

Регистрационный № 98130-26

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная количества нефтепродуктов установки 60-40 линии 5 ООО «ЛЛК-Интернешнл»

Назначение средства измерений

Система измерительная количества нефтепродуктов установки 60-40 линии 5 ООО «ЛЛК-Интернешнл» (далее – СИКНП) предназначена для измерений массового расхода и массы нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНП основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтепродуктов с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №) 45115-10) (далее – СРМ). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей СРМ поступают на соответствующие входы устройств распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200SP (рег. № 74165-19) (далее – УРВ), которые преобразуют их и вычисляют массу нефтепродуктов по реализованному в нем 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 СИКНП и эксплуатационными документами ее компонентов.

В состав СИКНП входят:

- блок измерительных линий (далее – БИЛ), включающий в себя одну рабочую измерительную линию с диаметром условного прохода DN 80;
- система сбора и обработки информации (далее – СОИ);
- операторская станция управления.

СИКНП обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массового расхода и массы нефтепродуктов;
- измерение плотности и температуры нефтепродуктов;
- регистрация, архивирование и хранение результатов измерений;
- формирование, отображение и печать текущих отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНП, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа или МИ 3002-2006 (в случае отсутствия требований в описании типа СИ).

Заводской номер 05 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на табличку БИЛ СИКНП.

Нанесение знака поверки на СИКНП не предусмотрено.

Программное обеспечение

СИКНП реализовано в УРВ. Идентификационные данные программного обеспечения (далее – ПО) СИКНП приведены в таблице 1. Защита ПО СИКНП от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа. ПО СИКНП защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V9.1
Цифровой идентификатор ПО	–

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

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 30 до 170
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	±0,25

Т а б л и ц а 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефтепродукты
Характеристики измеряемой среды: - температура, °С - давление избыточное, МПа - плотность (при температуре 20 °С и избыточном давлении 0 МПа), кг/м ³	от +33 до +80 от 0,4 до 1,2 от 820 до 940
Количество измерительных линий, шт.	1
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 ^{+10%} _{-15%} 50±1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки первичных измерительных преобразователей – в месте установки СОИ б) относительная влажность, %: – в месте установки первичных измерительных преобразователей, не более – в месте установки СОИ в) атмосферное давление, кПа	от +5 до +25 от +15 до +25 95 от 20 до 80 от 84,0 до 106,7

Т а б л и ц а 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта СИКНП типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерительная количества нефтепродуктов установки 60-40 линии 5 ООО «ЛЛК-Интернешнл»	–	1
Руководство по эксплуатации	–	1
Паспорт	–	1
Методика поверки	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 1444-2025 «ГСИ. Масса нефтепродуктов. Методика измерений системы измерительной количества нефтепродуктов установки 60-40 линий 1, 2, 4, 5, 6 ООО «ЛЛК-Интернешнл», свидетельство об аттестации № 064/01-RA.RU.310652-2025.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, пункт 6.3.1)

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 № 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 «ЛЛК-Интернешнл»
(ООО «ЛЛК-Интернешнл»)

Юридический адрес: 115035, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Замоскворечье,
ул. Садовническая, д. 75

ИНН 7702583250

Телефон: (495) 627-40-20

Факс: (495) 627-76-84

Web-сайт: <http://lukoil-lubricants.com>

E-mail: masla-sales@lukoil.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛЛК-Интернешнл»
(ООО «ЛЛК-Интернешнл»)

Адрес: 115035, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Замоскворечье,
ул. Садовническая, д. 75

ИНН 7702583250

Телефон: (495) 627-40-20

Факс: (495) 627-76-84

Web-сайт: <http://lukoil-lubricants.com>

E-mail: masla-sales@lukoil.com

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

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

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

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

Регистрационный № 98131-26

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 834

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 834 (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массового расхода, массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти, реализованного с помощью счетчиков-расходомеров массовых.

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

СИКН состоит из следующих функциональных частей:

- блок фильтров;
- блок измерительных линий;
- блок измерений показателей качества нефти;
- пробозаборное устройство;
- узел подключения передвижной поверочной установки;
- блок стационарной поверочной установки;
- технологические и дренажные трубопроводы;
- система сбора, обработки информации и управления.

В состав СИКН входят следующие средства измерений (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений):

- Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ЭМИС-МАСС 260 (№ 77657-20) (далее – СРМ);
 - Датчики давления Агат-100МТ (№ 74779-19);
 - Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ (№ 77963-20);
 - Преобразователь плотности и расхода CDM (№ 63515-16);
 - Влагомеры нефти поточные УДВН-2п (№ 77816-20);
 - Расходомер-счетчик ультразвуковой УРСВ ВЗЛЕТ МР (№ 84382-22);
 - комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (№ 52866-13) (далее – ИВК);
 - термометры и манометры для местной индикации и контроля температуры и давления.
- Вспомогательные устройства и технические средства:
- автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора;
 - фильтры с быстросъемными крышками;

- пробоотборники автоматические;
- пробоотборник ручной;
- запорная и регулирующая арматура с устройствами контроля протечек.

Заводской номер СИКН указан на фирменной табличке лазерной гравировкой и в эксплуатационной документации типографским способом. Формат нанесения заводского номера – буквенно-цифровой. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН и место крепления маркировочной таблички показаны на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН и место крепления маркировочной таблички

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИВК, АРМ оператора) обеспечивает реализацию функций СИКН. Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом влияния ПО.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Уровень защиты ПО СИКН «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИБК (основной и резервный)	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	mDLL.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.2.5.16
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	4069091340	ef9f814ff4180d55bd 94d0debd230d76
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	MD5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти, т/ч (м ³ /ч)	от 90 (94) до 180 (262)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002, ГОСТ 31378-2009
Давление измеряемой среды на входе в СИКН, МПа - минимально допустимое - максимально допустимое - расчетное	0,05 1,0 1,6
Температура измеряемой среды, °С - минимальная - максимальная	+5 +50
Суммарные потери давления на СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более - в рабочем режиме - в режиме поверки и контроля метрологических характеристик	0,2 0,4
Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт), не более - при температуре измеряемой среды +20 °С	50
Плотность измеряемой среды, кг/м ³ - при температуре + 20 °С - минимальная - максимальная	от 714 до 950 688,1* 960,2**
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст) - при температуре +20 °С - предельное в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002, не более	от 9,5 до 48,8 (от 71,0 до 366,0) 66,7 (500)

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20,0
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный, с периодической откачкой
Электропитание	380±38 В/50 Гц 220±22 В/50 Гц
Температура воздуха внутри помещений, °С - помещение блочно-модульного здания блока технологического - помещение блок-бокса блока операторной	не ниже +10 от +18 до +25
Срок службы, лет, не менее	20
* - при давлении 0,05 МПа и температуре +50 °С ** - при давлении 1,0 МПа и температуре +5 °С	

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 834, заводской № DZS240025		1 шт.
Руководство по эксплуатации	Д 263.00.00.000 РЭ	1 экз.
Паспорт	Д 263.00.00.000 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 834» (свидетельство об аттестации № RA.RU.314707/4709-25 от 29.05.2025 г., рег. № ФР.1.29.2025.51716).

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» (п. 6.1.1)

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 «РН-Краснодарнефтегаз»
(ООО «РН-Краснодарнефтегаз»)
Юридический адрес: 350000, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Кубанская наб.,
д. 47
ИНН 2309095298
Тел. +7(499)517-88-99
E-mail: mail@rkng.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Домодедовский опытный
машиностроительный завод»
(ООО «ДОМЗ»)
ИНН 7710535349
Адрес: 142005, Московская обл., г. Домодедово, ул. Кирова (центральный мкр.), стр. 27
Тел. +7(495) 419-00-96
E-mail: domz@domz.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»
(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, 19
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»
Телефон: +7(843) 272-70-62
Факс: +7(843)272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU 310592

Регистрационный № 98132-26

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти «Северо-Комсомольское – КНПС Пурпе»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти «Северо-Комсомольское – КНПС Пурпе» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений количества и показателей качества товарной нефти, поступающей с площадки ЦПС Северо-Комсомольского месторождения в магистральный нефтепровод «Ванкорское месторождение-НПС «Пурпе».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти, реализованного с помощью счетчиков-расходомеров массовых.

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

СИКН состоит из:

- блока фильтров (рабочий и резервный фильтр);
- блока измерительных линий (две рабочие и одна контрольно-резервная измерительные линии, входной и выходной коллекторы);
- блока измерений показателей качества нефти;
- пробозаборного устройства;
- узла подключения передвижной поверочной установки;
- стационарной трубопоршневой поверочной установки;
- технологических и дренажных трубопроводов;
- системы сбора, обработки информации и управления.

В состав СИКН входят следующие средства измерений (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений):

- счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс (№70629-18);
- датчики давления ЭМИС-БАР (№ 72888-18);
- преобразователи температуры программируемые ТСПУ 031 (№ 46611-16);
- влагомеры нефти поточные УДВН-2п (№ 77816-20);
- преобразователи плотности и расхода CDM, модификации CDM100P (№ 63515-16);
- преобразователи плотности и вязкости FVM (№ 62129-15);
- расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой OPTISONIC модель 3400 (№ 80128-20);
- комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (№ 52866-13) (далее – ИВК);

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB, рег. № 62207-15.
- Вспомогательные устройства и технические средства:
- термометры и манометры для местной индикации и контроля температуры и давления;
 - автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора;
 - фильтры с быстросъемными крышками;
 - пробоотборник автоматический по ГОСТ 2517;
 - пробоотборник ручной;
 - термостатирующий цилиндр;
 - прибор УОСГ-100 СКП;
 - запорная и регулирующая арматура с устройствами контроля протечек.

Заводской номер СИКН указан на фирменной табличке методом лазерной маркировки и в эксплуатационной документации типографским способом. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН и место крепления маркировочной таблички показаны на рисунке 1.

Фотография маркировочной таблички показана на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН и место крепления маркировочной таблички



Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИВК, АРМ оператора) обеспечивает реализацию функций СИКН. Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом влияния ПО.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Уровень защиты ПО СИКН «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК (основной и резервный)	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	ОЗНА- Flow 3.5
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	3.5
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	4069091340	9259CCBE

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 2, 3. Показатели надежности приведены в таблице 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 124,2 до 626,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Давление нефти на входном коллекторе СИКН с учетом ее подключения к технологическим трубопроводам, МПа	от 0,40 до 1,48
Диапазон измерений температуры нефти, °С	от +5 до +45
Диапазон плотности рабочей среды в рабочих условиях, кг/м ³	от 893 до 974
Вязкость кинематическая в рабочих условиях, мм ² /с (сСт), не более	815,50
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовое содержание механических примесей, %, не более	0,05
Содержание парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20
Массовая доля серы, %, не более	0,9
Массовая доля метил- и этил- меркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40
Содержание свободного газа	не допускается
Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Суммарные потери давления на СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более	
- в рабочем режиме	0,2
- в режиме поверки	0,4
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	380 (трехфазное), 220 (однофазное)
- частота переменного тока, Гц	50
Условия эксплуатации:	
- температура воздуха в блок-боксе СИКН, °С, не менее	+5

Таблица 4 – Показатели надежности СИКН

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти «Северо-Комсомольское – КНПС Пурпе», заводской № 726	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ОИ 726.00.00.00.000 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти «Северо-Комсомольское – КНПС Пурпе» (свидетельство об аттестации № RA.RU.314707/12409-25 от 24.12.2025 г.)

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, п. 6.1.1)

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 «СевКомНефтегаз»
(ООО «СКН»)
Юридический адрес: 629830, ЯНАО, г. Губкинский, мкр. 10, д. 3
ИНН 4101150169

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие
ОЗНА-Инжиниринг»
(ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)
ИНН 0278096217
Адрес: г. Уфа, ул. Менделеева, 205а, этаж 1, офис 19
Телефон/ факс: (347) 292-79-10/ (347) 292-79-15
E-mail: ozna-eng@ozna.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»
(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, 19
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»
Телефон: +7(843) 272-70-62
Факс: +7(843)272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU 310592

Регистрационный № 98133-26

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энергосбыт Брянск» (ООО «НОВАТЭК НТЦ») (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), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) 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 баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ ООО «Газпром энергосбыт Брянск» г. Сургут с программным обеспечением (далее – ПО) ПК «Энергосфера», сервер синхронизации времени (далее – ССВ) типа ССВ-1Г, каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ).

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 ТСР/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 № 102-ФЗ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена ССВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС). ССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов Сервера БД. Коррекция часов Сервера БД проводится не менее одного раза в сутки (программируемый параметр) при любом расхождении часов Сервера БД и времени приемника. Часы счетчиков синхронизируются от часов Сервера сбора данных автоматически, при каждом сеансе связи, при расхождении времени часов 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 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: 001.

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	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – 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		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	БКТП 10 кВ №3486, РУ-0,4 кВ, 1С-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.НТЦ-1	ТТК Кл. т. 0,5S КТТ 2500/5 Рег. № 56994-14	-	МИР С-07.05S-230-5(10)-GRPZF-S2T2HQ-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,7
2	БКТП 10 кВ №3486, РУ-0,4 кВ, 2С-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.НТЦ-2	ТТК Кл. т. 0,5S КТТ 2500/5 Рег. № 56994-14	-	МИР С-07.05S-230-5(10)-GRPZF-S2T2HQ-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,7
3	БКТП 10 кВ №3571, РУ-0,4 кВ, 1С-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.НТЦ-1 (ЛК)	ТШЛ Кл. т. 0,5S КТТ 2500/5 Рег. № 64182-16	-	МИР С-07.05S-230-5(10)-RPZ-S2T2LQ-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	БКТП 10 кВ №3571, РУ-0,4 кВ, 2С-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.НТЦ-2 (ЛК)	ТШЛ Кл. т. 0,5S КТТ 2500/5 Рег. № 64182-16	-	МИР С-07.05S- 230-5(10)-RPZ- S2T2LQ-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15	CCB-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,7
5	БКТП 10 кВ №3770, РУ-0,4 кВ, 1С-0,4 кВ, ввод-1	ТТК Кл. т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 76349-19	-	CE308 S31.543.OAG.SY UVJLFZ GS01 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,2	±4,7
6	БКТП 10 кВ №3770, РУ-0,4 кВ, 2С-0,4 кВ, ввод-2	ТТК Кл. т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 76349-19	-	CE308 S31.543.OAG.SY UVJLFZ GS01 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,2	±4,7
7	БКТП 10 кВ №3770, РУ-0,4 кВ, 3С-0,4 кВ, ввод-3	ТТК Кл. т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 76349-19	-	CE308 S31.543.OAG.SY UVJLFZ GS01 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,2	±4,7
8	БКТП 10 кВ №3770, РУ-0,4 кВ, 4С-0,4 кВ, ввод-4	ТТК Кл. т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 76349-19	-	CE308 S31.543.OAG.SY UVJLFZ GS01 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,2	±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), (Δ), с							± 5	
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02 I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-8 от 0 °С до +40 °С. 4 Допускается замена ТТ 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 ИК	8
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 $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, °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 0 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - 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	290000 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	128 45 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоя 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 АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТТК	18
Трансформатор тока	ТШЛ	6
Счётчик электрической энергии	МИР С-07.05S-230-5(10)-GRPZF-S2T2HQ-D	2
Счётчик электрической энергии	МИР С-07.05S-230-5(10)-RPZ-S2T2LQ-D	2
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	CE308 S31.543.OAG.SYUVJLFZ GS01	4
Устройство синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	72122884.4252103.019.C1-007ПФ	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» (ООО «НОВАТЭК НТЦ»), 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@sepenergo.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429

Регистрационный № 98134-26

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5 (далее – РГС) предназначен для измерения объёма жидкости.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на зависимости объёма жидкости, находящейся в резервуаре от уровня его наполнения.

РГС представляет собой закрытый горизонтальный цилиндрический сосуд, оснащённый люками и патрубками.

РГС, заводской номер 216, расположен на территории приемо-сдаточного пункта «Северо-Губкинский» ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Заводской номер в виде цифрового обозначения нанесён методом аэрографии на информационной табличке установленной на крышке горловины резервуара. Нанесение знака поверки на РГС не предусмотрено. Пломбирование РГС не предусмотрено.

