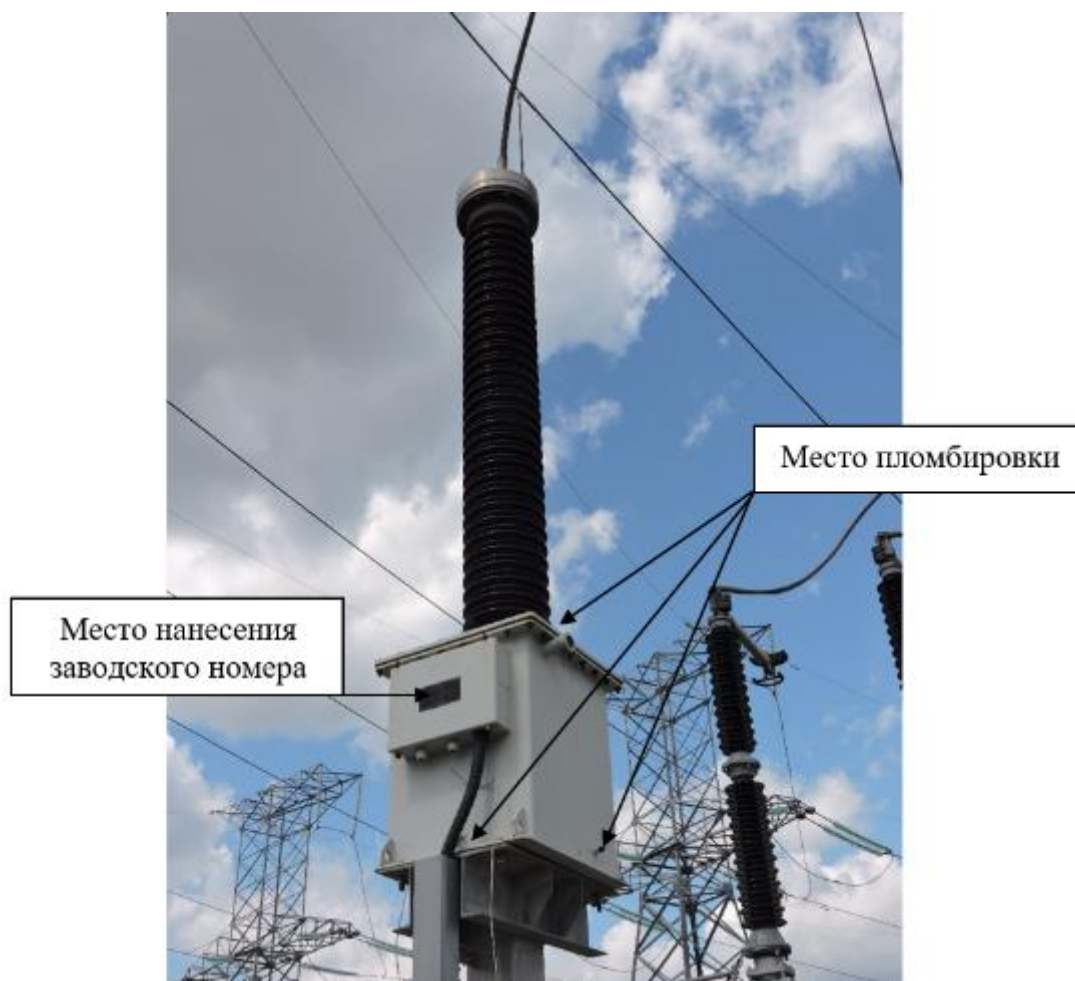


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	$220/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,2
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	20

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 напряжения типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы напряжения не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения емкостный	НДКМ-220 УХЛ1	1 шт.
Паспорт	НДКМ-220 УХЛ1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 07.08.2023 № 1554 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ.

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Раменский электротехнический завод Энергия»

(ОАО «РЭТЗ Энергия»)

ИНН 5040010981

Юридический адрес: 140105, Россия, Московская обл., г. Раменское, ул. Левашова, д.21

Телефон: +7 (496) 463-66-93

Факс: +7 (496) 463-66-93

Web-сайт: www.ramenergy.ru

E-mail: retz@ramenergy.ru

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Раменский электротехнический завод Энергия»

(ОАО «РЭТЗ Энергия»)

ИНН 5040010981

Адрес: 140105, Россия, Московская обл., г. Раменское, ул. Левашова, д.21

Телефон: +7 (496) 463-66-93

Факс: +7 (496) 463-66-93

Web-сайт: www.ramenergy.ru

E-mail: retz@ramenergy.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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

Регистрационный № 98247-26

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ИМВ 123

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ИМВ 123 (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

Конструкция трансформаторов тока представляет собой основание в виде алюминиевого бака с сердечниками вторичной обмотки и полимерный изолятор, смонтированный сверху бака. Выводы первичной обмотки расположены в верхней части трансформаторов тока. Выводы вторичной обмотки расположены в коробке выводов на корпусе бака трансформаторов тока 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 средствам измерений данного типа относятся трансформаторы тока ИМВ 123, зав. № 1HSE 8784263, 1HSE 8784264, 1HSE 8784265, 1HSE 8784275, 1HSE 8784276, 1HSE 8784277.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке методом лазерной печати в виде буквенно-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
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	400; 600; 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	60

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -55 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	IMB 123	1 шт.
Паспорт	IMB 123	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 21.07.2023 № 1491 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока.

Правообладатель

Фирма «ABB Power Technologies AB», Швеция
Адрес: SE-77180, Ludvika, Sweden

Изготовитель

Фирма «ABB Power Technologies AB», Швеция
Адрес: SE-77180, Ludvika, Sweden

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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