

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» апреля 2025 г. № 664

Регистрационный № 95075-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы портативные Воздух-РЗ

Назначение средства измерений

Газоанализаторы портативные Воздух-РЗ (далее по тексту – газоанализаторы) предназначены для измерений объемной доли и дозврывоопасной концентрации токсичных, горючих, углеводородных газов и кислорода в воздухе рабочей зоны, технологических газовых средах, промышленных и жилых помещениях, открытых пространств промышленных объектов, трубопроводах и воздуховодах с подачей предупредительной сигнализации о превышении установленных пороговых значений.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов определяется типом используемого сенсора:

- каталитический (К), основан на определении теплового эффекта реакции сгорания анализируемого вещества на каталитически активной платиновой нити;
- электрохимический (ЭХ), основан на изменении электрических параметров электродов, находящихся в контакте с электролитом, в присутствии определяемого газа;
- инфракрасный (ИК), основан на поглощении молекулами определяемого газа энергии светового потока в инфракрасной области спектра.

Конструктивно газоанализаторы состоят из пластикового корпуса, в котором установлены от одного до четырех сменных сенсоров, микропроцессор, устройство сигнализации и блок аккумулятора. Встроенный микропроцессор управляет всем процессом измерений и преобразует электрические сигналы сенсоров в показания на дисплее. На лицевой панели корпуса размещены: жидкокристаллический дисплей, светодиоды тревожной сигнализации, кнопочная клавиатура (три кнопки). В газоанализаторах используется диффузионный отбор проб через отверстие на лицевой панели. На задней панели корпуса размещен динамик.

Газоанализаторы выпускаются в модификациях Воздух-РЗ-1, Воздух-РЗ-2, Воздух-РЗ-3, которые отличаются исполнением корпуса, контролируемыми газами, количеством каналов измерений и диапазонов измерений концентрации определяемых компонентов.

Газоанализатор Воздух-РЗ-1 оснащен одним каналом измерений и предназначен для измерений объемной доли и дозврывоопасной концентрации горючих газов, кислорода O_2 , сероводорода H_2S , оксида углерода CO , аммиака NH_3 , водорода H_2 , хлора Cl_2 , диоксида серы SO_2 , оксида азота NO , диоксида азота NO_2 , диоксида углерода CO_2 в зависимости от заказа.

Газоанализатор Воздух-РЗ-2 может быть оснащен от 1 до 4 каналов измерений и предназначен для измерений объемной доли и дозврывоопасной концентрации горючих

газов, кислорода O_2 , сероводорода H_2S , оксида углерода CO , аммиака NH_3 , водорода H_2 , хлора Cl_2 , диоксида серы SO_2 , оксида азота NO , диоксида азота NO_2 , диоксида углерода CO_2 в зависимости от заказа.

Газоанализатор Воздух-РЗ-3 оснащен четырьмя каналами измерений и предназначен для измерений объемной доли и до взрывоопасной концентрации горючих газов, кислорода O_2 , сероводорода H_2S , оксида углерода CO .

Общий вид газоанализаторов представлен на рисунке 1.

Пломбирование газоанализаторов от несанкционированного доступа обеспечивается путем нанесения оттисков клейм на заднюю панель корпуса (рисунок 2).

Нанесение знака поверки на газоанализаторы не предусмотрено.

Газоанализаторы имеют заводские номера, которые в виде цифрового обозначения наносятся на идентификационную табличку (рисунок 3), расположенную на задней панели газоанализатора, одним из способов: сублимационная печать, лазерная гравировка, штамповка, эмалирование, металлографика. Идентификационная табличка может изготавливаться из разных материалов (металл, специализированная наклейка).



Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов портативных Воздух-РЗ

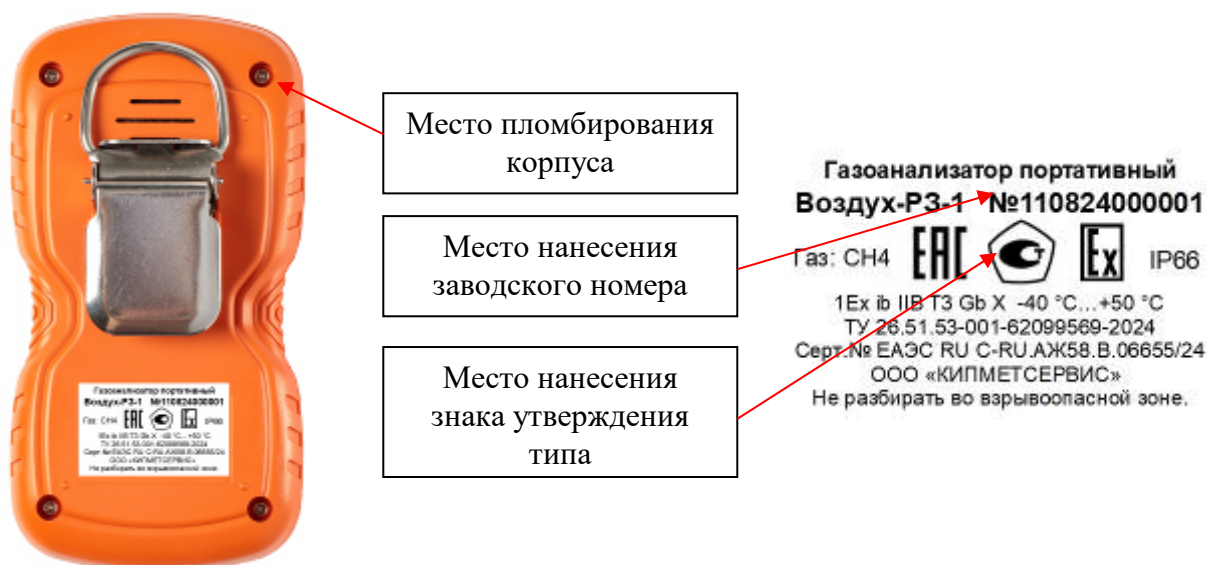


Рисунок 2 – Место пломбирования корпуса
газоанализаторов

Рисунок 3 – Идентификационная табличка

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (далее по тексту – ПО) и имеют защиту ПО от преднамеренных или непреднамеренных изменений.

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

Программное обеспечение газоанализаторов осуществляет функции:

- прием и обработка измерительной информации;
- диагностика состояния аппаратной части;
- хранение результатов измерений;
- просмотр параметров и выдача команд для их установки;
- выдача команд для срабатывания режима тревоги;
- отображение результатов измерений на дисплее;
- проведение калибровки газоанализатора.

Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	- ¹⁾
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.2
¹⁾ Наименование ПО недоступно пользователю для верификации.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Определяемый компонент	Сенсор	Диапазон и поддиапазоны измерений концентрации ¹⁾²⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности			Время установления показаний Т _{0,9} , с, не более
				абсолютная	приведенная ³⁾	относительная	
Метан (CH ₄)	К	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	-	-	30
Пропан (C ₃ H ₈)	К	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	-	-	30
Кислород (O ₂)	ЭХ	от 0 до 30 % об. д.		± 2 % об. д.	-	-	40
Сероводород (H ₂ S)	ЭХ	от 0 до 50 млн ⁻¹		—	± 15 %	—	60
	ЭХ	от 0 до 100 млн ⁻¹		—	± 15 %	—	60
Оксид углерода (CO)	ЭХ	от 0 до 500 млн ⁻¹		—	± 7 %	—	60
	ЭХ	от 0 до 1000 млн ⁻¹		—	± 7 %	—	60
Аммиак (NH ₃)	ЭХ	от 0 до 100 млн ⁻¹		—	± 15 %	—	80
Водород (H ₂)	ЭХ	от 0 до 1000 млн ⁻¹		—	± 15 %	—	90
Хлор (Cl ₂)	ЭХ	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	—	± 10 %	—	90
			св. 5 до 20 млн ⁻¹	—	—	± 15 %	

Определяемый компонент	Сенсор	Диапазон и поддиапазоны измерений концентрации ¹⁾²⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности			Время установления показаний Т _{0,9} , с, не более
				абсолютная	приведенная ³⁾	относительная	
Диоксид серы (SO ₂)	ЭХ	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	—	± 15 %	—	80
			св. 5 до 20 млн ⁻¹	—	—	± 15 %	
	ЭХ	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	—	± 15 %	—	80
			св. 5 до 50 млн ⁻¹	—	—	± 15 %	
Оксид азота (NO)	ЭХ	от 0 до 250 млн ⁻¹	от 0 до 25 млн ⁻¹ включ.	—	± 15 %	—	80
			св. 25 до 250 млн ⁻¹	—	—	± 15 %	
Диоксид азота (NO ₂)	ЭХ	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	—	± 15 %	—	80
			св. 5 до 20 млн ⁻¹	—	—	± 15 %	
	ЭХ	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	—	± 15 %	—	80
			св. 5 до 50 млн ⁻¹	—	—	± 15 %	
Диоксид углерода (CO ₂)	ИК	от 0 до 5000 млн ⁻¹		—	± 15 %	—	90
	ИК	от 0 до 5 % об. д.	от 0 до 1 % об. д. включ.	—	± 8 %	—	90
			св. 1 до 5 % об. д.	—	± 10 %	—	
	ИК	от 0 до 10 % об. д.	от 0 до 1 % об. д. включ.	—	± 8 %	—	90
			св. 1 до 10 % об. д.	—	± 10 %	—	

1) Результаты измерений концентрации определяемого компонента могут быть представлены в объемных долях (% , млн⁻¹), дозвровоопасной концентрации (% НКПР).
2) Фактическое значение указано в паспорте на прибор.
3) Приведенная погрешность нормирована к верхнему пределу диапазона измерений.