Общий вид РГС на месте эксплуатации представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – РГС на месте эксплуатации

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	12,5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, % (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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-12,5	1
Паспорт		1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 9 «Измерение объёма жидкости в резервуаре» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

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

Правообладатель

Территориально-производственное предприятие «Когалымнефтегаз» Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
(ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)
ИНН 8608048498
Юридический адрес: 628486, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, г. Когалым, ул. Прибалтийская, д. 20

Изготовитель

Территориально-производственное предприятие «Когалымнефтегаз» Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
(ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)
ИНН 8608048498
Адрес: 628486, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, г. Когалым, ул. Прибалтийская, д. 20

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Ямало-Ненецком автономном округе»
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)
Адрес: 625027, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88
Телефон: (3452) 500-532
Web-сайт: <https://тцсм.рф>
E-mail: info@csm72.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311495

Регистрационный № 98135-26

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения ПАО «Кировский завод «Маяк»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения ПАО «Кировский завод «Маяк» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ИВК, устройство синхронизации времени (УСВ) типа УСВ-3, автоматизированное рабочее место (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК, где осуществляется формирование, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов, а также отображение информации по подключенным к серверу ИВК устройствам.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в сервере ИВК. При этом, если вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется в счетчиках, на сервере ИВК данное вычисление осуществляется умножением на коэффициент равный единице.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) с электронной цифровой подписью в виде макетов XML формата 80020, 80040, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером ИВК или АРМ энергосбытовой организации по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ИВК также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с зарегистрированными в Федеральном информационном фонде АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, 80040, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание национальной шкалы времени UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-3, сравнивающее собственную шкалу времени с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК с УСВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера ИВК производится независимо от величины расхождения.

Шкала времени счетчиков синхронизируется от шкалы времени сервера ИВК. Сравнение шкалы времени счетчиков и сервера ИВК происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера ИВК более ± 1 с (параметр программируемый).

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.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер 244 АИИС КУЭ нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус сервера ИВК. Дополнительно заводской номер 244 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «средний» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «Энергосфера»

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Октябрьская, ЗРУ-6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. №13	ТПЛ-10с 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 29390-10	НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15 НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	УСВ-3, рег. № 64242-16, Сервер ИБК
2	ПС 110 кВ Октябрьская, ЗРУ-6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. №7	ТПЛ-10с 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 29390-10	НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15 НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	
3	ПС 110 кВ Октябрьская, ЗРУ-6кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. №12	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15 НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	
4	ПС 110 кВ Октябрьская, ЗРУ-6кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. №2	ТПЛ-10с 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 29390-10	НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15 НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ПС 110 кВ Октябрьская, ЗРУ-6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. №19	ТПЛ-10с 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 29390-10	НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15 НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	УСВ-3, рег. № 64242-16, Сервер ИВК
6	ПС 110 кВ Октябрьская, ЗРУ-6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. №17	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15 НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	
7	ПС 110 кВ Октябрьская, ЗРУ-6кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. №16	ТПЛ-10с 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 29390-10	НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15 НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	
8	ПС 110 кВ Октябрьская, ЗРУ-6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. №15	ТПЛ-10с 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 29390-10	НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15 НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	
9	ПС 110 кВ Октябрьская, ЗРУ-6кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. №14	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15 НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ТП-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.16	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58386-14	-	ТЕ2000.05.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	УСВ-3, рег. № 64242-16, Сервер ИВК
11	ТП-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.36	ТШП-0,66 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 58385-14	-	ТЕ2000.05.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	
12	ТП-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.14	ТШП-0,66 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 58385-14	-	ТЕ2000.05.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	
13	ТП-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.21	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58386-14	-	ТЕ2000.05.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	
14	ТП-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.22	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58386-14	-	ТЕ2000.05.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	

Примечания:

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

2. Допускается замена УСВ на аналогичное, утвержденного типа.

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

4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце

АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2, 4, 5, 7, 8	Активная	1,2	4,2
	Реактивная	2,4	7,1
3, 6, 9	Активная	1,2	4,1
	Реактивная	2,4	7,1
10, 13, 14	Активная	1,0	4,0
	Реактивная	2,1	7,0
11, 12	Активная	1,0	4,1
	Реактивная	2,1	7,0
Пределы смещения шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU), с			± 5

Продолжение таблицы 3

Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3. Границы погрешности результатов измерений приведены при $\cos \varphi = 0,87$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, для рабочих условий для ИК №№ 1, 2, 4, 5, 7, 8, 11, 12 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ и для ИК №№ 3, 6, 9, 10, 13, 14 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40°C до $+40^{\circ}\text{C}$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	14
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	от 98 до 102 от 100 до 120 0,87 от 49,8 до 50,2 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, ТН, $^{\circ}\text{C}$ температура окружающей среды для счетчиков, $^{\circ}\text{C}$ температура окружающей среды для сервера ИВК, $^{\circ}\text{C}$ атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд} до 0,87_{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +40 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: ТЕ2000 (рег.№ 83048-21): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-3 (рег.№ 64242-16): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер ИВК - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 2 45000 2 0,99 1
Глубина хранения информации: Счетчики: ТЕ2000 (рег.№ 83048-21): - 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ2000.01.00.00	9
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ2000.05.00.00	5
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	12
	ТПОЛ-10	6
	ТОП-0,66	9
	ТШП-0,66	6
Трансформатор напряжения	НАМИ	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	-	1
Документация		
Паспорт-формуляр	68072726.411711.244.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения ПАО «Кировский завод «Маяк», МВИ 26.51/378/25, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ». г. Самара. Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311290 от 16.11.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РТ-Энергоэффективность»
(ООО «РТ-Энерго»)

ИНН 7729663922

Юридический адрес: 115054, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Замоскворечье,
пер. Стремянный, д. 11, помещ. 1

Телефон: +7 (499) 426-00-96

E-mail: info@rtenergy.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РТ-Энергоэффективность»
(ООО «РТ-Энерго»)

ИНН 7729663922

Адрес: 115054, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Замоскворечье,
пер. Стремянный, д. 11, помещ. 1

Телефон: +7 (499) 426-00-96

E-mail: info@rtenergy.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещ. №1

Телефон: +7 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312560

Регистрационный № 98136-26

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) (далее по тексту - сервер ИВК), устройства синхронизации времени (далее – УСВ) на базе сервера синхронизации времени ССВ-1Г в качестве основного и устройства синхронизации частоты и времени Метроном 600 в качестве резервного, локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «Альфа ЦЕНТР», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Цифровой сигнал с количеством импульсов с выходов счетчиков посредством линий связи поступает на входы сервера ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Сервер ИВК АИИС КУЭ с периодичностью опроса 1 раз в 30 минут опрашивает счетчики электроэнергии и считывает

с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Автоматизированное рабочее место (АРМ) по запросу на сервер ИВК раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает данные отчеты электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают синхронизацию времени с национальной шкалой времени UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит УСВ (основное и резервное), синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК, периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ и при расхождении ± 2 с и более, сервера ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК осуществляется во время сеанса связи со счетчиком. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИВК равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 01/26 указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	12.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ГГ-1	ТВ-ЭК 20М2 5000/5, КТ 0,2S Рег. № 74600-19	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	ССВ-1Г, рег. № 58301-14, Метроном 600, рег. № 56465-14 / сервер ИВК
2	ГГ-2	ТВ-ЭК 20М2 5000/5, КТ 0,2S Рег. № 74600-19	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
3	ГГ-3	ТПШФ-20 3000/5, КТ 0,5 Рег. № 519-50	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
4	ГГ-4	ТВ-ЭК 20М2 5000/5, КТ 0,2S Рег. № 74600-19	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
5	ГГ-5	ТШВ 15 5000/5, КТ 0,2 Рег. № 5719-15	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
6	ГГ-6	ТШВ 15 5000/5, КТ 0,2 Рег. № 5719-15	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
7	ГГ-7	ТШВ 15 5000/5, КТ 0,2 Рег. № 5719-15	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
8	ГГ-8	ТШВ 15 5000/5, КТ 0,2 Рег. № 5719-15	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС- Левобережная I цепь (ВЛ ГЭС - Левобережная-1)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 37750-08	SVS 123 $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,2 Рег. № 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	ССБ-1Г, рег. № 58301-14, Метроном 600, рег. № 56465-14 / сервер ИВК
10	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-ГПП2 3МЗ (ВЛ ГЭС-3МЗ)	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 39966-10		EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
11	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Малаховская II цепь с отпайками (ВЛ Малаховская-2)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 37750-08		EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
12	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Малаховская I цепь с отпайкой на ПС Пестовская (ВЛ Малаховская- 1)	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 39966-10		EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
13	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Накат с отпайками (ВЛ ГЭС-ЦБК)	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 39966-10		EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
14	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС- Новосормовская с отпайками (ВЛ 132)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 37750-08		EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
15	КВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Луч с отпайкой на ПС Чернораменная (КВЛ 194)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 37750-08		EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
16	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Держинская с отпайкой на ПС Автотрек (ВЛ 122)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 37750-08		EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Западная с отпайкой на ПС Бурцевская (ВЛ 129)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 37750-08	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	ССБ-1Г, рег. № 58301-14, Метроном 600, рег. № 56465-14 / сервер ИВК
18	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Пучеж с отпайкой на ПС Губцевская (ВЛ ГЭС – Пучеж)	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 39966-10		EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
19	Нижегородская ГЭС, КРУ-6 кВ, 1 секция, Яч.16, ф.625	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	ЗНОЛП-6 У2 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-07	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
20	Нижегородская ГЭС, КРУ-6 кВ, 2 секция, Яч.17, ф.625	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	ЗНОЛП-6 У2 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-07	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
21	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС– Левобережная II цепь (ВЛ ГЭС - Левобережная-2)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 37750-08	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
22	ОВ 110	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 37750-08	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
23	ВЛ 220 кВ Нижегородская ГЭС - Вязники (ВЛ 220 кВ ГЭС - Вязники)	ТГФ220-II* 1200/1, КТ 0,2S Рег. № 20645-07	TVG 245 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 38886-08	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
24	ВЛ 220 кВ Нижегородская ГЭС – Семеновская	ТГФ220-II* 1200/1, КТ 0,2S Рег. № 20645-07	TVG 245 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 38886-08	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	

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 2 метрологических характеристик.

2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.

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

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1, 2, 4, 9-18, 21-24	Активная Реактивная	0,4 1,1	1,0 1,7
3	Активная Реактивная	0,8 2,2	2,8 4,4
5-8	Активная Реактивная	0,4 1,1	1,4 2,2
19, 20	Активная Реактивная	1,0 2,6	1,7 2,7
Пределы допускаемого смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно национальной шкалы времени UTC (SU), с			± 5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 °С до +35 °С			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	24
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для сервера ИВК, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд.} до 1_{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ЕвроАльфа (рег. 16666-07) Метроном версий 300, 600, 900, 1000, 3000: (рег. № 56465-14): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ССВ-1Г (рег. № 58301-14): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	50000 100000 22000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: ЕвроАльфа (рег. № 16666-07) - каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут составляет, сут, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	336 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	VIS WI	24
	ТВ-ЭК 20М2	9
	ТВ-ЭК 110М1	12
	ТГФ220-II*	6
	ТОЛ-СЭЩ-10	6
	ТПШФ-20	3
	ТШВ 15	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6 У2	9
	GSZ 20	24
	SVS 123	12
	TVG 245	12
Счетчик электрической энергии	EA02RAL-P3B-4	24
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Устройство синхронизации частоты и времени	Метроном 600	1
Сервер ИВК	-	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/379/26	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС». МВИ 26.51/379/26, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», г. Самара. Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311290 от 16.11.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Филиал Публичного акционерного общества «РусГидро» — «Нижегородская ГЭС»
(Филиал ПАО «РусГидро» — «Нижегородская ГЭС»)

ИНН 2460066195

Юридический адрес: 606520, Нижегородская обл., Городецкий р-н, г. Заволжье

Телефон: 8 (83161) 7-96-79

E-mail: nigges@rushydro.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125124, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, к. 12, этаж 2 помещ. II ком. 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещ. №1

Телефон: 8 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312560

Регистрационный № 98137-26

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЗИД»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЗИД» (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), 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) АО «ЗИД», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ) и программное обеспечение «Пирамида 2000» (ПО), АРМ энергосбытовой организации – субъекта оптового рынка.

Первичные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые с первичными напряжениями 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 сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование

и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Сервер БД ИВК раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP отчеты в формате XML на АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка. АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка отправляет с использованием ЭП данные отчеты в формате XML по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ, всем заинтересованным субъектам и другим заинтересованным лицам в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы серверов и УСВ.

Шкала времени в СОЕВ формируется на основе информации о национальной шкале координированного времени UTC(SU), принимаемой УСВ от глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера БД с УСВ проводится автоматически. При расхождении шкал времени сервера БД и УСВ, равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени сервера БД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера БД осуществляется автоматически при каждом обращении к счетчику, но не реже 1 раза в сутки. При расхождении шкал времени счетчиков и сервера БД, равном или более 2 с, проводится коррекция шкалы времени счетчиков.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ (№1414.01) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, а также в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	КТП 79-166 6 кВ, РУ 0,4 кВ, яч.фид.11, КЛ 0,4кВ ф.11	ТТЕ-30 Кл. т. 0,5S Ктт 250/5 Рег. № 73808-19	-	ТЕ2000.65.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная реактивная	±0,9 ±2,3	±3,9 ±6,8
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 для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК № 1 от $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ 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 УСВ на аналогичное утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера БД 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	1
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, °C – счетчиков электроэнергии, °C – сервера БД, °C – УСВ, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{смк} от –45 до +50 от –10 до +50 от +10 до +30 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - профиль нагрузки с получасовым интервалом, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений, год, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера БД 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 счётчика:
- параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервера БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

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 АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТТЕ-30	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ТЕ2000.65.00.00	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС. 1414.01 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 «ЗИД», 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 «Завод им. В.А. Дегтярева»

(АО «ЗИД»)

ИНН 3305004083

Юридический адрес: 601900, Владимирская обл., г. Ковров, ул. Труда, д. 4

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

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

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312736

Регистрационный № 98138-26

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ПЭС» (ВК)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ПЭС» (ВК) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

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

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

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

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

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

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит устройство синхронизации времени, которое синхронизировано с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера БД с УССВ проводится автоматически. При расхождении шкал времени сервера БД и УССВ, равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени сервера БД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера БД осуществляется автоматически с периодичностью 1 раз в сутки. При расхождении шкал времени счетчиков и сервера БД, равном или более 2 с, проводится коррекция шкалы времени счетчиков.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1486) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав 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	Счётчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ЭС-2 Центральной ТЭЦ, ФРУН-6 кВ 2 секция СШ 6 кВ яч.221а КЛ-6 кВ КТП-3	ТПУ 40.23 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 45424-10	ТJP 4.0 Кл. т. 0,5 Ктн $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 51401-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-20	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,2
						реактивная	±2,8	±5,4
2	ЭС-2 Центральной ТЭЦ, ФРУН-6 кВ яч.103а КЛ-6 кВ ФСН-1ВК	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 2000/5 Рег. № 69606-17	ТJP 4.0 Кл. т. 0,5 Ктн $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,2
						реактивная	±2,8	±5,4
3	ЭС-2 Центральной ТЭЦ, ФРУН-6 кВ яч.523а КЛ-6 кВ ФСН-2ВК	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 2000/5 Рег. № 69606-17	ТJP 4.0 Кл. т. 0,5 Ктн $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,2
						реактивная	±2,8	±5,4
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 для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 °С до +45 °С.
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, 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 БД 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	3
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 БД, °C - УССВ, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от –25 до +40 от 0 до +45 от +10 до +30 от –25 до +60
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 БД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер БД: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	114 30 3,5

Надежность системных решений:

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

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках (функция автоматизирована);
- сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- 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	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПУ 40.23	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	6
Трансформаторы напряжения	ТНР 4.0	15
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	ПЭС.411711.АИИС.1486 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 «ПЭС» (ВК), 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 «Петроэлектросбыт»

(АО «ПЭС»)

ИНН 7812013775

Юридический адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 10, лит. А, помещ. 1Н

Телефон: (812) 334-76-01

Web-сайт: www.petroelektrosbyt.ru

E-mail: pes@pes.spb.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Петроэлектросбыт»

(АО «ПЭС»)