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	3,7
Габаритные размеры (ширина×длина×высота), мм, не более: - газоанализатор портативный Воздух-РЗ-1 - газоанализатор портативный Воздух-РЗ-2 - газоанализатор портативный Воздух-РЗ-3	114×60×26 140×73×32 140×73×32
Масса, кг, не более: - газоанализатор портативный Воздух-РЗ-1 - газоанализатор портативный Воздух-РЗ-2 - газоанализатор портативный Воздух-РЗ-3	0,12 0,3 0,205
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -40 до +50 95 от 84,0 до 106,7
Тип индикации	Монохромный графический дисплей с подсветкой
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-2015, не ниже	IP66
Степень взрывозащиты	1Ex ib IIB T3 Gb X

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	30000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта, а также идентификационную табличку газоанализатора типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор портативный	Воздух-РЗ ¹⁾	1 шт.
Потребительская тара	—	1 шт.
Зарядное устройство	—	1 шт.
USB-провод	—	1 шт.
Адаптер для подачи газа	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	КМСД.082024.001-2 РЭ	1 шт.
Паспорт	КМСД.082024.001-1 ПС КМСД.082024.002-1 ПС КМСД.082024.003-1 ПС	1 шт.
¹⁾ В соответствии с заказом		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.2 «Принцип работы» документа КМСД.082024.001-2 РЭ «Газоанализаторы портативные Воздух-РЗ. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ТУ 26.51.53-001-62099569-2024 «Газоанализаторы портативные Воздух-РЗ. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «КИПМЕТСЕРВИС»
(ООО «КИПМЕТСЕРВИС»)
ИНН 3528159852
Юридический адрес: 162608, Вологодская обл., г. Череповец, ул. 50-летия Октября, д. 1/33
Телефон: +7(8202) 52-00-75
E-mail: info@kipmet.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «КИПМЕТСЕРВИС»
(ООО «КИПМЕТСЕРВИС»)
ИНН 3528159852
Адрес: 162608, Вологодская обл., г. Череповец, ул. 50-летия Октября, д. 1/33
Телефон: +7(8202) 52-00-75
E-mail: info@kipmet.ru

Испытательный центр

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

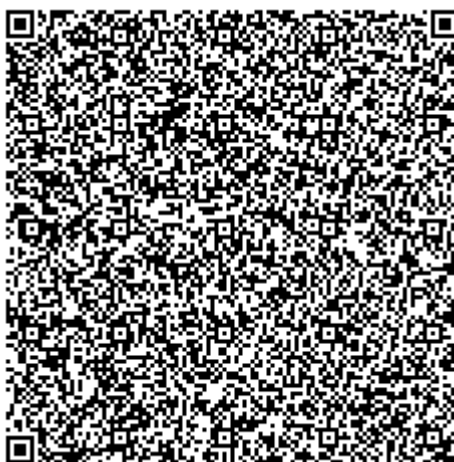
Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4,
помещ. I, ком. 28

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

Телефон: + 7 (495) 481-33-80

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» апреля 2025 г. № 664

Регистрационный № 95060-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы для измерений температуры жидких металлов DT2C-50

Назначение средства измерения

Приборы для измерений температуры жидких металлов DT2C-50 (далее по тексту – приборы) в комплекте с первичными термоэлектрическими преобразователями (ТП), предназначены для измерений температуры расплавленных металлов.

Описание средства измерений

Приборы относятся к вторичным преобразователям температуры. Принцип действия приборов состоит в следующем: подаваемые на измерительный вход прибора первичные сигналы термо-ЭДС (ТЭДС) от термоэлектрических преобразователей преобразовываются в цифровую форму и при помощи микропроцессора пересчитываются в температуру и выводятся на дисплей прибора.

Приборы относятся к стационарным устройствам и конструктивно выполнены в металлическом прямоугольном монтажном шкафу. На лицевой панели прибора расположен 8-сегментный цифровой индикатор для отображения результата измерений и три сигнальные лампы, с помощью которых отображаются различные состояния прибора и измерений, такие как: «готов к работе», «измерение», «измерение завершено».

Внутри корпуса прибора находятся платы микропроцессора, дисплея, приема измеряемых данных от ТП, а также модуль питания.

На нижней панели расположен разъем для подключения ТП.

Внешний вид приборов с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.

Заводской номер в виде цифрового кода, состоящего из арабских цифр и букв английского алфавита, наносится на боковую панель корпуса прибора при помощи наклейки. Нанесение знака поверки на прибор не предусмотрено.

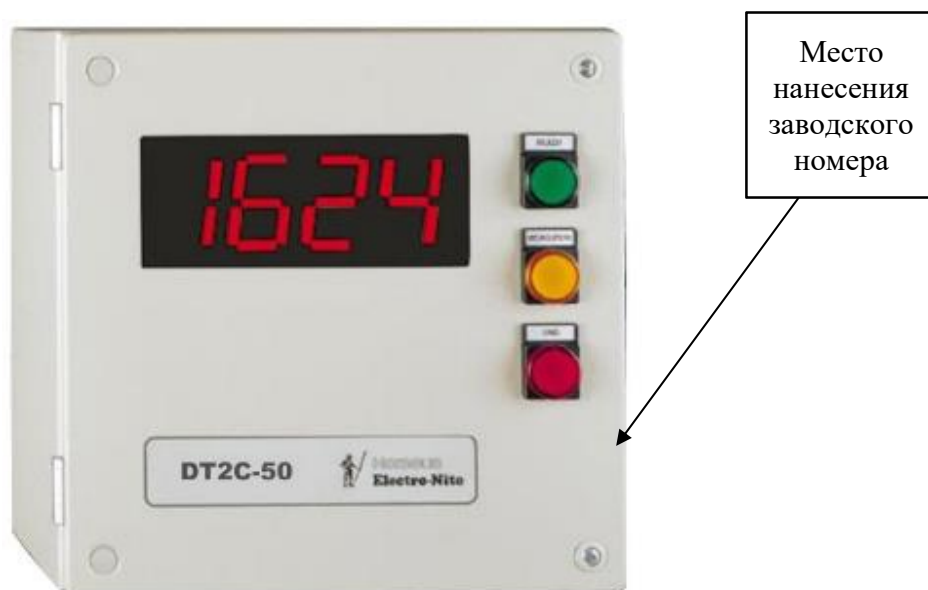


Рисунок 1 – Внешний вид приборов multifunctional для измерений параметров жидких металлов DT2C-50

Пломбирование приборов не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) приборов состоит из встроенного метрологически значимого ПО. Данное ПО устанавливается в энергонезависимую память приборов в процессе производства и недоступно для несанкционированной внешней модификации. ПО предназначено для расчета измеренных значений в режиме реального времени и их архивирования в памяти прибора, а также для настройки прибора.

Метрологические характеристики прибора нормированы с учетом ПО.

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

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Digitemp MA
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	v2.03
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений ТЭДС ТП в температурном эквиваленте в зависимости от типа НСХ по ГОСТ Р 8.585-2001/МЭК 60584-1, °С: - для типа «В» - для типа «S» - для типа «R»	от +600 до +1820 от +400 до +1760 от +400 до +1760
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры в диапазоне температур окружающей среды от +18 °С до +28 °С включ., °С	±1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры в диапазоне температур окружающей среды от 0 °С до +18 °С не включ. и св. +28 °С до +50 °С, °С	±2
Единица младшего разряда индикации измерений, °С	1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания переменного тока, В	от 100 до 240 В
Номинальная частота питающей сети, Гц	50 или 60
Габаритные размеры корпуса прибора, мм	300×300×255
Масса прибора, кг, не более	11
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %	от 0 до +50 от 5 до 95
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	20 000
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность приборов

Наименование	Обозначение	Кол-во	Примечание
Приборы для измерений температуры жидких металлов	DT2C-50	1 шт.	-
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.	-

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Использование по назначению» Руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

МЭК 60584-1:2013 Термопары. Часть 1. Спецификация и допуски для электродвижущей силы (ЕМФ);

Приказ Росстандарта от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Стандарт организации «Heraeus Electro-Nite Shanghai Co., Ltd.» на Приборы для измерений температуры жидких металлов DT2C-50. Технические условия.

Правообладатель

Фирма «Heraeus Electro-Nite Shanghai Co., Ltd.», Китай

Адрес: No.6570 ZhongChun Road, Qibao, Minghang District, Shanghai

Телефон: +86 21 5479 8896

E-mail: enc@heraeus.com

Web-сайт: <https://www.heraeus-electro-nite.com/>

Изготовители

Фирма «Heraeus Electro-Nite Shanghai Co., Ltd.», Китай

Адрес: No.6570 ZhongChun Road, Qibao, Minghang District, Shanghai

Телефон: +86 21 5479 8896

E-mail: enc@heraeus.com

Web-сайт: <https://www.heraeus-electro-nite.com/>

Испытательный центр

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

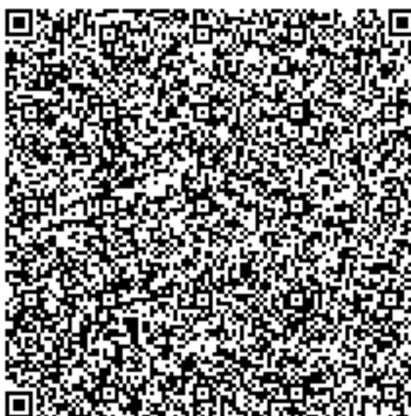
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

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

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» апреля 2025 г. № 664

Регистрационный № 95061-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НОВИТЭН» для энергоснабжения АО «Прогресс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НОВИТЭН» для энергоснабжения АО «Прогресс» (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 (далее – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

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

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 на сервер БД. На сервере БД осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение измерительной информации.

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, хранение поступающей информации, ее накопление и передача, оформление справочных и отчетных документов, отображение информации.

ИВК по сети Internet с использованием электронной подписи раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу ТСР/ІР отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности.

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 посредством электронной почты.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. СОЕВ предусматривает поддержание шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК и ИВК).

АИИС КУЭ оснащена УСВ, предназначенным для формирования информации о текущих значениях времени и календарной даты, синхронизации шкалы времени по сигналам спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS и передачи этих данных через последовательный интерфейс RS-232 в автоматизированные информационно-измерительные системы, ПЭВМ.

УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков производится сервером БД. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ± 2 с.

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

Журнал событий сервера БД отражает время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств (время до коррекции и время после коррекции) и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

Заводской номер (№ 1174) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят метрологически значимые 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».