ИНН 7812013775

Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 10, лит. А, помещ. 1Н

Телефон: (812) 334-76-01

Web-сайт: www.petroelektrosbyt.ru

E-mail: pes@pes.spb.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

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

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

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Кемеровская ГРЭС 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 (ИВКУЭ), 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 в виде 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 и 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 ГРЭС 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 ГРЭС, ошиновка 0,4 кВ КТП-2, пр. 3, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ТЕ2000 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
2	Кемеровская ГРЭС, РУСН-0,4 кВ ОКС, 1 сек., п. 7, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ТЕ2000 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная
3	Кемеровская ГРЭС, РУ-0,4 кВ Мех.цеха, пр. 3, КЛ-0,4 кВ (раб.пит.)	ТТЕ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	ТЕ2000 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная
4	Кемеровская ГРЭС, пр. 8 0,4 кВ КТП-1 Мех. цеха, КЛ-0,4 кВ (рез.пит.)	ТТЕ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	ТЕ2000 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная
5	Кемеровская ГРЭС, сборка 0,4 кВ LS01R01, КЛ-0,4 кВ Здания главной конторы	—	—	ТЕ2000 Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная
6	Кемеровская ГРЭС, пр.4 0,4 кВ КТП-1 Мех.цеха, КЛ-0,4 кВ гараж	ТТЕ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	ТЕ2000 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	Кемеровская ГРЭС, пр. 2 0,4 кВ КТП-1 Мех.цеха, КЛ-0,4 кВ	ТТИ 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	ТЕ2000 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
8	Кемеровская ГРЭС, РУСН-0,4 кВ БРТС, 2 сек., п. 12, КЛ-0,4 кВ	ТТЕ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	ТЕ2000 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная
9	Кемеровская ГРЭС, РУСН-0,4 кВ БРТС, 2 сек., п. 11, КЛ-0,4 кВ	ТТЕ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	ТЕ2000 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная
10	Кемеровская ГРЭС, Сборка 0,4 кВ КА- 16, п. 3, ШУ-0,4 кВ Мегафон 1	—	—	ТЕ2000 Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная
11	Кемеровская ГРЭС, Сборка 0,4 кВ КА- 16, п. 2, ШУ-0,4 кВ Мегафон 2	—	—	ТЕ2000 Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная
12	Кемеровская ГРЭС, РУСН-0,4 кВ БРТС, 2 сек., п. 13, КЛ-0,4 кВ ООО Творец (ввод №2)	ТТЕ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	ТЕ2000 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная
13	Кемеровская ГРЭС, РУСН-0,4 кВ БРТС, п. 6, КЛ-0,4 кВ ООО Творец (ввод №1)	ТТЕ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	ТЕ2000 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ, яч.21, ф.1	ТПОЛ-СВЭЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 45425-10	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	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 ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ, яч.21, ф.2	ТПОЛ-СВЭЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 45425-10		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
16	Кемеровская ГРЭС, ТГ-11 10,5 кВ	ТШВ15 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5718-76	ЗНОМ-15-63 (10000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,2S Рег. № 16666-97		активная
17	Кемеровская ГРЭС, ТГ-12 10,5 кВ	ТШ-20 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 8771-09	ЗНОМ-15-63 (10000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,2S Рег. № 16666-97		активная
18	Кемеровская ГРЭС, ТГ-13 10,5 кВ	ТШ 20 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 8771-82	ЗНОЛ.06 (10000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,2S Рег. № 16666-97		активная
19	Кемеровская ГРЭС, ТГ-3 10,5 кВ	ТЛШ10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-89	ЗНОЛ.09 (10000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
20	Кемеровская ГРЭС, ТГ-5 10,5 кВ	ТЛШ10 4000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-89	ЗНОЛ.09 (10000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	Кемеровская ГРЭС, ТГ-6 10,5 кВ	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.09 (10000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	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 ГРЭС, ТГ-7 10,5 кВ	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
23	Кемеровская ГРЭС, ТГ-9 6,3 кВ	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 21255-01	ЗНОМ-15-63 (6000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
24	Кемеровская ГРЭС, ТГ-10 6,3 кВ	ТШЛ-20 8000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 36053-07	ЗНОМ-15-63 (6000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
25	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ, 1 СШ, яч.29, КЛ 10 кВ Токем Ф-4	ТПОФ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
26	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ, 1 СШ, яч.43, КЛ 10 кВ Токем Ф-2	ТПОФ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
27	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ, яч.45	ТПОФ 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ, 1 СШ, яч.49, КЛ 10 кВ в/н Химпром Т-6-02	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	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 ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ, 1 СШ, яч.59, КЛ 10 кВ Химпром Ф-1	ТПОЛ-10 У3 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 51178-12		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
30	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ, 1 СШ, яч.57, КЛ 10 кВ Химпром Ф-2	ТПОЛ-10 У3 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 51178-12		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
31	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ, 2 СШ, яч.46, КЛ 10 кВ в/н Химпром Т-6-01	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
32	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ, яч.54	ТПОФ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
33	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ, 2 СШ, яч.56, КЛ 10 кВ Токем Ф-1	ТПОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 45425-10		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
34	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ, 2СШ, яч.58, КЛ 10 кВ Химпрм Ф-3	ТПОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 45425-10		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
35	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ, 2 СШ, яч.60, КЛ 10 кВ Химпром Ф-0	ТПОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 45425-10	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	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 ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ, яч.63	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
37	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ, 3 СШ, яч.9, КЛ 10 кВ Химпром Ф-5	ТПОЛ-10 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
38	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ, 3 СШ, яч.10, КЛ 10 кВ Химпром Ф-6	ТПОЛ 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-11		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
39	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ, 3 СШ, яч.11, КЛ 10 кВ Токем Ф-3	ТПОФ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
40	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5кВ яч.37	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
41	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5кВ яч.44	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
42	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5кВ яч.14	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	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
43	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ яч.47	ТПОФ 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
44	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ яч.53	ТПОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 45425-10		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
45	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ яч.40	ТПОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 45425-10	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
46	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ яч.50	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
47	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ яч.52	ТПОФ 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
48	Кемеровская ГРЭС, КРУ-10,5 кВ яч.61А	ТЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-05		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
49	Кемеровская ГРЭС, КРУ-10,5 кВ яч.62А	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	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
50	Кемеровская ГРЭС, КРУ-10,5 кВ яч.61Б	ТОЛ-10-І 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
51	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ яч.3	ТПОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 45425-10	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
52	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ яч.5	ТПОЛ-10 У3 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 51178-12		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
53	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ яч.7	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-08		ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
54	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10,5 кВ яч.38	ТПОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
55	Кемеровская ГРЭС, ГРУ-10 кВ яч.15, ф.2	ТПЛ-10-М 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
56	Кемеровская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Кемеровская ГРЭС - ПС № 30 Химпром (ВЛ-110кВ Химпром-1)	ТВ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 46101-10	НАМИ-110 УХЛ1 (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,2S Рег. № 16666-97	УСПД: ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная
57	Кемеровская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Кемеровская - Кемеровская ГРЭС (ВЛ-110 кВ Кемеровская)	ТВ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 46101-10	Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,2S Рег. № 16666-97		активная
58	Кемеровская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Кемеровская ГРЭС - ПС № 30 Химпром (ВЛ-110кВ Химпром-2)	ТВ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 46101-10	НАМИ-110 УХЛ1 (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,2S Рег. № 16666-97		активная
59	Кемеровская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Заисkitимская - Кемеровская ГРЭС с отпайкой на ПС Космическая (ВЛ-110 кВ Заисkitимская)	ТВ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 46101-10	Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,2S Рег. № 16666-97		активная
60	Кемеровская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Кемеровская ГРЭС - Рудничная I цепь (ВЛ-110 кВ Рудничная -1)	ТРГ-110 П* 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 26813-06	НАМИ (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,2S Рег. № 16666-97		активная
61	Кемеровская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Кемеровская ГРЭС - Рудничная II цепь (ВЛ-110 кВ Рудничная -2)	ТРГ-110 П* 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 26813-06	НАМИ (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,2S Рег. № 16666-97		активная
62	Кемеровская ГРЭС, ОРУ-35 кВ, ВЛ- 35 кВ Кемеровская ГРЭС - ПС Предкомбинат с ответвлением на ПС Западная и ПС Индустриальная (ВЛ-35- А-1)	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3187-72	ЗНОЛ-35Ш ЗНОЛ(П)-СВЭЛ (35000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Кл. т. 0,2 Рег. № 21257-06 Рег. № 67628-17	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
63	Кемеровская ГРЭС, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Кемеровская ГРЭС - ПС Транзитная с ответвлением на ПС Западная (ВЛ-35- А-2)	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3187-72	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ ЗНОЛ-35Ш (35000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,2 Рег. № 67628-17 Рег. № 21257-06	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
64	Кемеровская ГРЭС, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Кемеровская ГРЭС - ПС Транзитная (ВЛ-35-А-3)	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3187-72	ЗНОЛ-35Ш (35000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,2 Рег. № 21257-06	ЕвроАЛЬФА Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97		активная
65	Кемеровская ГРЭС, РУСН-0,4 кВ БРТС, п.3, КЛ-1 0,4 кВ в сторону ЭЗС 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

П р и м е ч а н и я

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

2 Допускается замена 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 – 4; 6 – 9; 12; 13 (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
5; 10; 11; 65 (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
14; 15; 33 – 35; 37; 38; 41; 44; 45; 50; 53; 55 (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
16 (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
17; 18 (ТТ 0,2; 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
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,0	1,6	1,0	1,3	1,8
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,4	2,3	1,2	1,6	2,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,5	2,3	1,2	1,7	2,4
19 – 23; 25 – 32; 36; 39; 40; 42; 43; 46 – 49; 51; 52; 54 (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
24 (ТТ 0,2; 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	1,7	1,6	2,1	2,4
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,5	2,3	1,8	2,3	2,9
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	2,5	1,8	2,5	3,0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
56 – 61 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,1	1,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,6	0,9	1,3	0,8	1,2	1,5
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,3	2,0	1,3	1,5	2,2
62 – 64 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,0	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,8	1,7	2,3	3,3
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,8	3,0	5,4	2,2	3,4	5,7
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 – 4; 6 – 9; 12; 13 (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		
5; 10; 11 (Счетчик 1,0)	$0,2I_{\text{Г}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	3,6	3,6		
	$0,1I_{\text{Г}} \leq I < 0,2I_{\text{Г}}$	1,0	1,0	3,6	3,6		
	$0,05I_{\text{Г}} \leq I < 0,1I_{\text{Г}}$	1,5	1,5	3,8	3,8		
65 (Счетчик 2,0)	$0,2I_{\text{Г}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	2,0	2,0	6,4	6,4		
	$0,1I_{\text{Г}} \leq I < 0,2I_{\text{Г}}$	2,0	2,0	6,4	6,4		
	$0,05I_{\text{Г}} \leq I < 0,1I_{\text{Г}}$	2,5	2,5	6,6	6,6		

Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ± 5 с

П р и м е ч а н и я

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до $+40$ °С.

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

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	65
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - 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 $I_{макс}$ от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - 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 $I_{макс}$ от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5
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	ТПОЛ-СВЭЛ	23
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	6
Трансформатор тока	ТТЕ	21
Трансформатор тока	ТТИ	3
Трансформатор тока	ТШВ15	3
Трансформатор тока	ТШ-20	3
Трансформатор тока	ТШ 20	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТЛШ10	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	33
Трансформатор тока	ТШЛ 20	3
Трансформатор тока	ТШЛ-20	3
Трансформатор тока	ТПОФ	21
Трансформатор тока	ТПОЛ-10 УЗ	9
Трансформатор тока	ТПОЛ	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	3
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	3
Трансформатор тока	ТВ	21
Трансформатор тока	ТРГ-110 П*	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.09	9
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35Ш	7
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ	2
Счетчик электрической энергии	ЕвроАЛЬФА	51
Счетчик электрической энергии	ТЕ2000	13
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК	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 555.00.000 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 ГРЭС 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 № 98140-26

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики тепла с радиомодулем ИОН

Назначение средства измерений

Счетчики тепла с радиомодулем ИОН (далее - теплосчетчики) предназначены для измерений объемного расхода жидкости, температуры, разности температур теплоносителя и измерений текущего времени в автономном режиме в закрытых системах тепло- и водоснабжения, вычисления количества тепловой энергии и отображения тепловой мощности.

Описание средства измерений

Принцип действия теплосчетчиков основан на измерении первичным преобразователем объема, температуры, разности температур и последующей обработке информации по заданному алгоритму, а также преобразовании полученных аналоговых сигналов в цифровые, обработке полученной информации с последующим вычислением объемного расхода, количества тепловой энергии и отображением тепловой мощности, а также измерений текущего времени в автономном режиме.

Конструктивно теплосчетчики состоят из первичного преобразователя (датчика) объемного расхода, двух пар термопреобразователей сопротивления и вычислителя.

Первичный преобразователь объемного расхода теплосчетчиков устанавливается в подающий и обратный трубопроводы в закрытых системах теплоснабжения.

Ультразвуковой преобразователь расхода измеряет расход теплоносителя с помощью ультразвуковых импульсов, попеременно посылаемых в направлении потока и против него. Время прохождения сигнала от излучателя к приемнику в направлении потока сокращается. Время прохождения против потока соответственно увеличивается. На основе разности измеренных значений времени рассчитывается расход.

Комплект термопреобразователей сопротивления измеряет температуру теплоносителя в прямом и обратном трубопроводах.

Результаты измерений преобразователя расхода и комплекта термопреобразователей сопротивления при помощи проводной связи передаются в вычислитель.

Теплосчетчики выпускаются в двух модификациях ИОН и ИОН-Велес: модификация ИОН-Велес, в отличие от модификации ИОН, имеет выходной импульсный сигнал для передачи измеренной информации на сервер диспетчеризации.

Заводской номер наносится на боковую панель теплосчетчиков любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид теплосчетчиков и места ограничения доступа к местам настройки (регулировки) и места нанесения заводского номера представлены на рисунке 1. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба с нанесением знака поверки.



а) вычислитель с термопреобразователями сопротивления

б) первичный преобразователь расхода

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

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) теплосчетчиков состоит из встроенного ПО. Встроенное ПО является метрологически значимым и устанавливается в интегрированной памяти при выпуске теплосчетчика из производства.

ПО предназначено для сбора, преобразования, обработки, отображения на дисплее (индикаторном устройстве) вычислителя измерительной информации, а также передачи результатов измерений и диагностической информации.

Метрологические характеристики теплосчетчиков нормированы с учетом влияния встроенного ПО.