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП 10 кВ №3П, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.1, КЛ-10 кВ №27 Прогресс-правая	ТПОЛ-10М Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 37853-08	ЗНОЛПМ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05М.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,2	±4,0
				ПСЧ-4ТМ.05М.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			±2,8	±6,9
2	ТП 10 кВ №3П, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.14, КЛ-10 кВ №20 Прогресс-левая	ТПОЛ-10М Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 37853-08	ЗНОЛПМ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 35505-07	ПСЧ-4ТМ.05М.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,2	±4,0
				ПСЧ-4ТМ.05М.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			±2,8	±6,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные 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 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	2
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, °C – УСВ, °C – сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд до 0,8 емк от –60 до +55 от –40 до +60 от –40 до +70 от +10 до +30
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: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 35000 2 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, более Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера БД 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:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;
- журнал сервера БД:
 - изменения значений результатов измерений;
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН);
 - параметрирования;
 - факт и величина коррекции времени;
 - пропадания питания;
 - замена счетчика;
 - полученные журналы событий ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (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 титульные листы паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10М	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛПМ-10	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М.00	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1174 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НОВИТЭН» для энергоснабжения АО «Прогресс», аттестованном ООО «Спецэнергопроект» г. Москва, уникальный номер записи 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 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Новое информационно-технологичное энергосбережение» (ООО «НОВИТЭН»)

ИНН 4822001340

Юридический адрес: 398024, Липецкая обл., г. Липецк, пр-кт Победы, д. 87А

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Новое информационно-технологичное энергосбережение» (ООО «НОВИТЭН»)

ИНН 4822001340

Адрес: 398024, Липецкая обл., г. Липецк, пр-кт Победы, д. 87А

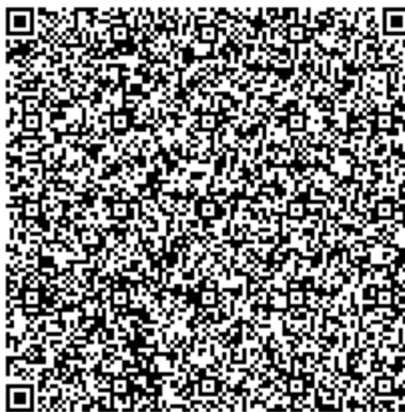
Испытательный центр

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

ИНН 3328489050

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» апреля 2025 г. № 664

Регистрационный № 95062-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Коэрцитиметры импульсные КИМ-2М

Назначение средства измерений

Коэрцитиметры импульсные КИМ-2М (далее по тексту – коэрцитиметры) предназначены для измерений коэрцитивной силы по намагниченности при ручном магнитном неразрушающем контроле.

Описание средства измерений

Принцип действия коэрцитиметров основан на зависимости силы электрического тока обмотки размагничивания, измеренной в момент изменения направления магнитного потока магнитной цепи накладного преобразователя коэрцитиметра, от напряженности магнитного поля коэрцитивной силы по намагниченности объекта контроля.

Изменение направления магнитного потока магнитной цепи накладного преобразователя коэрцитиметра (далее – преобразователь) регистрируется по изменению направления магнитного поля в разрыве магнитной цепи датчиком Холла, изменение направления магнитного поля вызывает изменение знака электродвижущей силы Холла.

В процессе измерений предварительно проводится намагничивание объекта контроля серией однополярных коротких импульсов магнитного поля. Магнитное поле намагничивания создается обмоткой намагничивания преобразователя и устройством намагничивания коэрцитиметра. Размагничивание объекта контроля проводится плавно нарастающим магнитным полем, направление магнитного поля размагничивания противоположно направлению магнитного поля намагничивания. Магнитное поле размагничивания объекта контроля создается обмоткой размагничивания преобразователя и генератором электрического тока размагничивания коэрцитиметра (далее – генератор тока). Управление генератором тока осуществляется цифровыми кодами, поступающими на вход цифро-аналогового преобразователя (далее – ЦАП) генератора тока.

Функциональная зависимость цифрового кода ЦАП генератора тока в момент изменения направления магнитного потока магнитной цепи преобразователя от напряженности магнитного поля коэрцитивной силы по намагниченности (далее – градуировочная характеристика преобразователя) хранится в энергонезависимой памяти преобразователя и считывается при подключении преобразователя к электронному блоку коэрцитиметра.

Конструктивно коэрцитиметр состоит из электронного блока и преобразователя. Преобразователь выполнен в виде приставного П-образного электромагнита с обмоткой намагничивания, обмоткой размагничивания, датчиком Холла, энергонезависимой памятью, кабелем для подключения к электронному блоку коэрцитиметра и кнопкой запуска процесса измерений. Электронный блок коэрцитиметра содержит пленочную панель кнопок управления, цветной жидкокристаллический индикатор отображения режимов настройки, работы и результатов измерений, аккумуляторную батарею, разъем для подключения

преобразователя, разъем интерфейса USB тип B, разъем для подключения внешнего блока питания.

Коэрцитиметры выпускаются в трех модификациях: КИМ-2М.1, КИМ-2М.2, КИМ-2М.3:

- КИМ-2М.1 электронный блок с преобразователями тип МП-1;
- КИМ-2М.2 электронный блок с преобразователями тип МП-2;
- КИМ-2М.3 электронный блок с преобразователями тип МП-1 и МП-2.

Общий вид модификаций коэрцитиметров с преобразователями представлены на рисунках 1; 2 и 3.

Заводской номер в цифровом формате наносится на этикетку, расположенную на задней части электронного блока коэрцитиметров и корпусов преобразователей.

Пломбирование коэрцитиметров от несанкционированного доступа осуществляется специальными номерными стикерами на боковые поверхности коэрцитиметров и преобразователей.

Место нанесения заводского номера, знака утверждения типа и пломбировки от несанкционированного доступа показано на рисунке 4.

Нанесение знака поверки на коэрцитиметры не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид коэрцитиметров модификации КИМ-2М.1



Рисунок 2 – Общий вид коэрцитиметров модификации КИМ-2М.2



Рисунок 3 – Общий вид коэрцитиметров модификации КИМ-2М.3



Рисунок 4 – Место нанесения заводского номера, знака утверждения типа и пломбировки от несанкционированного доступа на электронном блоке коэрцитиметров и преобразователях

Программное обеспечение

Коэрцитиметры имеют внешнее программное обеспечение (далее – ПО) и метрологически значимое встроенное ПО. Внешнее ПО состоит из двух исполняемых файлов KIM-2M_Scale.exe, Dlogger.exe и файла библиотеки динамической компоновки ftd2xx.dll, предназначено для конфигурирования коэрцитиметров и сбора, вывода полученной измерительной информации на ПК.

Встроенное ПО предназначено для считывания градуировочных характеристик из энергонезависимой памяти преобразователей, считывания градуировочных характеристик через интерфейс USB, управления режимами измерений, обработки, отображения результатов измерений на жидкокристаллическом индикаторе электронного блока коэрцитиметров и передачи результатов измерений через интерфейс USB.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные ПО	Значение
Идентификационное наименование ПО	Коэрцитиметр импульсный КИМ-2М
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже ver. 1.93

Таблица 2 – Идентификационные данные внешнего ПО

Идентификационные данные ПО	Значение
Идентификационное наименование ПО	Scale
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.6.X.X

Таблица 3 – Идентификационные данные внешнего ПО

Идентификационные данные ПО	Значение
Идентификационное наименование ПО	Dlogger
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.2.X.X

Таблица 4 – Идентификационные данные внешнего ПО

Идентификационные данные ПО	Значение
Идентификационное наименование ПО	FTD2XX Dynamic Link Library
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.2.X.X

Уровень защиты встроенного ПО коэрцитиметров соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2024.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Метрологические характеристики коэрцитиметров

Наименование характеристики	Преобразователь	
	МП-1	МП-2
Диапазон измерений напряженности магнитного поля коэрцитивной силы по намагниченности, А/м	от 150 до 5000	от 150 до 6500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряженности магнитного поля коэрцитивной силы по намагниченности, %	$\pm(10+0,5 \cdot (H_{с\kappa}^1/H_c^2) - 1))$	$\pm(10+0,5 \cdot (H_{с\kappa}^1/H_c^3) - 1))$
Примечания ¹⁾ верхнее значение диапазона измерений напряженности магнитного поля коэрцитивной силы по намагниченности, А/м; ²⁾ среднее арифметическое значение четырех результатов измерений напряженности магнитного поля коэрцитивной силы по намагниченности при десяти импульсах намагничивания, А/м; ³⁾ результат измерений напряженности магнитного поля коэрцитивной силы по намагниченности при десяти импульсах намагничивания, А/м		

Таблица 6 – Основные технические характеристики коэрцитиметров

Наименование характеристики	Значение
Масса электронного блока коэрцитиметра, кг, не более	1,0
Масса преобразователя МП-1, кг, не более	0,5
Масса преобразователя МП-2, кг, не более	1,8
Габаритные размеры электронного блока коэрцитиметра, мм, не более - длина×ширина×высота	210×110×40
Габаритные размеры преобразователя МП-1, мм, не более - длина×ширина×высота	90×90×40
Габаритные размеры преобразователя МП-2, мм, не более - длина×ширина×высота	155×70×160
Расстояние между плоскими полюсами преобразователя, мм	
преобразователь МП-1	от 14 до 16
преобразователь МП-2	от 33 до 35
Ширина плоского полюса преобразователя, мм	
преобразователь МП-1	от 4,5 до 5,5
преобразователь МП-2	от 11,5 до 12,5
Длина плоского полюса преобразователя, мм	
преобразователь МП-1	от 14,5 до 15,5
преобразователь МП-2	от 27 до 29
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от +5 до +50

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист руководства по эксплуатации коэрцитиметров типографским способом и на этикетку, расположенную на задней части электронного блока коэрцитиметров и корпусов преобразователей, методом лазерной гравировки.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность коэрцитиметров