Конструкция теплосчетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

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

Идентификационные данные встроенного ПО теплосчетчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	IoN2003RF
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	v2003
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нижний предел измерений объемного расхода G_H жидкости, $\text{м}^3/\text{ч}$	0,012
Верхний предел измерений объемного расхода G_B жидкости, $\text{м}^3/\text{ч}$	1,2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода жидкости, %	$\pm(2+0,02 \cdot G_B/G^1)$
Диапазон измерений температуры теплоносителя, $^{\circ}\text{C}$	от +4 до +95
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры теплоносителя, $^{\circ}\text{C}$	$\pm(0,6+0,004 \cdot t^2)$
Наименьший предел измерений разности температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах Δt_H , $^{\circ}\text{C}$	3
Наибольший предел измерений разности температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах Δt_B , $^{\circ}\text{C}$	70
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах, %	$\pm(0,5+3 \cdot \Delta t_H/\Delta t^3)$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тепловой энергии теплосчетчика, %	$\pm(3+4 \cdot \Delta t_H/\Delta t + 0,02 \cdot G_B/G)$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений текущего времени в автономном режиме, %	$\pm 0,05$
П р и м е ч а н и я: 1 - G – измеренное значение объемного расхода теплоносителя, $\text{м}^3/\text{ч}$. 2 - t – измеренное значение температуры прямого или обратного потоков теплоносителя, $^{\circ}\text{C}$. 3 - Δt – измеренное значение разности температур, $^{\circ}\text{C}$.	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Коммуникационный протокол выходного цифрового сигнала (RS-485)	M-Bus
Коммуникационный протокол выходного цифрового сигнала (868 МГц)	RTH
Диаметр условного прохода D_y , мм	15*
Порог чувствительности, м ³ /ч	0,003
Максимальное рабочее давление, МПа	1,6
Потеря давления при постоянном расходе G_v , МПа, не более	0,025
Степень защиты первичного преобразователя измерений объема, температуры и разности температур, обеспечиваемая оболочкой, по ГОСТ 14254-2015	IP54
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока от стационарного источника питания, В – номинальное напряжение постоянного тока от встроенного элемента питания, В	от 21,6 до 26,4 3,6
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	110×80×96
Масса, кг, не более	0,75
Рабочие условия измерений: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность воздуха при температуре окружающей среды +35 °C, %, не более	от +5 до +55 95

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	104 000
Средний срок службы, лет	12

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом и на лицевую панель теплосчетчика любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик тепла с радиомодулем	ИОН	1 шт.
Паспорт	IoN2003RF ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	IoN2003RF РЭ	1 экз.
Упаковка	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.10 «Сбор информации» документа IoN2003RF РЭ «Счетчик тепла с радиомодулем ИОН. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 51649-2014 «Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 января 2026 года № 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 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»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

ДСВР.421443.203 «Счетчики тепла с радиомодулем ИОН. Технические условия»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИнТехСервис»

(ООО «ИнТехСервис»)

Адрес юридического лица: 426035, Удмуртская республика, г.о. Город Ижевск, г. Ижевск, ул. Тимирязева, д. 13, кв. 357

ИНН 1833024880

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИнТехСервис»

(ООО «ИнТехСервис»)

Адрес юридического лица: 426035, Удмуртская республика, г.о. Город Ижевск, г. Ижевск, ул. Тимирязева, д. 13, кв. 357

Адрес места осуществления деятельности: 426035, Удмуртская республика, г.о. Город Ижевск, г. Ижевск, ул. Тимирязева, д. 13

ИНН 1833024880

Испытательный центр

Акционерное общество «Медтехника»

(АО «Медтехника»)

Адрес: 400002, Волгоградская обл., г. Волгоград, ул. Революционная, д. 57 А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314864

Регистрационный № 98141-26

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа
СИКГ «Газ ВД на ГФУ»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа СИКГ «Газ ВД на ГФУ» (далее – СИКГ) предназначена для измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа (далее – газ), приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ основан на косвенном методе динамических измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям. Объемный расход газа при рабочих условиях измеряется с помощью датчика расхода газа и приводится к стандартным условиям методом «pTZ-пересчет» системой сбора и обработки информации (далее – СОИ) на основе измеренных значений абсолютного давления газа, температуры газа и вычисленного в соответствии с ГСССД МР 113–03 коэффициента сжимаемости газа. Объем газа, приведенный к стандартным условиям, вычисляется интегрированием по времени объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям. Вычисление коэффициента сжимаемости газа производится СОИ на основе данных о компонентном составе газа, введенных вручную в вычислитель в виде условно-постоянных значений. Компонентный состав газа определяют в лаборатории в соответствии с ГОСТ 31371.7–2023.

Конструктивно СИКГ состоит из технологической части и СОИ.

В состав технологической части СИКГ входит одна измерительная линия (DN 300).

На измерительной линии установлены:

- датчик расхода газа ДРГ.М (рег. № 26256-06) модификации ДРГ.МЗЛ-200-400;
- преобразователь давления измерительный АИР-20/М2 (рег. № 63044-16) модификации АИР-20Exd/М2-Н-ДА;
- преобразователь температуры программируемый ТСПУ 031 (рег. № 46611-16).

СОИ СИКГ реализована на базе вычислителя УВП-280 (рег. № 53503-13) модификации УВП-280А.01 (далее – вычислитель) и автоматизированного рабочего места оператора.

Оборудование СОИ размещено в шкафу автоматики, которая установлена в помещении аппаратной (контроллерной) мобильной установки предварительного сброса воды «МУПСВ-Соровская».

Основные функции СИКГ:

- измерение в автоматическом режиме объемного расхода газа при рабочих условиях, абсолютного давления и температуры газа;
- вычисление физических свойств газа по ГСССД МР 113–03;
- вычисление объемного расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа);

- ввод условно-постоянных параметров;
- отображение (индикация) результатов измерений и вычислений;
- регистрация и хранение текущих значений измеренных и вычисленных параметров, а также архива внештатных ситуаций;
- формирование и хранение отчетов об измеренных и вычисленных параметрах;
- передача информации об измеренных и вычисленных параметрах на верхний уровень;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

К данному типу средства измерений относится СИКГ с заводским № 608.

Заводской номер СИКГ в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен типографским способом на титульный лист паспорта и методом лазерной гравировки на фирменную маркировочную табличку, закрепленную к теплоизоляционному защитному корпусу технологической части СИКГ.

Конструкция СИКГ и условия эксплуатации СИКГ не предусматривают нанесение знака поверки. Пломбирование СИКГ не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ обеспечивает реализацию функций СИКГ. ПО СИКГ реализовано на базе встроенного ПО вычислителя.

Защита ПО СИКГ от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации ПО вычислителя (вычисление цифрового идентификатора ПО и вывод его значения на показывающее устройство вычислителя) и защиты от несанкционированного доступа.

ПО СИКГ защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров при помощи пломбируемой защитной планки на лицевой панели вычислителя, многоуровневой системы паролей, ведением журнала событий.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО вычислителя
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.13
Цифровой идентификатор ПО	4DF582B6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC 32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 976 до 37542
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, %	±2,5

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	свободный нефтяной газ
Объемный расход газа в рабочих условиях, м ³ /ч	от 1125 до 22500
Абсолютное давление газа, МПа	от 0,1 до 0,16

Наименование характеристики	Значение
Температура газа, °С	от +5 до +60
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - напряжение постоянного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 187 до 242 от 21,6 до 26,4 50±1
Условия эксплуатации: а) температура окружающего воздуха, °С: - в местах установки датчика расхода газа, преобразователей давления и температуры (оснащены термочехлами) - в месте установки вычислителя б) относительная влажность воздуха при температуре плюс 35 °С и более низких температурах (без конденсации влаги), %, не более в) атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 от +15 до +25 95 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа СИКГ «Газ ВД на ГФУ»	—	1
Паспорт	СИКГ-ВД-00.000.00 ПС	1
Руководство по эксплуатации	СИКГ-ВД-00.000.00 РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем свободного нефтяного газа. Методика измерений системой измерений количества и параметров свободного нефтяного газа СИКГ «Газ ВД на ГФУ», аттестованная ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология» (номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314404), свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 016/RA.RU.314404/2025, регистрационный номер ФР.1.29.2025.52013.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 11 мая 2022 года № 1133 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Юганскнефтегаз»
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)
ИНН 8604035473

Юридический адрес: 628301, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г.о. Нефтеюганск, г. Нефтеюганск, ул. Ленина, стр. 26

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МЦЭ-СК»
(ООО «МЦЭ-СК»)
ИНН 5635020841
Адрес: 109469, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Марьино, б-р Перервинский,
д. 27, к. 1, помещ. 10Н

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)
Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263
Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н,
г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2
Телефон: +7 (495) 108-69-50
E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314164

Регистрационный № 98142-26

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счётчики электрической энергии статические Милур 109

Назначение средства измерений

Счётчики электрической энергии статические Милур 109 (далее – счётчики) предназначены для измерений и учёта электрической активной и реактивной энергии в двухпроводных сетях переменного тока напряжением 230 В частотой 50 Гц в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, измерений параметров сети: среднеквадратических значений фазного напряжения переменного тока, среднеквадратических значений силы переменного тока в цепях фазы и нейтрали, разности токов между фазой и нейтралью, коэффициента мощности $\cos\varphi$, коэффициента реактивной мощности $\tg\varphi$, активной, реактивной и полной мощности, а также измерений показателей качества электрической энергии согласно ГОСТ 32144-2013: положительного и отрицательного отклонения напряжения, частоты и отклонения основной частоты напряжения, длительности и глубины провала напряжения, длительности и величины перенапряжения.

Описание средства измерений

Принцип действия счётчиков основан на учете информации, получаемой с импульсных выходов высокопроизводительного специализированного микроконтроллера – измерителя электрической энергии. В зависимости от модификации в счётчиках присутствуют один или два преобразователя тока. В качестве датчика напряжения используется резистивный делитель, включенный в параллельную цепь напряжения. Микроконтроллер реализует управляющие алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память. Управление узлами производится микроконтроллером через аппаратно-программные интерфейсы, реализованные на его портах ввода/вывода. Счётчики измеряют количество протекающей через него электрической энергии путём перемножения измеренных им мгновенных значений напряжения и тока с последующим накоплением результата.

Счётчики соответствуют требованиям предъявляемым к приборам учета электрической энергии, которые могут быть присоединены к интеллектуальной системе учета, согласно разделу III, п. 28, п. 29 Постановления Правительства РФ от 19 июня 2020 г. № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)».

Счётчики имеют встроенные часы реального времени и предназначены для организации многотарифного дифференцированного учета по времени суток. Переключение тарифов в счётчиках осуществляется с помощью внутреннего тарификатора, который определяет номер текущего тарифа по указанным в тарифном расписании временным зонам в пределах суток.

Коррекция (синхронизация) времени осуществляется как вручную через доступные программные интерфейсы, так и автоматически.

В качестве счётного механизма в счётчиках используется жидкокристаллический индикатор (далее – ЖКИ), отображающий режим работы и значения параметров. К счётчикам

может быть подключен отдельный блок индикации с ЖКИ, представляющем собой переносное устройство для дистанционного считывания информации со счётчика (блок индикации Милур Т). Визуализация рабочего состояния осуществляется посредством светодиодов импульсных выходов и обновления информации на ЖКИ. Счётчики, оборудованные интерфейсом Bluetooth, позволяют считывать с них данные при помощи смартфонов, планшетов и компьютеров.

Счётчики имеют функцию дистанционного отключения (ограничения)/включения нагрузки посредством внешней команды по любому из интерфейсов связи, а также самостоятельно, согласно выбранной логике работы, а также присутствует возможность физической (аппаратной) блокировки.

Счётчики имеют возможность фиксировать воздействие сверхнормативного постоянного и переменного магнитного поля, а также изменения температуры внутри корпуса. Полученные счётчиками данные и события записываются в энергонезависимую память.

Счётчики поддерживают следующие интерфейсы связи, в зависимости от модификации:

- оптический порт (основной интерфейс, присутствует во всех исполнениях);
- RS-485;
- универсальный проводной интерфейс;
- радиointерфейсы;
- различные цифровые стандарты мобильной связи;
- интерфейсы для передачи данных по силовым линиям связи.

Счётчики поддерживают возможность установки сменных модулей связи, как с внешними, так и с внутренними антеннами.

Счётчики обеспечивают регистрацию и хранение в энергонезависимой памяти измеряемых и контролируемых параметров, а также внешних воздействий и внутренних событий, в виде журналов и списков.

Счётчики могут эксплуатироваться автономно или в автоматизированной системе сбора данных о потребляемой электрической энергии.

Счётчики состоят из следующих узлов:

- корпус;
- клеммные колодки (силовая - для подключения сети, слаботочная - для импульсных выходов, дополнительных интерфейсов);
- клеммные крышки;
- крышка корпуса;
- измерительный модуль;
- дополнительные сменные модули связи (в случае установки).

В счётчиках предусмотрена возможность установки и замены дополнительного (заменяемого) источника питания без нарушения поверительных клейм.

Степень защиты счётчиков от проникновения пыли и воды - IP51 в соответствии с ГОСТ 14254-2015.

Счётчики имеют несколько модификаций, отличающихся:

- наличием и типом интерфейсов связи;
- функциональными возможностями;

Класс характеристик процесса измерений показателей качества электроэнергии счётчиков соответствует классу S согласно ГОСТ IEC 61000-4-30 (в том числе поддерживается концепция маркирования данных).

Структура условного обозначения счётчиков:

Милур 109.

	□□ - □	□ - □	□ - □□□□	□ - □	□□□ - □	□	□	□	Тип подключаемого сменного модуля связи: □ – стандартный; х – варианты модуля связи. Измерительный элемент в «нулевом» проводе: □ – отсутствует; Т – присутствует. Наличие встроенного реле отключения нагрузки: □ – отсутствует; D – присутствует. Дополнительные возможности ПУ¹⁾: □ – стандартное исполнение; xxx – функциональные возможности (цифры и латинские символы) Тип корпуса: 1 – миниатюрное исполнение DIN Наличие модуля СКЗИ: □ – отсутствует; Схх - модуль СКЗИ, где хх - вариант модуля связи Наличие интерфейсов связи²⁾: Vхх – Bluetooth, где хх - вариант модуля связи Gхх – GSM, где хх - вариант модуля связи Hхх – GSM LTE, где хх - вариант модуля связи Kхх – GSM NB IoT, где хх - вариант модуля связи Pхх – PLC, где хх - вариант модуля связи Rхх – RS-485, где хх - вариант модуля связи Uхх – универсальный проводной интерфейс, где хх - вариант модуля связи Vхх – радиointерфейс Lora 868 МГц, где хх - вариант модуля связи Zхх – наличие радио интерфейса связи, где хх - вариант модуля связи Номинальное напряжение: 2 - 230 В Базовый (максимальный) ток; класс по активной/реактивной энергии: 3 – 5 (100) А; 1/1 4 – 5 (80) А; 1/1 Обозначение конструктивной особенности (может принимать значения от 1 до 99)¹⁾
Наименование типа									

Примечания:

¹⁾ возможные варианты отражают используемые элементы счетчиков с различным уровнем локализации на территории Российской Федерации, не влияющие на нормируемые метрологические характеристики;

²⁾ все модификации счетчика имеют оптопорт.

Заводской номер наносится на корпус счётчиков любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид счётчиков с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба с оттиском службы контроля качества (СКК) изготовителя и пломба энергоснабжающей организации, пломба со знаком поверки представлен на рисунке 2. Общий вид выносного блока индикации Милур Т представлен на рисунке 3.

Кроме механического пломбирования в счётчиках предусмотрено электронное пломбирование корпуса, клеммных крышек, крышки сменной батареи и сменного модуля связи. Электронные пломбы являются энергонезависимыми от внешнего питания счётчика.

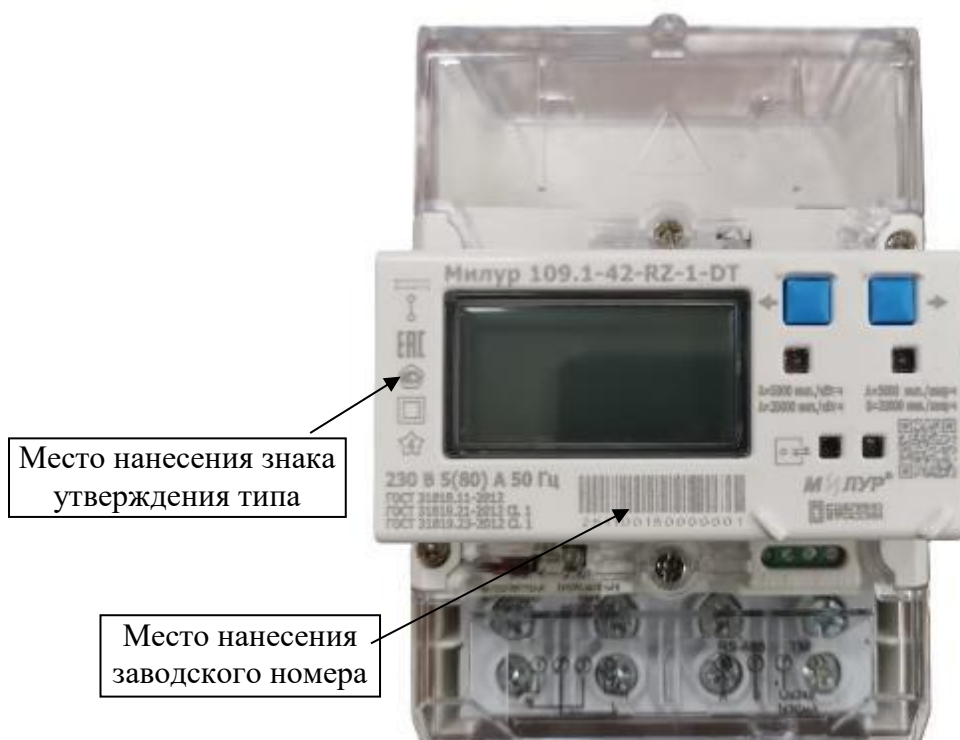


Рисунок 1 – Общий вид счётчиков с указанием места нанесения знака утверждения типа и места нанесения заводского номера