Наименование	Обозначение	Количество
Электронный блок коэрцитиметров	КИМ-2М	1 шт.
Преобразователь (для модификаций КИМ-2М.1, КИМ-2М.3)	МП-1	1 шт.
Преобразователь (для модификаций КИМ-2М.2, КИМ-2М.3)	МП-2	1 шт.
Кабель USB A – USB B	-	1 шт.
Компакт диск с ПО	-	1 шт.
Блок питания сетевой	-	1 шт.
Защитный чехол	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	КИМ-2М.00.00.00.00 РЭ	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.
Жесткий кейс	-	1 шт.
Комплект контрольных образцов ¹⁾	КП	1 шт.
Примечание ¹⁾ поставляется по отдельному заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Проведение измерений» в КИМ-2М.00.00.00.00 РЭ «Коэрцитиметры импульсные КИМ-2М. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.66-051-33044610-23 «Коэрцитиметр импульсный КИМ-2М. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-внедренческое предприятие «КРОПУС» (ООО «НВП «КРОПУС»)

ИНН 5031000948

Юридический адрес: 142412, Московская обл., г. Ногинск, ул. Климова, д. 50Б, помещ. 1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-внедренческое предприятие «КРОПУС» (ООО «НВП «КРОПУС»)

ИНН 5031000948

Адрес: 142412, Московская обл., г. Ногинск, ул. Климова, д. 50Б, помещ. 1

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Свердловской области» (ФБУ «УРАЛТЕСТ»)

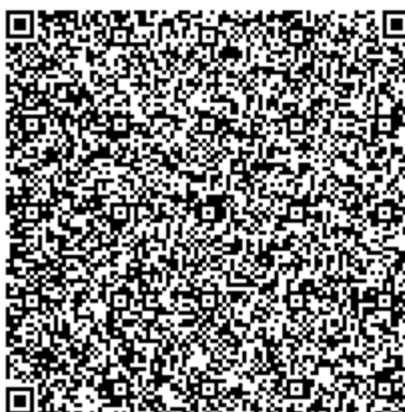
Адрес: 620075, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, стр. 2а

Телефон, факс: 8 (343) 236-30-15

E-mail: uraltest@uraltest.ru

Web-сайт: www.uraltest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30058-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» апреля 2025 г. № 664

Регистрационный № 95063-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные НАМИ-150

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные НАМИ-150 (далее - трансформаторы) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на явлении электромагнитной индукции.

Трансформаторы – однофазные, антирезонансные, электромагнитные каскадные, заземляемые. Внутренняя изоляция трансформаторов – масляная, внешняя – фарфоровая крышка.

Трансформаторы имеют каскадную конструкцию и состоят из одной ступени в фарфоровой крышке с металлическими фланцами. В ступени трансформаторов расположены по два магнитопровода, закрепленных на соответствующих фланцах. Трансформаторы имеют компенсатор давления, обеспечивающий компенсацию температурных изменений объема масла. Компенсатор закрыт защитным кожухом с крышкой с прорезью для визуального контроля уровня масла. На уровень масла в трансформаторе указывает верхняя часть гофры компенсатора давления.

Трансформаторы имеют первичную, выравнивающую, связующую обмотки, а также до четырех вторичных обмоток - основных (для АИИСКУЭ, измерения и (или) защиты) и (или) дополнительных (для цепей релейной защиты). Возможно исполнение с вторичной обмоткой для отбора мощности. Обмотки изолированы бумажно-масляной изоляцией. Линейный вывод А первичной обмотки расположен на металлической крышке верхней ступени. Вывод Х первичной обмотки и выводы вторичных обмоток расположены в клемной коробке, расположенной в нижней части трансформатора, клемная коробка закрывается крышкой. Выводы основной вторичной обмотки для АИИСКУЭ находятся в отдельной клемной коробке с крышкой, которая пломбируется для предотвращения несанкционированного доступа к подключению. На нижнем фланце трансформаторы имеют табличку технических данных, на которой методом гравирования наносятся заводские номера в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, в месте, указанном на рисунке 1.

На трансформаторах пломбируются один верхний и один нижний болт, крепящих фланцы к крышке, для предотвращения несанкционированного доступа к внутренним элементам.

Рабочее положение трансформаторов в пространстве – вертикальное.

Нанесение знака поверки на трансформаторы не предусмотрено.

Общий вид средства измерений, обозначение мест пломбировки от несанкционированного доступа, места нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 1.

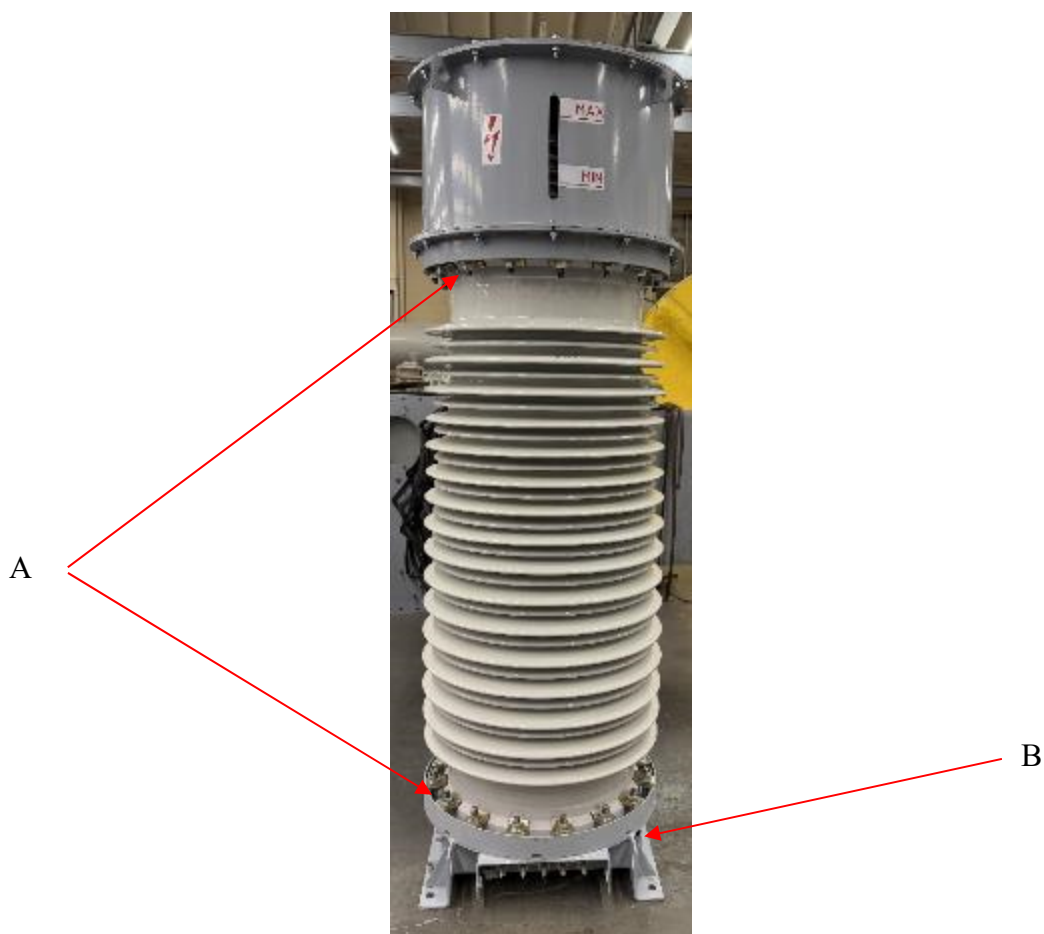


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений, обозначение мест пломбировки от несанкционированного доступа (А) и места нанесения заводского номера и знака утверждения типа (В)

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичных обмоток $U_{1\text{ном}}$, кВ	$150/\sqrt{3}$
Номинальные напряжения вторичных обмоток $U_{2\text{ном}}$, В	
- основных	$100/\sqrt{3}$
- дополнительных	100
Классы точности вторичных обмоток для измерения по ГОСТ 1983-2015	0,2; 0,5; 1,0; 3,0
Классы точности вторичных обмоток для защиты по ГОСТ 1983-2015	3Р; 6Р
Номинальные мощности вторичных обмоток для измерения по ГОСТ 1983-2015, В·А, в классе точности:	
- 0,2	от 10 до 300 ¹⁾
- 0,5	от 10 до 400
- 1,0	от 10 до 600
- 3,0	от 10 до 1200

Наименование характеристики	Значение
Номинальные мощности вторичных обмоток для защиты по ГОСТ 1983-2015, В·А	от 10 до 1200 ²⁾
Номинальная частота переменного тока, Гц	50
Примечания: ¹⁾ При номинальных мощностях до 100 В·А, включительно, класс точности может быть обеспечен от холостого хода до номинальной нагрузки; ²⁾ Класс точности 3Р может быть обеспечен от холостого хода до номинальной нагрузки.	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ1
Габаритные размеры (высота × диаметр), мм, не более	2110 × 710
Масса, кг, не более	1000
Средний срок службы, лет, не менее	30
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	262800

Знак утверждения типа

наносится на табличку технических данных трансформатора медом гравировки и на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ-150	1
Руководство по эксплуатации и паспорт	ИРФУ.671244.009 РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.5 «Устройство и работа» документа ИРФУ.671244.009 РЭ «Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный НАМИ-150. Руководство по эксплуатации и паспорт».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;

Государственная поверочная схема для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ, утвержденная приказом Росстандарта от 7 августа 2023 г. № 1554;

ТУ 3414-023-11703970-03 «Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные НАМИ. Технические условия».

Правообладатель

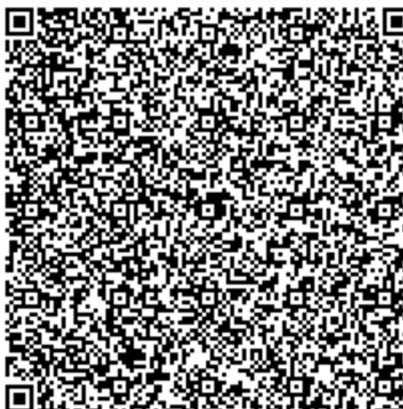
Акционерное общество «Раменский электротехнический завод Энергия»
(АО «РЭТЗ Энергия»)
ИНН 5040010981
Адрес: 140105, Московская обл., г. Раменское, ул. Левашова, д. 21
Телефон: +7 (496) 463-66-93
E-mail: retz@ramenergy.ru
Web-сайт: www.ramenergy.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Раменский электротехнический завод Энергия»
(АО «РЭТЗ Энергия»)
ИНН 5040010981
Адрес: 140105, Московская обл., г. Раменское, ул. Левашова, д. 21
Телефон: +7 (496) 463-66-93
E-mail: retz@ramenergy.ru
Web-сайт: www.ramenergy.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЛЕММА» (ООО «ЛЕММА»)
Адрес: 620102, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Ясная, д. 28, кв. 23
Телефон: +7 (343) 372-00-57
E-mail: lemma-ekb@mail.ru
Web-сайт: www.lemma-ekb.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № R□.RU.314006.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» апреля 2025 г. № 664

Регистрационный № 95064-25

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Омский каучук» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и (или) по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УСВ-3 (далее – УССВ), автоматизированные рабочие места (далее – АРМ) персонала, программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера 9» и технические средства обеспечения электропитания.

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

Первичные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика 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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

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

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

На верхнем, втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка. АРМ субъекта оптового рынка в автоматическом режиме по сети Internet с использованием электронной подписи раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС». Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, принимающим сигналы даты, времени и шкалы времени от глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков производится сервером БД. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции.

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 (№ 1316) 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 ПК «Энергосфера 9», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера 9» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче от ИИК в ИВК является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера 9».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера 9» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера 9» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ ГПП-1 Омский каучук, панель 12Р (6 кВ), ввод 6 кВ Т1	ТШЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 3000/5 Рег. № 19198-00	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,2	±4,0
2	ПС 110 кВ ГПП-1 Омский каучук, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.13, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 70109-17	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,0
3	ПС 110 кВ ГПП-1 Омский каучук, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.17, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		реактивная	±2,8	±6,9
4	ПС 110 кВ ГПП-1 Омский каучук, панель 12Р (6 кВ), ввод 6 кВ Т2	ТШЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 3000/5 Рег. № 19198-00	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
5	ПС 110 кВ ГПП-1 Омский каучук, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч.31, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		реактивная	±2,8	±10,9
						активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС 110 кВ ГПП-1 Омский каучук, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч.30, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,2	±4,0
7	ПС 110 кВ ГПП-1 Омский каучук, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч.38, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 70109-17	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		реактивная	±2,8	±6,9
8	ПС 110 кВ ГПП-1 Омский каучук, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.9, КЛ-6 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 7069-07	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±2,8
9	ПС 110 кВ ГПП-1 Омский каучук, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч.28, КЛ-6 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 7069-07	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		реактивная	±2,6	±5,3
10	ПС 110 кВ ГПП-2, панель 11Р 6 кВ, ввод 6 кВ РБ-1 от Т1	ТШЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 19198-00	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
11	ПС 110 кВ ГПП-2, панель 11Р 6 кВ, ввод 6 кВ РБ-2 от Т1	ТШЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 19198-00	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,8	±10,9
12	ПС 110 кВ ГПП-2, панель 12Р 6 кВ, ввод 6 кВ РБ-3 от Т2	ТШЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 19198-00	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ПС 110 кВ ГПП-2, панель 12Р 6 кВ, ввод 6 кВ РБ-4 от Т2	ТПЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 19198-00	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,1	±2,8
14	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 1а	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		реактивная	±2,6	±5,3
15	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 20	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
16	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 7	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		реактивная	±2,8	±10,9
17	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 14	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
18	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,8	±7,5
19	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 16	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 4	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,2	±4,1
21	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 6	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,8	±7,5
22	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 19	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
23	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 1в	ТПОЛ Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47958-11	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		реактивная	±2,8	±7,5
24	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 5	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1261-02	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,1
25	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 23	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 1261-08	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		реактивная	±2,8	±7,1
26	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 22	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
						активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 18	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27779-04	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,2	±4,1
28	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 15	ТПОЛ Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47958-11	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		реактивная	±2,8	±7,5
29	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 21	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
30	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. Iг	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47958-16	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,8	±10,9
31	ТП-39 6 кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, яч. 9, ШР-2, гр. 3	ТПШ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 47957-11	–	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,1
32	ТП-39 6 кВ, РУ-0,4 кВ, II с.ш. 0,4 кВ, ШР-2, гр. 5, ПР	Т-0,66 М УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 22656-07	–	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07		реактивная	±2,4	±7,5
33	ТП-39 6 кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, яч. 6	ТПШ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 47957-11	–	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
34	ТП-32 6 кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, яч. 1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,0	±4,1
35	ТП-32 6 кВ, РУ-0,4 кВ, II с.ш. 0,4 кВ, яч. 27	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,4	±7,5
36	ТП-27 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 39	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
37	РП-1 0,4 кВ Цеха 41, с.ш. 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ООО СТОА №11	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16		реактивная	±2,6	±5,6
38	РП-1 0,4 кВ Цеха 41, с.ш. 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ООО Автоторг	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2 Рег. № 46634-11		активная	±1,0	±4,1
39	РП-1 0,4 кВ ВПЧ-16, I с.ш. 0,4 кВ, гр. 9	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07		реактивная	±2,0	±11,1
40	РП-1 0,4 кВ ВПЧ-16, II с.ш. 0,4 кВ, гр. 8	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
41	ТП-60 6 кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, яч. 13	ТПП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 47957-11	–	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,0	±4,1
42	РП-1 0,4 кВ Цеха 48, с.ш. 0,4 кВ, гр. 4	–	–	МАЯК 101АТ.121Ш.2ИП2Б Кл. т. 1 Рег. № 52794-13		реактивная	±2,4	±7,1
43	ТП-50, РУ-0,4 кВ, яч.1 ЩСУ-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 71031-18	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
44	ТП-62 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 16	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		реактивная	±2,4	±7,1
45	АВ ЩУО-3 Ввод 1 ЩСУ-2 РУ-0,4 кВ I с.ш. ТП-3	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±4,1
46	АВ ЩУО-3 Ввод 2 ЩСУ-2 РУ-0,4 кВ II с.ш. ТП-3	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16		реактивная	±2,4	±7,1
47	АВ ЩУО-1 Ввод 1 ЩСУ-6 РУ-0,4 кВ I с.ш. ТП-44	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	48
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, °C - сервера, °C - УССВ, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от –45 до +40 от –40 до +60 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 180000 2 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 10 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:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера БД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (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 титульные листы паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	8
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	10
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	14
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	13
Трансформаторы тока	ТПОЛ-СВЭЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТШЛП-10	12
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	15
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	24
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.09	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	11
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М.04	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	1
Счетчики электрической энергии статические	МАЯК 101АТ.121Ш.2ИП2Б	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера 9»	1
Паспорт-формуляр	ПИКА.411711.АИИС.1316 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 «Омский каучук», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва, уникальный номер записи 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 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

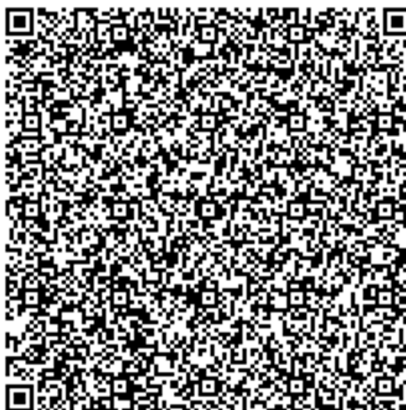
Акционерное общество «Омский каучук» (АО «Омский каучук»)
ИНН 5501023216
Юридический адрес: 644035, Омская обл., г. Омск, пр-кт Губкина, д. 30
Телефон: +7 (3812) 69-72-00
E-mail: info.ok@titan-group.ru

Изготовитель

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

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.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» апреля 2025 г. № 664

Регистрационный № 95065-25

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» (18 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» (18 очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ (Измерительные каналы (ИК) №№ 1, 2, 4, 5) состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

АИИС КУЭ (ИК № 3) состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональный счетчик активной и реактивной электрической энергии (счетчик), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройство синхронизации системного времени (УССВ),

каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ».

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков (ИК №№ 1, 2, 4, 5) при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков (ИК № 3) при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где осуществляется формирование и хранение информации.

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика (ИК №№ 1, 2, 4, 5) сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ОАО «РЖД», часы УСПД и счётчиков.

Сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от уровня ИВК ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики (ИК №№ 1, 2, 4, 5) синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчик (ИК № 3) синхронизируется от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 298. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-3.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР», от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4-6.

Таблица 4 – Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК		Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)	Обозначение, тип		УСПД	УССВ	
1	2	3	4		5	6	
1	ПС «Верево-ТЯГОВАЯ» 110/10кВ, РУ-10 кВ, ф.10	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №70106-17		A	ТОЛ-СВЭЛ	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
					B	-	
					C	ТОЛ-СВЭЛ	
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
2	ПС «Верево-ТЯГОВАЯ» 110/10кВ, РУ-10 кВ, ф.11	СЧЕТЧИК	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		ЕА05RL-B-3		
			ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №70109-17	A	ТПЛ-СВЭЛ	
					B	-	
		C			ТПЛ-СВЭЛ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
C							
		СЧЕТЧИК	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		ЕА05RL-B-3		

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
ШУ 0,4 кВ питания провода МВ ТН-160, КЛ 0,4 кВ от ПС 110 кВ Усть- Тальменская	Кт=0,5 Ктт=50/5 №28139-12	ТТ	А Б В ТТИ-А		
3	Кт=0,5С/1,0 Ксч=1 №77263-20	Счетчик	НАРТИС-300.153GA	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17
4	ПС 110 кВ Усть- Тальменская, ТСН-1 Ввод 0,4 кВ	ТТ	А Б В Т-0,66	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16
5	ПС 110 кВ Усть- Тальменская, ТСН-2 Ввод 0,4 кВ	Счетчик	Кт=0,5С/1,0 Ксч=1 №16666-97	Метроном-50М Рег. № 68916-17	