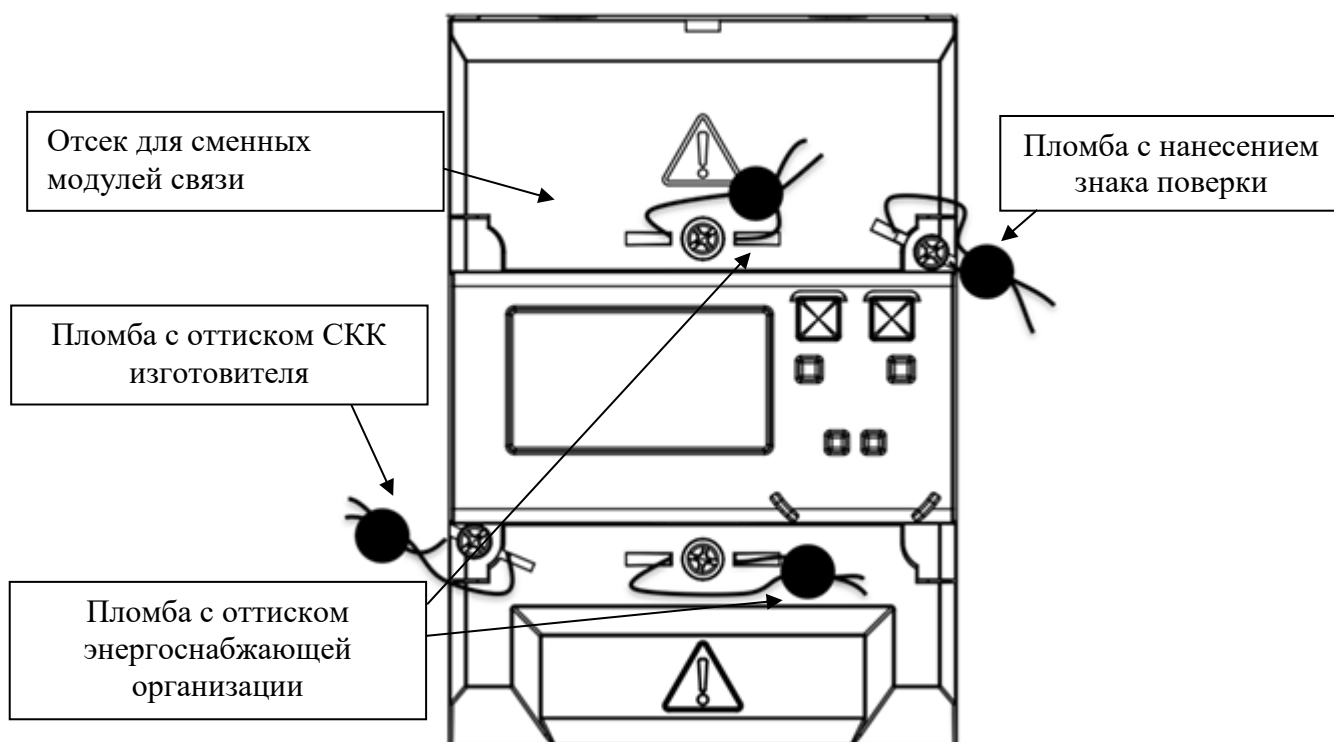


Рисунок 2 – Схема пломбировки счётчиков с указанием места нанесения знака поверки и с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки)



Рисунок 3 – Общий вид выносного блока индикации Милур Т

Программное обеспечение

Встроенное программное обеспечение (далее – ПО) производит обработку информации, поступающей от аппаратной части счётчика, формирует массивы данных и сохраняет их в энергонезависимой памяти, отображает измеренные значения на индикаторе, а также формирует ответы на запросы, поступающие по интерфейсам связи.

Метрологические характеристики счётчиков напрямую зависят от калибровочных коэффициентов, которые записываются в память счётчиков на заводе-изготовителе на стадии калибровки. Метрологические характеристики нормированы с учетом влияния метрологически значимой части ПО.

Метрологически значимая часть ПО, калибровочные коэффициенты и измеренные данные защищены аппаратной перемычкой защиты записи и не доступны для изменения без вскрытия счётчиков. Доступ к параметрам и данным со стороны интерфейсов защищен двумя уровнями доступа с устанавливаемыми паролями. ПО осуществляет ежесуточную самодиагностику счётчика.

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

Идентификационные данные ПО счётчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	FM109
Номер версии метрологически незначимой части (идентификационный номер ПО), не ниже	1.0.1
Номер версии метрологически значимой части (идентификационный номер ПО)	1.0.0
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО	0x852b425f

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс точности при измерении активной электрической энергии в соответствии с ГОСТ 31819.21-2012 (прямого и обратного направления)	1
Пределы допускаемых погрешностей измерений активной электрической мощности прямого и обратного направлений	соответствует классу точности 1 на активную электрическую энергию согласно ГОСТ 31819.21-2012
Класс точности при измерении реактивной электрической энергии в соответствии с ГОСТ 31819.23-2012 (прямого и обратного направления)	1
Пределы допускаемых погрешностей измерений реактивной электрической мощности прямого и обратного направлений	соответствует классу точности 1 на реактивную электрическую энергию согласно ГОСТ 31819.23-2012
Постоянная счётчика в основном режиме/в режиме поверки, имп./кВт·ч (импульсный выход активной энергии)	5000/20000 (в режиме поверки до 25 А)
Постоянная счётчика в основном режиме/в режиме поверки, имп./квар·ч (импульсный выход реактивной энергии)	5000/20000 (в режиме поверки до 25 А)
Номинальное фазное напряжение $U_{ном}$, В	230
Установленный/расширенный рабочий диапазон напряжения, В	от $0,7 \cdot U_{ном}$ до $1,3 \cdot U_{ном}$
Предельный рабочий диапазон напряжения, В	от 0 до $1,3 \cdot U_{ном}$
Базовый ток $I_б$, А	5
Максимальный ток $I_{макс}$, А	80; 100
Номинальная частота сети $f_{ном}$, Гц	50
Диапазон измерений среднеквадратических значений фазного напряжения переменного тока $U_{ф}$, В	от $0,7 \cdot U_{ном}$ до $1,3 \cdot U_{ном}$

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений среднеквадратических значений фазного напряжения переменного тока, В ¹⁾	$\pm 0,005 \cdot U_{\text{ном}}$
Диапазон измерений отрицательного отклонения напряжения $U_{(-)}$, % от $U_{\text{ном}}$	от 0 до 30
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений отрицательного отклонения напряжения, % от $U_{\text{ном}}$ ¹⁾	$\pm 0,5$
Диапазон измерений положительного отклонения напряжения $U_{(+)}$, % от $U_{\text{ном}}$	от 0 до 30
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений положительного отклонения напряжения, % от $U_{\text{ном}}$ ¹⁾	$\pm 0,5$
Диапазон измерений среднеквадратических значений силы переменного тока в цепи фазы I_{ϕ} , А	от $0,05 \cdot I_{\text{б}}$ до $I_{\text{макс}}$
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений среднеквадратических значений силы переменного тока в цепи фазы I_{ϕ} , А ¹⁾	$\pm [I_{\phi, \text{изм}} \cdot 0,01 + 0,02]$
Диапазон измерений среднеквадратических значений силы переменного тока в цепи нейтрали $I_{\text{н}}$, А	от $0,05 \cdot I_{\text{б}}$ до $I_{\text{макс}}$
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений среднеквадратических значений силы переменного тока в цепи нейтрали $I_{\text{н}}$, А ¹⁾	$\pm [I_{\text{н, изм}} \cdot 0,01 + 0,02]$
Диапазон измерений разности токов между фазой и нейтралью $I_{\text{неб}}$ (небаланс токов), А	от $0,01 \cdot I_{\text{б}}$ до $I_{\text{макс}}$
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений разности токов между фазой и нейтралью $I_{\text{неб}}$ (небаланс токов), А ¹⁾	$\pm [I_{\text{неб, изм}} \cdot 0,02 + 0,04]$
Диапазон измерений частоты переменного тока f , Гц	от 42,5 до 57,5
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений частоты переменного тока, Гц ¹⁾	$\pm 0,05$
Диапазон измерений отклонения основной частоты напряжения электропитания Δf , Гц	от -7,5 до +7,5
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений отклонения основной частоты напряжения электропитания, Гц ¹⁾	$\pm 0,05$
Диапазон измерений коэффициента мощности $\cos \varphi$	от -1,00 до -0,25 от 0,25 до 1,00
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений коэффициента мощности $\cos \varphi$, % ¹⁾	± 2
Диапазон измерений коэффициента реактивной мощности $\text{tg} \varphi$	от -57,29 до +57,29
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений коэффициента реактивной мощности $\text{tg} \varphi$, % ¹⁾	± 2
Диапазон измерений полной мощности S , В·А	$0,7 \cdot U_{\text{ном}} \leq U \leq 1,3 \cdot U_{\text{ном}}$ $0,05 \cdot I_{\text{б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений полной мощности, В·А ¹⁾	$\pm [S_{\text{изм}} \cdot 0,01 + 4,5]$
Диапазон измерений перенапряжения $U_{\text{пер}}$, % от $U_{\text{ном}}$	от 100 до 130

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений перенапряжения, % от $U_{ном}^{1)}$	± 1
Диапазон измерений длительности перенапряжения $t_{перU}$, с	от 0,04 до 60
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений длительности перенапряжения, с ¹⁾	$\pm 0,04$
Диапазон измерений глубины провала напряжения $U_{п}$, % от $U_{ном}$	от 70 до 100
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений провала напряжения, % от $U_{ном}^{1)}$	± 1
Диапазон измерений длительности провала напряжения $t_{пU}$, с	от 0,04 до 60
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений длительности провала напряжения, с ¹⁾	$\pm 0,04$
Стартовый ток (чувствительность), А, не более: – по активной энергии (класс точности 1 по ГОСТ 31819.21-2012) – по реактивной энергии (класс точности 1 по ГОСТ 31819.23-2012)	0,02 0,02
Минимальное время между импульсами при измерении активной электрической энергии для счётчиков класса точности 1 по ГОСТ 31819.21-2012 и реактивной электрической энергии для счётчиков класса точности 1 по ГОСТ 31819.23-2012	таблица 3
Ход внутренних часов при наличии и отсутствии внешнего питания во всем рабочем диапазоне температур, с/сут, не хуже	$\pm 5,0$
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха, %	от +21 до +25 от 30 до 80
¹⁾ Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений от влияния изменения температуры окружающего воздуха не превышают 0,05 предела допускаемой основной погрешности при отклонении температуры окружающего воздуха от +21 °С до +25 °С на каждый 1 °С в диапазоне температур условий эксплуатации; $I_{ф,изм}$ – измеряемое значение среднеквадратического значения силы переменного тока в фазе, А; $I_{н,изм}$ – измеряемое значение среднеквадратического значения силы переменного тока в нейтрали, А; $I_{неб,изм}$ – измеряемое значение разности токов между фазой и нейтралью (небаланса токов), А; $S_{изм}$ – измеряемое значение полной мощности, В·А.	
Примечание - Погрешность измерений не зависит от способов передачи измерительной информации при использовании цифровых каналов связи и определяется классами точности применяемых средств измерений.	

Таблица 3 – Минимальное время между импульсами при проверке без тока нагрузки (отсутствие самохода) при измерении активной электрической энергии для счётчиков класса точности 1 и реактивной электрической энергии для счётчиков класса точности 1 (в режиме поверки)

Класс точности	Напряжение переменного тока, В	Минимальное время между импульсами, с
При измерении активной энергии		
1	$1,3 \cdot U_{\text{ном}}$	98
При измерении реактивной энергии		
1	$1,3 \cdot U_{\text{ном}}$	79

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Активная (полная) мощность, потребляемая цепями напряжения, Вт (В·А) (без учета потребления дополнительными интерфейсными модулями), не более	2 (7)
Полная мощность, потребляемая одной цепью тока, В·А, не более	0,1
Габаритные размеры (ширина×длина×высота), мм, не более	90×130×68
Масса, кг, не более	0,6
Предельный ток при температуре +40 °С в течение 2 ч, А	$1,1 \cdot I_{\text{макс}}$
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С: - относительная влажность воздуха при температуре окружающего воздуха +30 °С, %, не более	от -40 до +70 90
Степень защиты от внешних влияющих воздействий по ГОСТ 14254-2015	IP51

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	40
Средняя наработка на отказ, ч	400000

Знак утверждения типа

наносится на панель счётчика методом офсетной печати или другим способом, не ухудшающим качества, на титульные листы руководства по эксплуатации и формуляра - типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии статический Милур 109	РТКВ.411152.004-xx.xx	1 шт.
Формуляр	РТКВ.411152.004ФО	1 экз.
Упаковка	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации ¹⁾	РТКВ.411152.004РЭ	1 экз.
ПО на электронном носителе ¹⁾	-	1 шт.
Методика поверки ²⁾	-	1 экз.
1) Размещено на сайте www.miluris.ru 2) Поставляется по отдельному заказу на партию счетчиков или организациям, производящим поверку и эксплуатацию счетчиков.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Описание и работа счетчика» документа РТКВ.411152.004РЭ «Счетчик электрической энергии статический Милур 109. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

ГОСТ ИЕС 61000-4-30 «Электромагнитная совместимость (ЭМС). Методы испытаний и измерений. Методы измерений качества электрической энергии»

ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»

Приказ Росстандарта от 10.09.2025 г. № 1932 «Об утверждении Государственного первичного эталона единиц электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц и Государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 года № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

РТКВ.411152.004ТУ «Счётчики электрической энергии статические Милур 109. Технические условия»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» п. 6.12, п. 6.13

Постановление Правительства Российской Федерации от 19 июня 2020 г. № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)» раздел III, п. 28, п. 29

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Милур Интеллектуальные Системы»
(ООО «Милур ИС»)
ИНН 7735180786

Адрес юридического лица: 124498, г. Москва, г. Зеленоград, Георгиевский пр-кт, д. 5, эт. 5, помещ. I, ком. 57

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Милур Интеллектуальные Системы»
(ООО «Милур ИС»)
ИНН 7735180786

Адрес юридического лица: 124498, г. Москва, г. Зеленоград, Георгиевский пр-кт, д. 5, эт. 5, помещ. I, ком. 57

Адрес деятельности: 124498, г. Москва, г. Зеленоград, Георгиевский пр-кт, д. 5

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./помещ. 1/1, ком. 14-17

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

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

Регистрационный № 98143-26

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «БГК» для коммерческого учета электроэнергии, потребляемой Филиалом ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «БГК» для коммерческого учета электроэнергии, потребляемой Филиалом ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ с программным обеспечением (ПО), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

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 (получасовая энергия).

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на УСПД, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на третий уровень системы.

На верхнем, третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности 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 производится с третьего уровня АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать в автоматизированном режиме измерительную информацию 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 от других автоматизированных информационно-измерительных систем утвержденного типа.

АИИС КУЭ имеет выделенную на функциональном уровне систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК).

АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется периодически (не реже 1 раза в 1 час). Независимо от наличия расхождения производится синхронизация шкалы времени сервера со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется периодически (не реже 1 раза в 1 сутки). При любом расхождении шкалы времени УСПД от шкалы времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД на ± 1 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени УСПД, но не чаще одного раза в сутки.

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 и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ (№ 001) указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 6, КЛ-6 кВ ф. 6Ш	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 800/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53 (осн. ТН) НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 18178-99 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2 Рег. № 82570-21
2	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 10, КЛ-6 кВ ф. 10Ш	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 814-53	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53 (осн. ТН) НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 18178-99 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 20, КЛ-6 кВ ф. 20Ш	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 (осн. ТН) НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2 Рег. № 82570-21
4	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 22, КЛ-6 кВ ф. 22Ш	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 (осн. ТН) НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
5	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 29, КЛ-6 кВ ф. 29Ш	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 45425-10	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 35, КЛ-6 кВ ф. 35Ш	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 45425-10	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2 Рег. № 82570-21
7	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 37, КЛ-6 кВ ф. 37Ш	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
8	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 41, КЛ-6 кВ ф. 41Ш	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 4 СШ, яч. 42, КЛ-6 кВ ф. 42Ш	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2 Рег. № 82570-21
10	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 43, КЛ-6 кВ ф. 43Ш	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 45425-10	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
11	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 45, КЛ-6 кВ ф. 45Ш	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 45425-10	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 4 СШ, яч. 46, КЛ-6 кВ ф. 46Ш	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 1261-08	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2 Рег. № 82570-21
13	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 49, КЛ-6 кВ ф. 49Ш	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 45425-10	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
14	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 5 СШ, яч. 60, КЛ-6 кВ ф. 60Ш-1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 5 СШ, яч. 60, КЛ-6 кВ ф. 60Ш-2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2 Рег. № 82570-21
16	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 5 СШ, яч. 62, КЛ-6 кВ ф. 62Ш	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 7069-07	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
17	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 5 СШ, яч. 68, КЛ-6 кВ ф. 68Ш-1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 5 СШ, яч. 68, КЛ-6 кВ ф. 68Ш-2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2 Рег. № 82570-21
19	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 6 СШ, яч. 76, КЛ-6 кВ ф. 76Ш	ТОЛ10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 7069-02	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
20	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 6 СШ, яч. 82, КЛ-6 кВ ф. 82Ш-1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 6 СШ, яч. 82, КЛ-6 кВ ф. 82Ш-2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2 Рег. № 82570-21
22	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 6 СШ, яч. 84, КЛ-6 кВ ф. 84Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Примечания:

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

2. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков 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.

3. Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа.

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

5. Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электро-энергии	Границы основной погрешности, $(\pm\delta)$, %	Границы погрешности в рабочих условиях, $(\pm\delta)$, %	Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с
1, 5, 6, 10-13 (ТТ кл.т. 0,5S, ТН кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,2S/0,5 по ГОСТ 30206-94, ГОСТ 26035-83)	активная реактивная	1,1 2,6	2,7 4,4	± 5
2-4, 7-9, 14-16, 18-20, 22 (ТТ кл.т. 0,5, ТН кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,2S/0,5 по ГОСТ 30206-94, ГОСТ 26035-83)	активная реактивная	1,1 2,6	3,0 4,6	± 5
17, 21 (ТТ кл.т. 0,5, ТН кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,2S/0,5 по ГОСТ Р 52323- 2005, ГОСТ Р 52425-2005)	активная реактивная	1,1 2,6	3,0 4,7	± 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. Границы погрешности результатов измерений приведены:
 - при $\cos \varphi=0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{\text{ном}}$ для нормальных условий;
 - при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{\text{ном}}$ для рабочих условий для ИК № 1, 5, 6, 10-13;
 - при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{\text{ном}}$ для рабочих условий для ИК № 2-4, 7-9, 14-22; и температуре окружающего воздуха в местах расположения счетчиков от +5 °С до +40 °С.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	22
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 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 - УСПД, сервера АИИС КУЭ, °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 –40 до +45 от +5 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, 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	90000 72 70000 24 100000 1 35000 2
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных значениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер АИИС КУЭ: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 10 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД и сервера АИИС КУЭ 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.

Защищённость 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:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервера (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств 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 формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	5
Трансформаторы тока	ТОЛ10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	29
Трансформаторы тока	ТПОЛ-СВЭЛ-10	15
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	16
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	20
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер АИИС КУЭ	—	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	1
Формуляр	ФО.411711.АИИС.001	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «БГК» для коммерческого учета электроэнергии, потребляемой Филиалом ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ», 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

Публичное акционерное общество «Акционерная нефтяная Компания «Башнефть»
(ПАО АНК «Башнефть»)

ИНН 0274051582

Юридический адрес: 450052, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса,
д. 30/1

Телефон: +7 (347) 261-61-61

E-mail: info_bn@bn.rosneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания»
(ООО «БГК»)

ИНН 0277077282

Адрес: 450059, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Рихарда Зорге, д. 3

Телефон: +7 (347) 222-86-25

E-mail: office@bgkrb.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации»

(ООО «ПИКА»)

ИНН 3328009874

Адрес: 600016, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81,
каб. 307

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709

Регистрационный № 98144-26

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные измерительные ТЕСТ-2309

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные измерительные ТЕСТ-2309 (далее – системы) предназначены для измерений мгновенных значений напряжения постоянного тока, амплитуды сигналов, частоты импульсных сигналов, длительности фронта (спада) импульсного сигнала, воспроизведения напряжения и силы постоянного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия систем основан на коммутации входных линий со входами и выходами сопрягаемых средств измерений напряжения постоянного тока, амплитуды и частоты сигналов, воспроизведений напряжения и силы постоянного тока.

Конструктивно системы выполнены в виде 19-дюймовой стойки СЭ315 или СЭ315-01 для систем модификации ТЕСТ-2309-01. В состав стойки входят блоки БЭ375 и ИП. В блок БЭ375 входят измеритель мгновенных значений напряжения постоянного тока МН12ИП-РХIе-50В, осциллограф цифровой ОСЦ201-РХIе. Блок ИП включает в себя источник питания программируемый модульный МСП 1600А с установленными в него модулями питания МП40В10А. Измерительные каналы стоек СЭ315 и СЭ315-01 выходят на коммутационную панель КП-2309 и КП-2309-01 соответственно, предназначенную для присоединения к измерительным каналам проверяемого технического устройства. Коммутация между функциональными узлами осуществляется при помощи Ethernet.

Системы выпускаются в двух модификациях ТЕСТ-2309 и ТЕСТ-2309-01, отличающихся количеством каналов воспроизведений напряжения и силы постоянного тока.

Заводской номер наносится на корпус стойки СЭ315 (для модификации ТЕСТ-2309) и СЭ315-01 (для модификации ТЕСТ-2309-01) на маркировочную табличку методом лазерной гравировки в виде цифрового кода.

Общий вид систем с указанием места нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлен на рисунке 1. Пломбирование мест настройки (регулировки) систем не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид систем с указанием мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) систем состоит из встроенного и внешнего ПО. Системы работают под управлением ПО, которое выполняет следующие функции:

- управление модулями системы;
- считывание измерительной информации;
- протоколирование измерительной информации.

Метрологически значимым является встроенное ПО.

Метрологически значимое ПО выделено в файлы библиотеки математических функций Povcalc.so.

Метрологические характеристики систем нормированы с учетом влияния встроенного ПО.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО систем приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Операционная система	Linux
Идентификационное наименование	povCalc.so
Номер версии ПО, не ниже	1.0
Цифровой идентификатор ПО	D8349CB9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
МН12ИП-PXIe-50B	
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	от -35 до +35
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения постоянного тока, В	$\pm 0,1$
Количество измерительных каналов напряжения постоянного тока	12
ОСЦ201-PXIe	
Диапазон измерений амплитуды сигналов, В	от 2,5 до 5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуды сигналов, В	$\pm 0,1$
Диапазон измерений частоты импульсных сигналов, кГц	от 1 до 50 000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты импульсных сигналов, %	$\pm 2 \cdot 10^{-3}$
Длительность фронта (спада), нс, не более	15
Количество измерительных каналов осциллографа	2
МСП 1600А со вставкой МП40В10А	
Диапазон воспроизведений напряжения постоянного тока, В	от 0,04 до 35
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений напряжения постоянного тока, В	$\pm 0,1$
Диапазон воспроизведений силы постоянного тока, А	от 0,1 до 3
Пределы абсолютной допускаемой погрешности воспроизведения силы постоянного тока, А	$\pm 0,1$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество каналов воспроизведения напряжения и силы постоянного тока	
– для модификации ТЕСТ-2309	4
– для модификации ТЕСТ-2309-01	2
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока стойки, В	230±23
– частота переменного тока, Гц	50±1
Электрическое сопротивление цепи защитного заземления, Ом, не более	0,1
Сопротивление изоляции цепи сетевого питания относительно корпуса, МОм, не менее	20
Электрическая прочность изоляции цепи сетевого питания, В, не менее	1500
Габаритные размеры (высота×ширина×глубина), мм, не более	1916×616×1154
Масса, кг, не более	400
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от +5 до+35
- относительная влажность при температуре +25 °С, %, не более	80
- атмосферное давление, кПа	от 86 до 106

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	15
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	100000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на корпус систем любым технологическим методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированная измерительная ТЕСТ-2309	ФТКС.411713.490 ¹⁾ ФТКС.411713.490-01 ²⁾	1 шт.
Формуляр	ФТКС.411713.490ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ФТКС.411713.490РЭ	1 экз.
Руководство оператора	ФТКС.52129-01 34 01	1 экз.
¹⁾ – для модификации ТЕСТ-2309; ²⁾ – для модификации ТЕСТ-2309-01.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Устройство и работа» документа ФТКС.411713.490РЭ «Системы автоматизированные измерительные ТЕСТ-2309. Руководство по эксплуатации», ФТКС.411713.490-01РЭ «Системы автоматизированные измерительные ТЕСТ-2309-01. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 года № 3463 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений импульсного электрического напряжения»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2023 года № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01 октября 2018 года № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»

ФТКС.411713.448ТУ «Системы автоматизированные измерительные ТЕСТ-2309. Технические условия»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью Фирма «ИНФОРМТЕСТ»
(ООО Фирма «ИНФОРМТЕСТ»)

Адрес юридического лица: 124482, г. Москва, г. Зеленоград, Савелкинский пр-д, д. 4, этаж 6, помещ. XIV, ком. 8

ИНН 7735075319

Телефон: 8-(495)-983-10-73. Факс: 8-499-645-56-67

E-mail: inftest@inftest.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Фирма «ИНФОРМТЕСТ»
(ООО Фирма «ИНФОРМТЕСТ»)

Адрес: 124482, г. Москва, г. Зеленоград, пр-д Савелкинский, д. 4, эт. 6, помещ. XIV, ком. 8

ИНН 7735075319

Телефон: 8-(495)-983-10-73. Факс: 8-499-645-56-67

E-mail: inftest@inftest.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «РАВНОВЕСИЕ»
(ООО «РАВНОВЕСИЕ»)

Адрес юридического лица: 117105, г. Москва, ш. Варшавское, д. 1А, помещ. 2/П

Адрес места осуществления деятельности: 117630, г. Москва, ш. Старокалужское, д. 62, эт. 1, помещ. I, ком. 55, 72, 73, 74, 75

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314471

Регистрационный № 98161-26

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Уровнемеры микроволновые Micropilot FMR62B

Назначение средства измерений

Уровнемеры микроволновые Micropilot FMR62B (далее – уровнемеры) предназначены для измерений уровня жидких сред.

Описание средства измерений

Принцип действия уровнемеров основан на измерении времени задержки принятого частотно-модулированного высокочастотного сигнала, отраженного от поверхности контролируемой среды, относительно излученного. Измерение уровня осуществляется следующим образом. Уровнемер формирует измерительный луч и непрерывно излучает частотно-модулированный высокочастотный сигнал в направлении поверхности контролируемой среды и принимает отраженный от неё сигнал. Информационным параметром для определения дальности (расстояния) является разность частот принятого сигнала, отраженного от поверхности контролируемой среды, относительно излученного. В электронном блоке уровнемера производится вычисление уровня контролируемой (измеряемой) среды через измеренное расстояние. При наличии показывающего устройства уровнемер выводит измеренное значение уровня в цифровом виде на дисплей. Передача измеренного значения уровня осуществляется уровнемером по 2-х проводной схеме через унифицированный выходной сигнал 4-20 мА, либо цифровой кодированный сигнал HART.

Уровнемеры состоят из электронного блока и антенны.

Электронный блок включает в себя:

- микроконтроллер с электронным преобразователем;
- графический дисплей, отображающий измеренные величины.

Условное обозначение и заводской номер уровнемеров в буквенно-цифровом формате наносятся методом печати на информационную наклейку, закрепленную на электронном блоке. Нанесение знака поверки на уровнемеры не предусмотрено.

Пломбирование уровнемеров не предусмотрено.

Общий вид уровнемеров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид уровнемеров микроволновых Micropilot FMR62B и место нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Уровнемеры содержат встроенное программное обеспечение (ПО) и энергонезависимую память для хранения данных заводских настроек. ПО уровнемеров используется для установки рабочего диапазона измерения, передачи, записи данных измерения, самодиагностики.

Встроенное ПО обеспечивает:

- обработку и передачу измерительной информации;
- отображение результатов измерений на светодиодном дисплее;
- измерение уровня;
- формирование выходного аналогового и цифрового сигналов;
- настройку и диагностику аппаратной части уровнемеров.

Метрологически значимая часть ПО, заводские параметры и данные программирования на конкретный объект защищены от несанкционированного доступа с помощью паролей.

Идентификация встроенного ПО обеспечивается индикацией соответствующих данных на экране графического дисплея (при его наличии) и на экране подключенного к уровнемеру компьютера.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FMR62B
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 01.XX.YY*
*символы X и Y изменяются от 0 до 9 и отвечают за метрологически незначимую часть	

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений уровня, м*	от 0 до 12,5
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений уровня контролируемой (измеряемой) среды для цифровых кодированных выходных сигналов, в том числе показаний дисплея, мм	± 4
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений уровня контролируемой (измеряемой) среды для аналоговых выходных сигналов, мм	$\pm [4 + 0,0005 \cdot H_{\max}]$
Зона нечувствительности от края присоединительного фланца, мм*	от 10 до 50
Пределы допускаемой основной приведённой к диапазону измерений погрешности преобразования измеренного значения уровня контролируемой (измеряемой) среды в аналоговый унифицированный токовый выходной сигнал (4 – 20) мА, %	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений уровня контролируемой (измеряемой) среды на каждые 10 °С изменения температуры окружающего воздуха (среды) от температуры нормальных условий (20 °С) до предельных значений рабочего диапазона температур окружающего воздуха (среды), для цифровых кодированных выходных сигналов, %	$\pm 0,02$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений уровня контролируемой (измеряемой) среды на каждые 10 °С изменения температуры окружающего воздуха (среды) от температуры нормальных условий (20 °С) до предельных значений рабочего диапазона температур окружающего воздуха (среды), для аналоговых выходных сигналов, %	$\pm 0,02$
* – конкретное значение определяется заказом и записывается в паспорт на уровнемер H_{max} – верхний предел измерений уровня уровнемером согласно паспорту	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон температуры окружающего воздуха (среды), °С*	от –40 до +80
Диапазон температур контролируемой (измеряемой) среды °С**	от –40 до +150
Рабочее давление измеряемой (контролируемой) среды, МПа	от -0,1 до 16
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В	от 10,5 до 30
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,8
Выходные сигналы - цифровой - аналоговый	PROFIBUS PA, PROFINET, Bluetooth 4-20 мА с цифровым протоколом HART
Масса уровнемера, кг, не более	6
Степень защиты от проникновения пыли, посторонних тел и воды**	IP66/67/68
Маркировка взрывозащиты ***	Ex ia IIC T6 Ga

Наименование характеристики	Значение
* - Графический дисплей функционирует при температуре от минус 20 до плюс 80 °С. При температуре ниже минус 20 °С дисплей перестает индцировать, и восстанавливает работоспособность при возвращении температуры в указанные пределы. При температуре ниже минус 20 °С для считывания результата измерений используется токовый выход, либо выходной цифровой сигнал. ** - конкретное значение определяется заказом и записывается в паспорт на уровнемер *** - для взрывозащищенного варианта исполнения	

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	10 лет

Знак утверждения типа

наносится на информационную наклейку на электронном блоке уровнемера и на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Уровнемер микроволновый	Micropilot FMR62B	1 шт.	В соответствии с заказом
Перечень ЗИП (Запасные части и инструменты)		1 экз.	Комплект на партию в соответствии с заказом
Паспорт		1 экз.	
Руководство по эксплуатации		1 экз.	Допускается поставлять один экземпляр в один адрес отгрузки

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Принцип действия и архитектура системы» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3459 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов

Стандарт предприятия Endress+Hauser SE+Co.KG, Германия

Правообладатель

Endress+Hauser SE+Co.KG, Германия
Адрес: Hauptstrasse 1, 79689 Maulburg, Germany
Тел.: +49 7622 28 0, факс: +49 7622 28 14 38
E-mail: info.pcm@endress.com

Изготовитель

Endress+Hauser SE+Co.KG, Германия
Адрес: Hauptstrasse 1, 79689 Maulburg, Germany
Тел.: +49 7622 28 0, факс: +49 7622 28 14 38
E-mail: info.pcm@endress.com

Испытательный центр

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

(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, 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 № 98162-26

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры вихревые KUGB

Назначение средства измерений

Расходомеры вихревые KUGB (далее – расходомеры) предназначены для измерений объемного расхода и объема жидкостей, газов и пара, массового расхода и массы пара.