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК			
Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
2	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
3	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	4,2
4, 5	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	4,4
Пределы смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU) (±Δ), с		±5	
Примечания:			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие P = 0,95.			
3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} , cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°C.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 30206-94, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от $+21$ до $+25$ от $+21$ до $+25$ от $+18$ до $+22$

Продолжение таблицы 6

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ-3 - для Метроном-50М	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -45 до +40 от -40 до +70 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии НАРТИС-300: - 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 ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 220000 2 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД 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 УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - результат самодиагностики;
 - перерывы питания;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике, УСПД и сервере;
 - пропадание и восстановление связи с УСПД/счетчиком;
 - результат самодиагностики;
 - перерывы питания.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ	2
Трансформаторы тока	ТТИ-А	2

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	4
Счетчики электроэнергии многофункциональные	НАРТИС	1
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.298.ЭД.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 «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (18 очередь)», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314868.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 Информационные технологии. 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 «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)

ИНН 7706284124

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

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

ИНН 7706284124

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН 7444052356

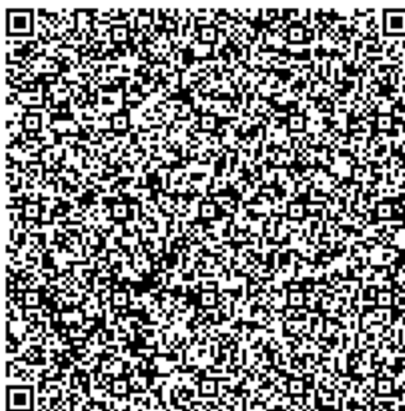
Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл.,
г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2, помещ. 1, ком. № 510

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23

Телефон: +7 (351) 951-02-67

E-mail: encomplex@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» апреля 2025 г. № 664

Регистрационный № 95066-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Гигрометры психрометрические ТЕРМОПРИБОР ВИТ

Назначение средства измерений

Гигрометры психрометрические ТЕРМОПРИБОР ВИТ (далее - гигрометры) предназначены для измерений температуры и относительной влажности окружающего воздуха.

Описание средства измерений

Конструктивно гигрометры выполнены в виде пластмассового корпуса, на лицевой стороне которого расположены два стеклянных термометра со шкалой - «сухой» и «увлажненный». В качестве термометрической жидкости у термометров используется органическая термометрическая жидкость, окрашенная в красный цвет. Справа от термометров на корпусе гигрометров расположена психрометрическая таблица, рассчитанная для скорости аспирации воздуха в диапазоне от 0,5 до 1,0 м/с. На тыльной стороне корпуса гигрометров расположен сменный пластиковый или стеклянный резервуар (питатель), необходимый для постоянного смачивания при помощи фитиля «увлажненного» термометра.

Принцип действия гигрометров основан на определении относительной влажности окружающей среды по разности показаний «сухого» и «увлажненного» термометров при помощи психрометрической таблицы по ГОСТ Р 8.811-2012. Значение относительной влажности определяется по таблице как значение, которое находится на пересечении строки, которая соответствует показаниям «сухого» термометра, и столбца, который соответствует разности показаний «сухого» и «увлажненного» термометров. Принцип действия термометров гигрометра основан на тепловом изменении объема термометрической жидкости в зависимости от температуры измеряемой среды.

К данному типу средства измерений относятся гигрометры исполнений ВИТ-1 и ВИТ-2. Исполнения отличаются диапазонами измерений температуры и относительной влажности.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на пластмассовый корпус гигрометра рукописным методом в месте, указанном на рисунке 1.

Общий вид гигрометров представлен на рисунке 1.

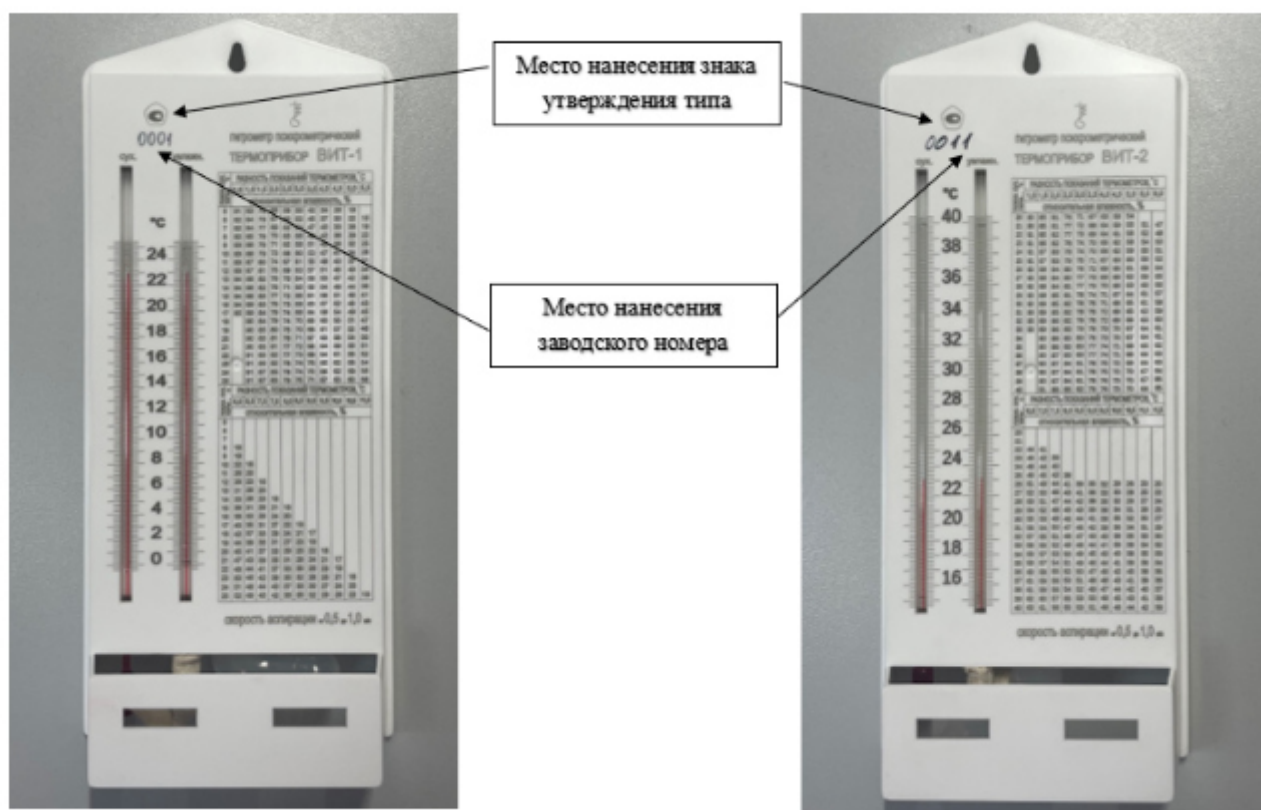


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений: слева гигрометр исполнения ВИТ-1, справа – гигрометр исполнения ВИТ-2

Пломбирование гигрометров не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры «сухого» и «увлажненного» термометров, °C -исполнение ВИТ-1 -исполнение ВИТ-2	от +0 до +25 от +15 до +40
Цена деления шкалы термометров гигрометра, °C	0,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	±0,2
Диапазон измерений относительной влажности, % (в зависимости от температуры окружающей среды): - исполнение ВИТ-1 - от +5 °C до +25 °C -исполнение ВИТ-2 - от +20 °C до +23 °C включ. - св. +23 °C до +26 °C включ. - св. +26 °C до +40 °C	от 20 до 90 от 54 до 90 от 40 до 90 от 20 до 90

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности при скорости аспирации от 0,5 до 1,0 м/с (при температуре «сухого» термометра), %	
-исполнение ВИТ-1	
- от +5 °С до +10 °С включ.	±7
- св. +10 °С до +25 °С	±6
- исполнение ВИТ-2	
- от +20 °С до +30 °С включ.	±6
- св. +30 °С до +40 °С	±5

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более	
- длина	300
- ширина	125
- высота	50
Масса без резервуара (питателя), г, не более	150

Знак утверждения типа

наносится на пластмассовый корпус гигрометра согласно рисунку 1 и на верхнюю часть титульного листа паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Гигрометр психрометрический ТЕРМОПРИБОР ВИТ	ВИТ-1 или ВИТ-2 (исполнение в соответствии с заказом)	1 шт.
Питатель	-	1 шт.
Фитиль	-	1 шт.
Паспорт	26.51.51-002-31881402-2024-01 ПС или 26.51.51-002-31881402-2024-02 ПС (в соответствии с заказом)	1 экз.
Руководство по эксплуатации	26.51.51-002-31881402-2024 РЭ	1 экз.*
Коробка (индивидуальная упаковка)	-	1 шт.
* допускается поставка на партию, отправляемую в один адрес		

Сведения о методах (методиках) измерений

приведены в главе 5 «Порядок работы» руководств по эксплуатации 26.51.51-002-31881402-2024 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 19 ноября 2024 г. № 2712 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений температуры» (часть 2);

Приказ Росстандарта от 21 ноября 2023 г. № 2415 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов» (часть А.1);

ГОСТ Р 8.811-2012 ГСИ. Таблицы психрометрические. Построение, содержание, расчетные соотношения;

ТУ 26.51.51-002-31881402-2024 Гигрометры психрометрические ТЕРМОПРИБОР ВИТ. Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество «ТЕРМОПРИБОР» (АО «ТЕРМОПРИБОР»)

ИНН 5020002728

Юридический адрес: 141600, Московская обл., г. Клин, Волоколамское ш., д. 44

Телефон: +7-49624-2-60-87

E-mail: sales@1thermopribor.su

Web-сайт: www.thermopribor.su

Изготовитель

Акционерное общество «ТЕРМОПРИБОР» (АО «ТЕРМОПРИБОР»)

ИНН 5020002728

Адрес: 141600, Московская обл., г. Клин, Волоколамское ш., д. 44

Телефон: +7-49624-2-60-87

E-mail: sales@1thermopribor.su

Web-сайт: www.thermopribor.su

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 осуществления деятельности: 141607, Московская обл., г. Клин, ул. Дзержинского, д. 2

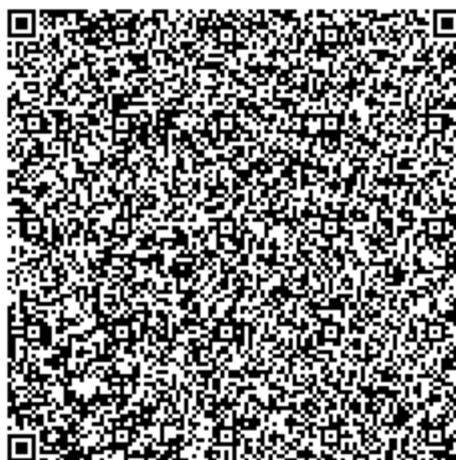
Телефон: +7 (496) 242-41-62

Факс: +7 (496) 247-70-70

E-mail: info.kln@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30083-2014.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» апреля 2025 г. № 664

Регистрационный № 95067-25

Лист № 1
Всего листов 24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Москвы (2-ая очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Москвы (2-ая очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» и АО «ОЭК»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер АО «ОЭК», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ».