Описание средства измерений

Принцип работы расходомеров основан на эффекте Кармана об образовании вихрей и их взаимосвязи со скоростью потока.

Расходомер состоит из первичного преобразователя расхода (далее сенсор) и электронного преобразователя (далее ЭП) в герметичном корпусе.

В измерительном канале сенсора установлено тело обтекания. В результате взаимодействия потока и тела обтекания, за последним образуются вихри (дорожка Кармана). Частота следования вихрей дорожки Кармана пропорциональна скорости потока и, следовательно, расходу в трубопроводе. Возникновение вихрей приводит к соответствующим колебаниям давления измеряемой среды, которые воспринимает чувствительный элемент. Электрические сигналы с чувствительного элемента поступают в электронный преобразователь сигналов. Измерительная информация отображается на цифровом жидкокристаллическом дисплее или передается через интерфейс для дальнейшей обработки и отображения.

Расходомеры изготавливаются в компактном исполнении, когда сенсор и электронный преобразователь жестко механически связаны или в раздельном исполнении, когда сенсор и электронный преобразователь разнесены на некоторое расстояние и соединены сигнальным кабелем.

Расходомеры выпускаются в следующих модификациях:

- KUGB-2 имеет проточное или погружное исполнение, может изготавливаться со встроенными датчиками температуры и/или давления.

- KT-LUX проточное исполнение может изготавливаться со встроенными датчиками температуры и давления.

Внешний вид расходомеров в различных исполнениях приведен на рисунке 1.

Заводской номер расходомера в цифровом формате наносится при помощи лазерной гравировки на маркировочную табличку и/или в цифровом формате типографским методом на самоклеящуюся этикетку, как показано на рисунке 2. Нанесение знака поверки на расходомеры не предусмотрено.



проточное



погружное

Компактное исполнение модификации KUGB-2



проточное



погружное

Раздельное исполнение модификации KUGB-2



KT-LUX

Рисунок 1 – Общий вид расходомеров

Место нанесения заводского номера



Место нанесения заводского номера Место нанесения знака утверждения типа

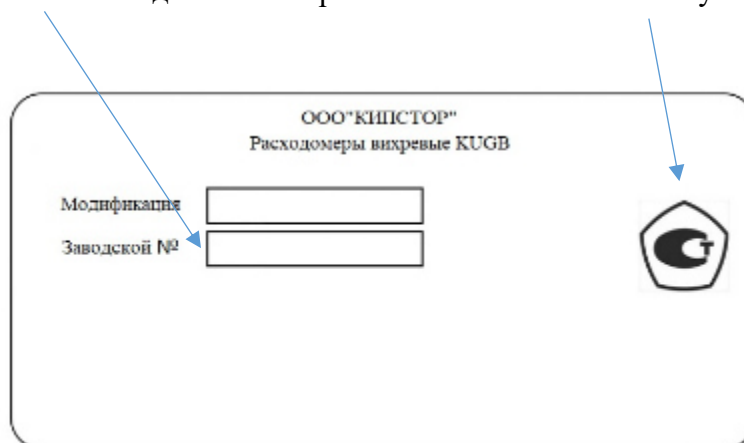


Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) разделено на метрологически значимую часть и метрологически незначимую часть. Метрологически значимая часть ПО обеспечивает обработку измерительной информации расходомеров, осуществляет расчет объемного расхода и объема жидкостей, газов и пара, массового расхода и массы пара. Метрологически незначимой части ПО обеспечивает отображение измерительной информации на жидкокристаллическом

дисплее, преобразование измеренных значений в нормированный частотно-импульсный, цифровой или аналоговый сигналы.

Калибровочные коэффициенты, параметры настроек, хранятся в энергонезависимой памяти и не могут быть изменены без кода доступа.

Идентификационные данные ПО расходомеров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Vortex		
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.x	9.x	C.x-A.x
Примечание: «х» может принимать значение от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО			

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Модификация	KUGB-2		KT-LUX
Исполнение	Погружное	Проточное	Проточное
Диапазон измерений объемного расхода жидкостей, м ³ /ч	от 6 до 12000	от 0,5 до 2500	-
Диапазон измерений объемного расхода газа при рабочих условиях, м ³ /ч ¹⁾	от 60 до 60000	от 5 до 16000	от 1,2 до 3600
Диапазон измерений массового расхода пара, кг/ч	от 67,74 до 160800	от 5,6 до 160800	-
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от -40 до +250		от -20 до +80
Динамический диапазон, не более ²⁾	1:15		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объемного расхода, объема жидкости, газа, δ_v , % ⁴⁾	±1,5	±1	±1; ±1,5 ³⁾
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массового расхода, массы пара, δ_m , % ⁴⁾	±2	±1,5	-
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,5		
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений давления погрешности измерений давления, при использовании встроенного датчика давления, %	±0,5		

Наименование характеристики	Значение
¹⁾ Значения указаны для воздуха при температуре 20 °С и давлении 1,013 бар. Зависят от плотности, состава газа и диаметра трубопровода, в котором устанавливается расходомер. ²⁾ Диапазон измерений зависит от измеряемой среды и номинального диаметра расходомера, указывается в паспорте на каждый конкретный расходомер. ³⁾ Конкретное значение погрешности приведено в паспорте расходомера. ⁴⁾ При $Re \geq 20000$ Re – число Рейнольдса, вычисляется по формуле: $Re = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_{внутр} \cdot \nu},$ где Q – расход, м³/с; π – число Пи (3,14159265); $D_{внутр}$ – внутренний диаметр первичного преобразователя (из паспорта), м; ν – кинематическая вязкость измеряемой среды при температуре измерений, м²/с.	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Модификация	KUGB-2		KT-LUX
Исполнение	Погружное	Проточное	Проточное
Номинальный диаметр, DN	от 80 до 2000	от 15 до 300	от 20 до 200
Диапазон температуры рабочей среды, °С	от -40 до +250 (от -40 до +350) ³⁾		от -20 до +80
Максимальное давление измеряемой среды, МПа	1,6	25,0	6,3
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды ¹⁾ , °С - температура окружающей среды ²⁾ , °С - относительная влажность воздуха, при 35 °С, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +65 от 0 до +65 95 от 84,0 до 106,7		от -30 до +65 от 0 до +65 95 от 84,0 до 106,7
Выходной сигнал: - аналоговый, мА - частотно-импульсный, Гц - цифровой	от 4 до 20 от 0 до 5000 HART, Modbus (RS485)		
Напряжение питания: - напряжение постоянного тока, В	от 12 до 30 3,6 ²⁾		
Габаритные размеры расходомеров (без учёта длины зонда), не более, мм			
-длина	400		700
-ширина	460		340
-высота	752		470
¹⁾ Возможен более широкий температурный диапазон, определяемый рабочим диапазоном обогреваемого термочехла. ²⁾ С питанием от литиевой батареи. ³⁾ Высокотемпературное исполнение.			

Таблица 4 – Показатели надёжности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	15
Средняя наработка на отказ, ч	100000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографическим способом, на корпус электронного преобразователя при помощи лазерной гравировки на маркировочную табличку и/или в цифровом формате типографским методом на самоклеящуюся этикетку.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомер вихревой	KUGB	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз. на партию

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 руководства по эксплуатации «Расходомеры вихревые KUGB».

Нормативные документы устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 11.05.2022 № 1133 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»

Приказ Росстандарта от 29.01.2026 № 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 Росстандарта от 20.10.2022 № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»

ТУ 26.51.51-001-50708750-2024 «Расходомеры вихревые KUGB. Технические условия»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Кипстор»

(ООО «Кипстор»)

ИНН 9723120793

Юридический адрес: 115193, г. Москва, 5-я Кожуховская ул., д. 9, помещ. VII, ком. 5,

оф. 89

Телефон: +7 (495) 161-62-57

E-mail: info@kipstor.tech

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Кипстор»
(ООО «Кипстор»)
ИНН 9723120793
Юридический адрес: 115193, г. Москва, 5-я Кожуховская ул., д. 9, помещ. VII, ком. 5,
оф. 89
Телефон: +7 (495) 161-62-57
E-mail: info@kipstor.tech

Производственная площадка: «Q&T INSTRUMENT CO., LTD», Китай
475000, No.191 Wangbai Road, Huanglong Industry Park, Xiangfu District, Kaifeng City;
Henan Province, China

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной
метрологии - Ростест»
(ФБУ «НИЦ ПМ - Ростест»)
Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, вн. тер.
г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, 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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «⁰¹_____» ^{апреля}_____ 2026 г. № _____ 632

Регистрационный № 98163-26

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматического контроля выбросов (САКВ) Челябинской ТЭЦ-1
ПАО «Форвард Энерго»

Назначение средства измерений

Системы автоматического контроля выбросов (САКВ) Челябинской ТЭЦ-1 ПАО «Форвард Энерго» (далее – системы) предназначены для измерений массовой концентрации оксида углерода (CO), оксида азота (NO), диоксида азота (NO₂); объемной доли кислорода (O₂), диоксида углерода (CO₂), паров воды (H₂O); температуры, абсолютного давления, объемного расхода газового потока; разовых, массовых, валовых (годовых) выбросов загрязняющих веществ (далее – ЗВ).

Описание средства измерений

К средствам измерений данного типа относятся системы автоматического контроля выбросов (САКВ) Челябинской ТЭЦ-1 ПАО «Форвард Энерго», представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Системы, относящиеся к средству измерений данного типа

Зав. №	Объект контроля	Исполнение
20250001	Дымовая труба № 1 ПВК (ДТ-1)	Блок-контейнерное
20250002	Дымовая труба № 2 К-10 (ДТ-2)	Шкафное
20250003	Дымовая труба № 3 К-11 (ДТ-3)	Шкафное

Средства измерений, входящие в состав каждой системы, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Средства измерений, входящие в состав систем

Наименование	Рег. №
Комплекс газоаналитический ПЭМ-2М.1 (далее – ПЭМ-2М.1)	–
Анализатор паров воды ГОС-18 (далее – ГОС-18)	–
Измеритель расхода и скорости газового потока ИС-14.М (далее – ИС-14.М)	65860-16
Термопреобразователи сопротивления ДТС (далее – ДТС)	28354-10
Преобразователи аналоговых сигналов измерительные НПТ-1 (далее – НПТ-1)	93838-24
Датчик давления МСД-22 модели МСД-22-АИ (далее – МСД-22-АИ)	89513-23
Контроллер логический программируемый ПЛК 200 (далее – ПЛК 200)	84822-22
Модули аналогового ввода МВ210-101 (далее – МВ210-101)	76920-19

Принцип действия систем заключается в последовательных измерительных преобразованиях измеряемых величин в аналоговый, а затем цифровой сигнал с дальнейшей обработкой результатов измерений с помощью измерительных каналов (далее – ИК). Первичные измерительные преобразователи (далее – ИП) и вторичная часть ИК (далее – ВИК) соединены проводными линиями связи.

Системы осуществляют измерения следующим образом:

- первичные ИП преобразуют измеряемые величины в аналоговые электрические сигналы;
- сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА ПЭМ-2М.1, ГОС-18, ИС-14.М, МСД-22-АИ поступают в МВ210-101;
- сигналы сопротивления (номинальная статическая характеристика Pt100) ДТС поступают в НПТ-1, в которых преобразуются в сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА и передаются в МВ210-101;
- МВ210-101 производят аналого-цифровое преобразование и передают цифровые коды по протоколу Ethernet в ПЛК 200, в котором происходит обработка информации в соответствии с заложенным алгоритмом;
- измеренные и рассчитанные значения параметров отображаются на экранах автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ).

Расчет массового выброса осуществляется по ГОСТ Р 70805–2023.

Обмен данными между системами и информационной системой предприятия осуществляется по протоколу Ethernet.

ИС-14.М, МСД-22-АИ, ДТС, пробоотборный зонд установлены на дымовой трубе. ПЭМ-2М.1 и ГОС-18 и ВИК размещены в блок-контейнере (система с зав. № 20250001) или шкафах (системы с зав. №№ 20250002, 20250003). Для подачи пробы газа в ПЭМ-2М.1 и ГОС-18 используется обогреваемая линия подачи пробы.

Блок-контейнер оснащен системами поддержания микроклимата, вентиляции, пожарной сигнализации.

На площадке обслуживания расположен блок воздухонагнетателя, предназначенный для создания воздушной заслонки перед измерительными датчиками ИС-14.М с целью защиты чувствительных элементов от возможного воздействия пылевых частиц.

Системы выполняют следующие основные функции:

- измерение массовой концентрации ЗВ, объемной доли кислорода, диоксида углерода и паров воды, температуры, абсолютного давления, объемного расхода газового потока, разовых, массовых, валовых (годовых) выбросов;
- сбор, обработка, визуализация, хранение данных;
- передача накопленной информации на верхний уровень;
- передача данных в реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду;
- фиксация событий в журнале.

Заводские номера, состоящие из арабских цифр, нанесены способом лазерной гравировки на информационную табличку, расположенную на входной двери блока-контейнера (система с зав. № 20250001) или на двери серверного шкафа (системы с зав. №№ 20250002, 20250003).

Нанесение знака поверки на системы не предусмотрено.

Пломбирование систем от несанкционированного доступа не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид блока-контейнера и маркировочной таблички системы, зав. № 20250001



Рисунок 2 – Общий вид серверного шкафа, шкафа ПТК и маркировочной таблички системы, зав. № 20250002

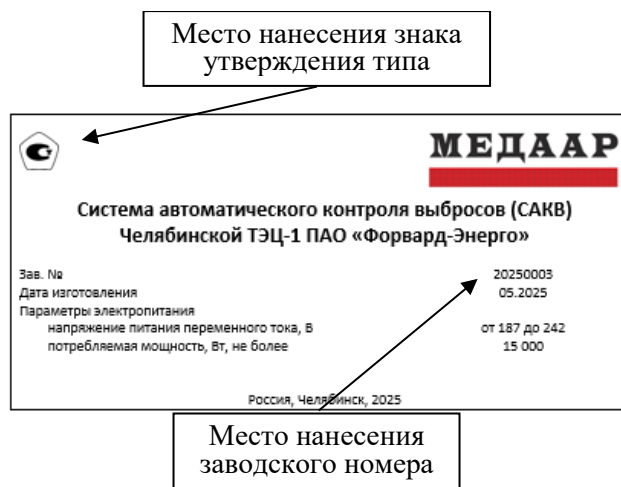


Рисунок 3 – Общий вид серверного шкафа, шкафа ПТК и маркировочной таблички системы, зав. № 20250003

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) систем разделено на встроенное и внешнее. Встроенное ПО (ПО ПЛК 200) выполняет следующие функции:

- управление, считывание, отображение, обработка и передача измеренных данных;
- сравнение результатов измерений с заданными пороговыми уставками;
- усреднение за 20 или 30 минут (по выбору пользователя) результатов измерений.

Внешнее ПО (ПО АРМ) является метрологически не значимым и выполняет следующие функции:

- отображение на экране АРМ измеренных и расчетных значений, их архивирование;
- визуализация технологического процесса;
- регистрация и документирование событий, ведение оперативной базы данных в режиме реального времени;
- контроль значений параметров, формирование предупредительных и аварийных сигналов;
- формирование отчетов и сохранение их на жесткий диск АРМ.

Внешнее ПО защищено паролем.

Метрологические характеристики систем нормированы с учетом влияния встроенного ПО.

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	–
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.4.0601.0905
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики газоаналитических ИК

Наименование ИК	Диапазон показаний	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации, %	
			$\gamma_{\text{впн}}$	δ
ИК массовой концентрации оксида углерода (CO)	от 0 до 3125 мг/м ³ ¹⁾	от 0 до 125 мг/м ³ включ. ¹⁾	±25	–
		св. 125 до 3125 мг/м ³ ¹⁾	–	±25
	от 0 до 1250 мг/м ³ ²⁾	от 0 до 125 мг/м ³ включ. ²⁾	±25	–
		св. 125 до 1250 мг/м ³ ²⁾	–	±25
ИК массовой концентрации оксида азота (NO)	от 0 до 2010 мг/м ³ ¹⁾	от 0 до 134 мг/м ³ включ. ¹⁾	±25	–
		св. 134 до 2010 мг/м ³ ¹⁾	–	±25
	от 0 до 1340 мг/м ³ ²⁾	от 0 до 134 мг/м ³ включ. ²⁾	±25	–
		св. 134 до 1340 мг/м ³ ²⁾	–	±25
ИК массовой концентрации диоксида азота (NO ₂)	от 0 до 2050 мг/м ³ ³⁾	от 0 до 205 мг/м ³ включ. ³⁾	±30	–
		св. 205 до 2050 мг/м ³ ³⁾	–	±30
ИК объемной доли диоксида углерода (CO ₂)	от 0 до 20 % ³⁾	от 0 до 5 % включ. ³⁾	±25	–
		св. 5 до 20 % ³⁾	–	±25

Наименование ИК	Диапазон показаний	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации, %	
			$\gamma_{\text{впн}}$	δ
ИК объемной доли кислорода (O ₂)	от 0 до 25 % ³⁾	от 0 до 5 % включ. ³⁾	±10	—
		св. 5 до 25 % ³⁾	—	±10
ИК объемной доли паров воды (H ₂ O)	от 0 до 30 % ³⁾	от 0 до 5 % включ. ³⁾	±25	—
		св. 5 до 30 % ³⁾	—	±25

¹⁾ Для системы с зав. № 20250001.

²⁾ Для систем с зав. №№ 20250002, 20250003.

³⁾ Для всех систем.

Примечания:

1. Цена единицы наименьшего разряда ИК объемной доли диоксида углерода (CO₂), кислорода (O₂) и паров воды (H₂O) составляет 0,1 %; массовой концентрации оксида углерода (CO), оксида азота (NO), диоксида азота (NO₂) – 0,1 мг/м³.

2. Минимальное и максимальное значения диапазона измерений ИК массовой концентрации ЗВ, в котором результаты измерений соответствуют обязательным метрологическим требованиям Постановления Правительства РФ от 16.11.2020 № 1847 (раздел 3, пункт 3.1.3), соответствуют C_{min} и C_{max}.

C_{max}, мг/м³, соответствует верхнему пределу диапазона измерений ИК.

C_{min}, мг/м³, рассчитывается по формуле

$$C_{\min} = \frac{C_{\text{ВПИ}} \cdot \gamma_{\text{впн}}}{\delta_{\text{норм}}}, \quad (1)$$

где C_{ВПИ} – верхний предел диапазона измерений ИК, в котором нормированы пределы допускаемой приведенной погрешности, мг/м³;

$\delta_{\text{норм}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности, %, нормируемые в Постановлении Правительства РФ от 16.11.2020 № 1847 (раздел 3, пункт 3.1.3).

3. Введены следующие обозначения: $\gamma_{\text{впн}}$ – пределы допускаемой приведенной погрешности, % от верхнего предела диапазона измерений, в котором нормированы пределы допускаемой приведенной погрешности; δ – пределы допускаемой относительной погрешности, %.

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК параметров газового потока

Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	
		ИК	ВИК
ИК абсолютного давления	от 0 до 186,8 кПа ³⁾	$\gamma_{\text{ди}}: \pm 1,0 \%$	$\gamma_{\text{ди}}: \pm 0,25 \%$
ИК объемного расхода	от 29,4 до 145,3 м ³ /с включ. ¹⁾	$\delta: \pm 25 \%$	
	св. 145,3 до 1161 м ³ /с ¹⁾	$\delta: \pm 4,5 \%$	
	от 7,7 до 37,8 м ³ /с включ. ²⁾	$\delta: \pm 25 \%$	
	св. 37,8 до 302 м ³ /с ²⁾	$\delta: \pm 4,5 \%$	
ИК температуры	от -30 °С до +300 °С ³⁾	$\Delta: \pm 3,2 \text{ °С}$	$\Delta: \pm 2,76 \text{ °С}$

Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	
		ИК	ВИК
1) Для системы с зав. № 20250001. 2) Для систем с зав. №№ 20250002, 20250003. 3) Для всех систем.			
Примечания: 1. Диапазон показаний ИК объемного расхода системы с зав. № 20250001 – от 6 до 1161 м³/с, ИК объемного расхода систем с зав. №№ 20250002, 20250003 – от 2 до 302 м³/с. 2. Введены следующие обозначения: $\gamma_{\text{ди}}$ – пределы допускаемой приведенной погрешности, % от разности между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений; Δ – абсолютная погрешность, °C.			

Таблица 6 – Метрологические характеристики ИК показателей выбросов ЗВ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений разового выброса i-го ЗВ, г/с	от $M_{\text{ни}}$ до $M_{\text{ви}}$
Диапазон измерений массового выброса i-го ЗВ, кг/ч	от $3,6 \cdot M_{\text{ни}}$ до $3,6 \cdot M_{\text{ви}}$
Диапазон измерений валового (годового) выброса i-го ЗВ, т/год	от $31,536 \cdot M_{\text{ни}}$ до $31,536 \cdot M_{\text{ви}}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разовых, массовых и валовых (годовых) выбросов ЗВ, %	± 50
Примечания: 1. Введены следующие обозначения: $M_{\text{ни}}$ – нижний предел диапазона измерений разового выброса i-го ЗВ, г/с; $M_{\text{ви}}$ – верхний предел диапазона измерений разового выброса i-го ЗВ, г/с. 2. Нижний предел диапазона измерений разового выброса i-го ЗВ, г/с, рассчитывается по формуле $M_{\text{ни}} = \frac{C_{\text{мин}i} \cdot Q_{\text{мин}}}{1000}, \quad (1)$ где $Q_{\text{мин}}$ – минимальное значение объемного расхода газового потока, приведенного к нормальным условиям, м³/с. 3. Верхний предел диапазона измерений разового выброса i-го ЗВ, г/с, рассчитывается по формуле $M_{\text{ви}} = \frac{C_{\text{макс}i} \cdot Q_{\text{макс}}}{1000}, \quad (2)$ где $Q_{\text{макс}}$ – максимальное значение объемного расхода газового потока, приведенного к нормальным условиям, м³/с.	

Таблица 7 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания переменного тока, В	от 187 до 242
Потребляемая мощность, Вт, не более:	
- система, зав. № 20250001	20000
- системы, зав. №№ 20250002, 20250003	15000
Габаритные размеры блока-контейнера, мм, не более:	
- длина	4500
- ширина	2400
- высота	2700

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры шкафов, мм, не более:	
- длина	600
- ширина	800
- высота	1900
Масса блока-контейнера, кг, не более	4000
Масса шкафов, кг, не более	300
Условия эксплуатации:	
а) температура окружающей среды, °С:	
- на технологической площадке	от -40 до +40
- в блоке-контейнере (шкафах)	от +15 до +25
б) относительная влажность (без конденсации), %:	
- на технологической площадке, не более	95
- в блоке-контейнере (шкафах)	от 30 до 80
в) атмосферное давление, мм рт. ст.	от 735 до 770

Таблица 8 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет	10
Наработка на отказ (при доверительной вероятности $P=0,95$) с учетом технического обслуживания, ч	65000

Знак утверждения типа

наносится на идентификационную табличку способом лазерной гравировки и на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 9 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз
Система автоматического контроля выбросов (САКВ) Челябинской ТЭЦ-1 ПАО «Форвард Энерго»	—	1
Паспорт	ПС 0149/2025	1
Руководство по эксплуатации	РЭ 0149/2025	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «Принцип действия» и приложении 1 «Описание алгоритма» руководства по эксплуатации РЭ 0149/2025.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 31.12.2020 № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»

Приказ Росстандарта от 05.12.2025 № 2667 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления»

Приказ Росстандарта от 25.11.2019 № 2815 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений скорости воздушного потока»

Приказ Росстандарта от 29.01.2026 № 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»

Постановление Правительства РФ от 29.05.2025 № 779 «Об утверждении Правил создания и эксплуатации системы автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ»

Постановление Правительства РФ от 29.05.2025 № 778 «Об утверждении требований к автоматическим средствам измерения и учета показателей выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ и требований к техническим средствам фиксации и передачи информации о показателях выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ в государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду»

Постановление Правительства Российской Федерации от 22.01.2024 № 39 «Об особенностях создания и эксплуатации систем автоматического контроля, указанных в Федеральном законе «Об охране окружающей среды», на квотируемых объектах в части контроля выбросов приоритетных загрязняющих веществ»

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Форвард Энерго»

(ПАО «Форвард Энерго»)

ИНН 7203162698

Юридический адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 10, эт. 15, помещ. 20

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Медаар»

(ООО «Медаар»)

ИНН 7452064940

Адрес: 454079, Челябинская обл., г. Челябинск, ул. Трашутина, д. 35, помещ. 8

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»

(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263

Адрес места осуществления деятельности: Россия, 142300, Московская обл., Чеховский р-н, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314164

Регистрационный № 98164-26

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы торговые электронные DKP ACS-15

Назначение средства измерений

Весы торговые электронные DKP ACS-15 (далее – весы) предназначены для статического измерения массы различных грузов и могут встраиваться в кассовые системы и сканеры.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании деформации упругого элемента весоизмерительного тензорезисторного датчика (далее - датчик), возникающей под действием силы тяжести объекта измерений, в аналоговый электрический сигнал, пропорциональный его массе, с последующим его преобразованием в устройства обработки аналоговых данных (далее – УОАД) в цифровой код. Далее измеренное значение массы выводится на дисплей терминала и передается на внешние электронные устройства.

Конструктивно весы выполнены в едином корпусе. Весы состоят из грузоприемного устройства (далее – ГПУ), соединенного с УОАД, весоизмерительного тензорезисторного датчика и терминала с дисплеем.

В весах предусмотрены следующие устройства и функции по ГОСТ OIML R 76-1-2011:

- полуавтоматическое устройство установки на нуль (п. Т.2.7.2.2);
- устройство первоначальной установки на нуль (п. Т.2.7.2.4);
- устройство слежения за нулем (п. Т.2.7.3);
- устройство выборки массы тары (п.Т.2.7.4).

На ГПУ весов прикрепляется маркировочная табличка, содержащая следующую информацию:

- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;
- условное обозначение весов;
- класс точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011;
- значение максимальной нагрузки (Max);
- значение минимальной нагрузки (Min);
- значения поверочного интервала (e);
- значение действительной цены деления (d);
- знак утверждения типа средств измерений;
- диапазон рабочих температур;
- год изготовления;
- серийный номер.

Конструктивно ГПУ весов может встраиваться в сканер, кассу самообслуживания или обычную кассу. Рекомендуемые модели сканеров для весов: Mindeo, Imarkone.

Весы снабжены USB интерфейсом, позволяющим выводить данные на внешних электронных устройствах.

Знак утверждения типа и серийный номер в буквенно-цифровом формате, наносятся методом термопечати на маркировочную табличку, закрепленную на ГПУ весов (рисунок 2).

Общий вид весов представлен на рисунке 1

Обозначение весов для заказа имеет вид:

Весы торговые электронные DKP ACS-15,

где DKP ACS-15 – обозначение типа весов.

Юстировка весов выполняется внешней гирей.

В целях предотвращения от несанкционированного вмешательства проводится пломбирование свинцовыми пломбами, нанесенными на крепежные винты, ограничивающие доступ к УОАД. Знак поверки в виде бумажной пломбы-наклейки наносится на переключатель, разрешающий юстировку весов. Отсутствие самой наклейки или разрушенное изображение надписей на наклейке свидетельствует об имевших место несанкционированных действиях. Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 3.



Рисунок 1 – Общий вид весов, встраиваемых в сканер



Рисунок 2 – Общий вид ГПУ весов

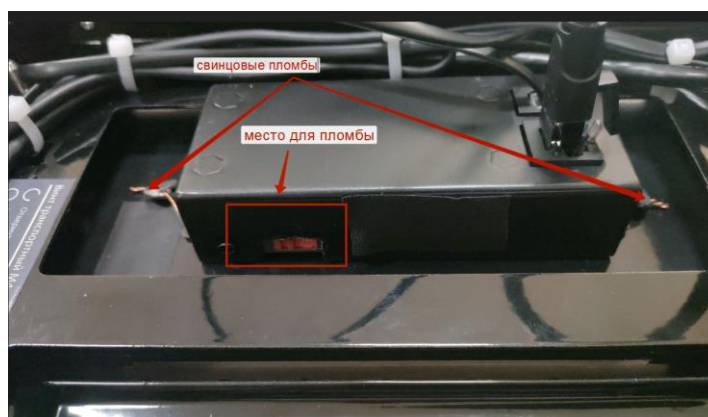


Рисунок 3 – Место пломбировки УОАД от несанкционированного доступа



Рисунок 4 – Пример маркировочной таблички

Программное обеспечение

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

ПО не может быть модифицировано или загружено через какой-либо интерфейс или с помощью других средств после принятия защитных мер.

Защита от несанкционированного доступа к настройкам и данным измерений обеспечивается невозможностью изменения ПО без применения специализированного оборудования производителя.

Кроме того, для защиты от несанкционированного доступа к параметрам регулировки и настройки, а также измерительной информации используется переключатель настройки и регулировки, который находится на печатной плате внутри пломбируемого корпуса УОАД.

Защита от преднамеренных и непреднамеренных воздействий соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077–2014.

Идентификационным признаком служит номер версии (идентификационный номер) ПО, который отображается на дисплее при включении весов.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии программного обеспечения	3.xx.x
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	_*
где – x принимает значения от 0 до 9 и относится к метрологическим незначимой части ПО. *- Данные недоступны, так как данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после опломбирования. Нет возможности произвести генерации идентификации ПО	

Метрологические и технические характеристики

Значения класса точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011, максимальной (Max) и минимальной (Min) нагрузки, действительной цены деления (d), поверочного интервала (e), числа поверочных интервалов (n), и пределов допускаемой погрешности при поверке (mpe) в соответствующих интервалах нагрузки (m) для весов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Модификация	Max, кг	Min, г	d = e, г	n	m, кг	mpe, г	Класс точности
DKP ACS-15	6/15	40	2/5	3000/3000	От 0,04 до 1 кг включ.	±1	III
					Св. 1 до 4 кг включ.	±2	
					Св. 4 до 6 кг включ.	±3	
					Св. 6 до 10 кг включ.	±5	
					Св. 10 до 15 кг включ.	±7,5	

Пределы допускаемой погрешности в эксплуатации (надзор во время эксплуатации по п.8.4.2 ГОСТ OIML R-76-1-2011) равны удвоенному значению пределов допускаемых погрешностей при поверке.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой погрешности устройства установки на нуль	±0,25e
Диапазон установки на нуль (суммарный) устройств установки нуля и слежения за нулём, % от Max, не более	4
Диапазон первоначальной установки нуля, % от Max, не более	20
Показания индикации массы, кг, не более	Max +9e
Диапазон выборки массы тары (T-), % от Max	от 0 до 80

Пределы допускаемой погрешности, после выборки массы тары соответствуют пределам допускаемой погрешности, приведенным в таблице 2, для массы нетто при любом значении массы тары, соответственно.

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Особый диапазон рабочих температур, °С	от +10 до +50
Электрическое питание от сети переменного тока: - напряжением, В - частотой, Гц	от 195,5 до 253 от 49 до 51
Потребляемая мощность, В·А, не более	15
Время прогрева весов, мин, не менее	30
Габаритные размеры (ширина×длина×высота), мм, не более	293х402х230
Масса, кг, не более	18

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	19000
Средний срок службы, лет	5

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, расположенную на ГПУ весов и типографским способом на титульный лист эксплуатационного документа.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы торговые электронные	DKP ACS-15	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках(методах)измерений

приведены в п.2 «Обзор продукта» документа «Весы торговые электронные DKP ACS-15. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 04.07.2022 г. № 1622 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»

Стандарт предприятия «Guangzhou Woolee Electronic Technology Co., Ltd.», Китай

Правообладатель

«Guangzhou Woolee Electronic Technology Co., Ltd.», Китай
Адрес: Zengcheng District, Guangzhou City, Guangdong Province, China
Тел.:18620053630
E-mail:1196060499@qq.com

Изготовитель

«Guangzhou Woolee Electronic Technology Co., Ltd.», Китай
Адрес: Zengcheng District, Guangzhou City, Guangdong Province, China
Тел.:18620053630
E-mail:1196060499@qq.com

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 119415, Россия, г.Москва, вн. тер. г. муниципальный округ
Проспект Вернадского, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Россия, Московская обл.,
р-н Чеховский, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2;

308023, Россия, Белгородская обл., г. Белгород, ул. Садовая, д. 45а;

Россия, Ивановская обл., Лежневский р-н, СПК им. Мичурина

Телефон: +7 (495) 108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314164