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер АО «ОЭК» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной,

реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов (ИК) №№ 1-28 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 29-40 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД АО «ОЭК», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД АО «ОЭК» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее данные с УСПД АО «ОЭК» передаются на сервер АО «ОЭК», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

В соответствии регламентами ОРЭМ сервер АО «ОЭК» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (либо сервером АО «ОЭК») с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера АО «ОЭК», часы УСПД и счётчиков.

Сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, радиосервер точного времени РСТВ-01-01 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов

компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК АО «ОЭК» оснащён УССВ на базе радиосервера точного времени РСТВ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от уровня ИВК ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

УСПД АО «ОЭК» синхронизируются от уровня ИВК АО «ОЭК». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 1-28 синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 29-40 синхронизируются от сервера АО «ОЭК». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (либо сервера АО «ОЭК»). Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 293. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-3.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4-6.

Таблица 4 – Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Состав ИК АИИС КУЭ							
Номер ИК	Наименование объекта учета	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)	Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ	
1	2	3	4		5	6	
1	ПС-139 110 кВ Экспериментального кольца ст.Щербинка ПВ- 1 35 кВ	ТТ Кт=0,5S Ктт=300/5 №44089-10	A	4МС	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
			B	4МС			
			C	4МС			
		ТН Кт=0,5 Ктн=35000/√3/100/√3 №50639-12	A	4МТ40,5			
			B	4МТ40,5			
			C	4МТ40,5			
		Счетчик Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М				
			A	4МС			
			B	4МС			
2	ПС-139 110 кВ Экспериментального кольца ст.Щербинка ПВ- 2 35 кВ	ТТ Кт=0,5S Ктт=300/5 №44089-10	C	4МС	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
			A	4МТ40,5			
			B	4МТ40,5			
		ТН Кт=0,5 Ктн=35000/√3/100/√3 №50639-12	C	4МТ40,5			
			A	4МТ40,5			
			B	4МТ40,5			
		Счетчик Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М				
			A	4МС			
			B	4МС			

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
3	ПС-139 110 кВ Экспериментального кольца ст.Щербинка ПВ- 3 35 кВ	ТТ	КГ=0,5S КГГ=300/5 №44089-10	A 4MC	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
		ТН	КГ=0,5 КГН=35000/√3/100/√3 №50639-12	B 4MC	
				C 4MC	
				A 4MT40,5	
		Счетчик	КГ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	B 4MT40,5	
				C 4MT40,5	
СЭТ-4ТМ.03М					
4	ПС-139 110 кВ Экспериментального кольца ст.Щербинка ПВ- 4 35 кВ	ТТ	КГ=0,5S КГГ=300/5 №44089-10	A 4MC	
		ТН	КГ=0,5 КГН=35000/√3/100/√3 №50639-12	B 4MC	
				C 4MC	
				A 4MT40,5	
		Счетчик	КГ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	B 4MT40,5	
				C 4MT40,5	
СЭТ-4ТМ.03М					
5	ПС-139 110 кВ Экспериментального кольца ст.Щербинка ПВ- 5 35 кВ	ТТ	КГ=0,5S КГГ=300/5 №44089-10	A 4MC	
		ТН	КГ=0,5 КГН=35000/√3/100/√3 №50639-12	B 4MC	
				C 4MC	
				A 4MT40,5	
		Счетчик	КГ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	B 4MT40,5	
				C 4MT40,5	
СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
6	ПС-139 110 кВ Экспериментального кольца ст.Щербинка ПВ- 6 35 кВ	ТТ	КГ=0,5S КГГ=300/5 №44089-10	A 4MC	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
		ТН	КГ=0,5 КГН=35000/√3/100/√3 №50639-12	B 4MC	
				C 4MC	
				A 4MT40,5	
		Счетчик	КГ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	B 4MT40,5	
				C 4MT40,5	
СЭТ-4ТМ.03М					
7	ПС-139 110 кВ Экспериментального кольца ст.Щербинка ТСН-1 35 кВ	ТТ	КГ=0,5S КГГ=100/5 №44089-10	A 4MC	
		ТН	КГ=0,5 КГН=35000/√3/100/√3 №50639-12	B 4MC	
				C 4MC	
				A 4MT40,5	
		Счетчик	КГ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	B 4MT40,5	
				C 4MT40,5	
СЭТ-4ТМ.03М					
8	ПС-139 110 кВ Экспериментального кольца ст.Щербинка ТСН-2 35 кВ	ТТ	КГ=0,5S КГГ=100/5 №44089-10	A 4MC	
		ТН	КГ=0,5 КГН=35000/√3/100/√3 №50639-12	B 4MC	
				C 4MC	
				A 4MT40,5	
		Счетчик	КГ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	B 4MT40,5	
				C 4MT40,5	
СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
9	ПС-139 110 кВ экспериментального колыца ст.Щербинка Ввод-1 27,5 кВ	ТТ	К _Г =0,5 К _{ГГ} =800/5 №51679-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
		ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =27500/100 №51676-12		
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-12		
		ТТ	К _Г =0,5 К _{ГГ} =800/5 №51679-12		
		ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =27500/100 №51676-12		
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-12		
10	ПС-139 110 кВ экспериментального колыца ст.Щербинка Ввод-2 27,5 кВ	ТТ	К _Г =0,5 К _{ГГ} =800/5 №51679-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
		ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =27500/100 №51676-12		
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-12		
		ТТ	К _Г =0,5 К _{ГГ} =800/5 №51679-12		
		ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =27500/100 №51676-12		
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-12		
11	ПС-139 110 кВ экспериментального колыца ст.Щербинка Ввод-1 6 кВ	ТТ	К _Г =0,5 К _{ГГ} =600/5 №1261-59	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
		ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ №47583-11		
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №50460-18		
		ТТ	К _Г =0,5 К _{ГГ} =600/5 №1261-59		
		ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ №47583-11		
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №50460-18		

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6
12	ПС-139 110 кВ экспериментального кольца ст.Щербинка Ввод-2 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №518-50	А	ТПОФ	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №47583-11	В	ТПОФ			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №50460-18	С	ТПОФ			
				А	ЗНОЛП-ЭК-10			
13	ПС-139 110 кВ экспериментального кольца ст.Щербинка Ввод-3 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	В	ЗНОЛП-ЭК-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №47583-11	С	ЗНОЛП-ЭК-10			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	А	ЗНОЛП-ЭК-10			
				В	ЗНОЛП-ЭК-10			
14	ПС-139 110 кВ экспериментального кольца ст.Щербинка ЦТПК 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=30/5 №54721-13	С	ЗНОЛП-ЭК-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №47583-11	А	ЗНОЛП-ЭК-10			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №50460-18	В	ЗНОЛП-ЭК-10			
				С	ЗНОЛП-ЭК-10			
					ПСЧ-4ТМ.05МК.00			
					СЭТ-4ТМ.03М			
					ТОЛ-СВЭЛ-10М			
					-			
					ТОЛ-СВЭЛ-10М			
					ЗНОЛП-ЭК-10			
					ЗНОЛП-ЭК-10			
					ЗНОЛП-ЭК-10			
					ПСЧ-4ТМ.05МК.00			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6		
15	ПС-139 110 кВ Экспериментального кольца ст.Щербинка ЦТПК-1 6 кВ	ТТ	Кт=0,5S Ктт=200/5 №51623-12	А	ТОЛ-СЭЩ		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6300/100 №51621-12	В	ТОЛ-СЭЩ					
				С	ТОЛ-СЭЩ					
16	ПС-139 110 кВ Экспериментального кольца ст.Щербинка ЦТПК-2 6 кВ			А	НАЛИ-СЭЩ					
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	В	НАЛИ-СЭЩ					
		ТТ	Кт=0,5S Ктт=200/5 №51623-12	С	ТОЛ-СЭЩ					
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6300/100 №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ					
				В						
				С						
17	ТПС 20 кВ Беговая Ввод-1 20 кВ	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01						
		ТТ	Кт=0,5S Ктт=1000/5 №69606-17	А	ТОЛ-НТЗ					
				В	ТОЛ-НТЗ					
		ТН	Кт=0,5 Ктн=20000/100 №70747-18	С	ТОЛ-НТЗ					
				А	НАЛИ-НТЗ					
				В						
		С								

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6
18	ПС 20 кВ Беговая Ввод-2 20 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
		ТН	КТ=0,5 КТН=2000/100 №70747-18	B	ТОЛ-НТЗ			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	C	ТОЛ-НТЗ			
		ТТ	КТ=0,5S КТТ=20/5 №30709-11	A	НАЛИ-НТЗ			
19	ПС Овражки Ф-28 10 кВ	ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	СЭТ-4ТМ.03М.01			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	B	ТЛП-10			
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №15128-07	C	-			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	ТЛП-10			
20	ПС Виноградово Ф-ДЗП-1 (10 кВ)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №15128-07	A	НТМИ-10-66			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	B	А1805RL-P4G-DW-3			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	C	ТОЛ-10-I			
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №15128-07	A	-			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	B	ТОЛ-10-I			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	C	НТМИ-10-66			
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №15128-07	A	ЕА05RL-P1B-3			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	B				

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6
21	ПС Виноградово Ф-ДЗП-2 (10 кВ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	B	-			
				C	ТОЛ-10-I			
				A	НТМИ-10-66			
22	ПС Анциферово КЛ Ф № 18-10кВ 1СШ-10 ПС (СНТ Янтарь)	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	B				
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №57873-14	C	ТОЛ-К-10 У2			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	B				
23	ПС 110 кВ Голубая (Жилино) Ф. 9 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №25433-11	C	ТЛО-10			
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	B				
				C	СЭТ-4ТМ.03М			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6
24	ТПС Кресты ф.ПВ-1 10 КВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ10		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-53	B	-			
				C	ТПОЛ10			
				A	НТМИ-10			
		B						
C								
25	ТПС Кресты ф.ПВ-2 10 КВ	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3				
		ТТ	Кт=0,5 Ктт=800/5 №1261-59	A	ТПОЛ10			
				B	-			
				C	ТПОЛ10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10			
B								
C								
26	ТПС Бекасово ф.ПВ-1 10 КВ	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3				
		ТТ	Кт=0,5 Ктт=800/5 №1261-59	A	ТПОЛ10			
				B	-			
				C	ТПОЛ10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10			
B								
C								

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6
				A	ТПОЛ10			
27	кВ ТПС Бекасово ф.ПВ-3 10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	В	-		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				С	ТПОЛ10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10			
				В				
28	кВ ТПС Бекасово ф.ПВ-2 10	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	С	ЕА05RAL-Р1В-3			
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ10			
				В	-			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	С	ТПОЛ10			
29	кВ ТПС Бекасово ф.ПВ-2 10	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			RTU-325L Рег. № 37288-08	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
		ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №36415-07	А	ТПУ 6			
				В	ТПУ 6			
		ТН	КТ=0,2 КТН=20000/√3/100/√3 №36412-07	С	ТПУ 6			
29	кВ ПС 20 кВ Белокаменная от ПС 220 кВ Абрамово	Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	С	ТJP 6		СЭТ-4ТМ.03М	
				А	ТJP 6			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6	
30	ПС 20 кВ Белокаменная от ПС 220 кВ Абрамово ТЯГОВАЯ ФИДЕР 210 20 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №36415-07	A	ТПУ 6	RTU-325L Рег. № 37288-08 РСТБ-01-01 Рег. № 40586-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
			ТН	КТ=0,2 КТН=20000/√3/100/√3 №36412-07	B		ТПУ 6	
				C	ТПУ 6			
		СЧЕТЧИК		КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	A		ТПР 6	
			B	ТПР 6				
			C	ТПР 6				
31	ПС 20 кВ Белокаменная от ПС 220 кВ Абрамово ТЯГОВАЯ ФИДЕР 602 20 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №36415-07	СЭТ-4ТМ.03М				
			ТН	КТ=0,2 КТН=20000/√3/100/√3 №36412-07	A		ТПУ 6	
				B	ТПУ 6			
		C		ТПУ 6				
		32	ПС 20 кВ Белокаменная от ПС 220 кВ Абрамово ТЯГОВАЯ ФИДЕР 605 20 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №36415-07		A	ТПУ 6
					ТН		КТ=0,2 КТН=20000/√3/100/√3 №36412-07	B
C	ТПУ 6							
СЧЕТЧИК	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08			A			ТПР 6	
	B			ТПР 6				
	C			ТПР 6				

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6	
33	ПС 20 кВ Андроновка от ПС 220 кВ Линия 212 20 кВ	ТТ	К _Г =0,2S К _{ГТ} =600/5 №37488-08	A	AS 24/180	RTU-325L Рег. № 37288-08	РСТБ-01-01 Рег. № 40586-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
			ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =20000/√3/100/√3 №37492-08	A			REL 20
				Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08			B
					C			REL 20
				СЭТ-4ТМ.03М				
34	ПС 20 кВ Андроновка от ПС 220 кВ Линия 313 20 кВ	ТТ	К _Г =0,2S К _{ГТ} =600/5 №37488-08	A	AS 24/180			
			ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =20000/√3/100/√3 №37492-08	B			AS 24/180
				Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08			C
					A			REL 20
				B	REL 20			
35	ПС 20 кВ Андроновка от ПС 220 кВ Линия 311 20 кВ	ТТ	К _Г =0,2S К _{ГТ} =600/5 №37488-08	C	REL 20			
			ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =20000/√3/100/√3 №37492-08	A			REL 20
				Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08			B
					C			REL 20
				СЭТ-4ТМ.03М				

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
36	ПС 20 кВ Андроновка тЯговая фидер 214 20 кВ Пимлянская от ПС 220 кВ	ТТ	К _Г =0,2S К _{ГГ} =600/5 №37488-08	A	AS 24/180	RTU-325L Пер. № 37288-08	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
		ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ №37492-08	B	AS 24/180		
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08	C	AS 24/180		
				A	REL 20		
				B	REL 20		
37	ПС 220 кВ Мневники КРВ-20 кВ яч.202	ТТ	К _Г =0,2S К _{ГГ} =600/5 №36415-07	A	TPU 6	RTU-325L Пер. № 37288-08	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
		ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ №36412-07	B	TPU 6		
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08	C	TPU 6		
				A	TJP 6		
				B	TJP 6		
38	ПС 220 кВ Мневники КРВ-20 кВ яч.107	ТТ	К _Г =0,2S К _{ГГ} =600/5 №36415-07	A	TPU 6	RTU-325L Пер. № 37288-08	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
		ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ №36412-07	B	TPU 6		
		Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08	C	TPU 6		
				A	TJP 6		
				B	TJP 6		

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС 220 кВ Мневники КРУ-20 кВ яч.207	ТТ	Кт=0,2S Ктг=600/5 №36415-07	A	ТПУ 6	RTU-325L Рег. № 37288-08 РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
		ТН	Кт=0,2 Ктн=20000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ №36412-07	A	ТПР 6		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	B	ТПР 6		
				C	ТПР 6		
				C	ТПР 6		
40	ПС 220 кВ Мневники КРУ-20 кВ яч.102	ТТ	Кт=0,2S Ктг=600/5 №36415-07	A	ТПУ 6		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=20000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ №36412-07	B	ТПР 6		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	C	ТПР 6		
					СЭТ-4ТМ.03М		
					СЭТ-4ТМ.03М		

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типы с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденные типы.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1-8	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,8
9, 10, 13	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
11, 12, 14	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
15-19	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
20-22, 24-28	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
23	Активная	0,9	4,7
	Реактивная	2,0	2,7
29-32, 37-40	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
33-36	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие P = 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} , cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°С.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСПД RTU-325L - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +60 от 0 до +40 от -10 до +55 от -25 до +60 от +15 до +30 от -40 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12), ПСЧ-4ТМ.05МК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17): - 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 ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 120000 72 140000 72 165000 72 220000 72 100000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 6

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

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД 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 УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	4МС	24
Трансформаторы тока	AS 24/180	12
Трансформаторы тока	TPU 6	24
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-К-10 У2	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-35	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-10М	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформаторы тока	ТЛП-10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ10	16
Трансформаторы тока	ТПОФ	3
Трансформаторы напряжения	4МТ40,5	6
Трансформаторы напряжения	REL 20	6
Трансформаторы напряжения	ТJP 6	12
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-НТЗ	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-35	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	1
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	28
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	5
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.293.ЭД.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 «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Москвы (2-ая очередь)», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314868.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 Информационные технологии. 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 «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)

ИНН 7706284124

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

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

ИНН 7706284124

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

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

ИНН 7444052356

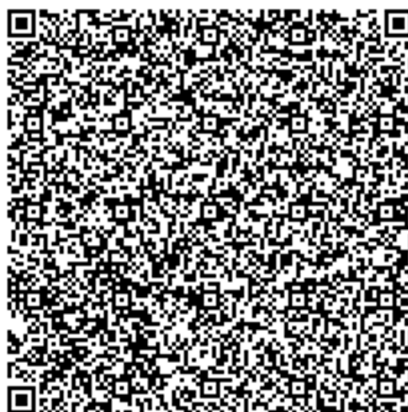
Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск,
ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2, помещ. 1, ком. № 510

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23

Телефон: +7 (351) 951-02-67

E-mail: encomplex@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» апреля 2025 г. № 664

Регистрационный № 95068-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Волжский Мясокомбинат»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Волжский Мясокомбинат» (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), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000» и каналобразующую аппаратуру.

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

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

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

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

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

ИВК по сети Internet с использованием электронной подписи раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ предназначенным для формирования данных о текущих значениях времени, получаемых по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем (далее – ГНСС) ГЛОНАСС/GPS, и передачи этих данных через последовательный интерфейс в автоматизированные информационно-измерительные системы. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков производится сервером БД. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ± 2 с.

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 корректровке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№1367) 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 «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4
CalcClients.dll	не ниже 1.0.0.0	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4	MD5
CalcLeakage.dll	не ниже 1.0.0.0	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F	
CalcLosses.dll	не ниже 1.0.0.0	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC	
Metrology.dll	не ниже 1.0.0.0	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83	
ParseBin.dll	не ниже 1.0.0.0	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7	
ParseIEC.dll	не ниже 1.0.0.0	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F	
ParseModbus.dll	не ниже 1.0.0.0	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48	
ParsePiramida.dll	не ниже 1.0.0.0	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F	
SynchroNSI.dll	не ниже 1.0.0.0	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09	
VerifyTime.dll	не ниже 1.0.0.0	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.

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, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения УСВ, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{смк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от -25 до +60 от +10 до +30
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	90000 2 180000 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	45 5 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	ТОЛ-10-I	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1367 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Волжский Мясокомбинат», аттестованном ООО «Спецэнергопроект» г. Москва, уникальный номер записи 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 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Волжский Мясокомбинат»
(ООО «Волжский Мясокомбинат»)

ИНН 3435307723

Юридический адрес: 404121, Волгоградская обл., г. Волжский, ул. Пушкина, д. 45Т

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ВН-Энерготрейд»
(ООО «ВН-Энерготрейд»)

ИНН 5048024231

Адрес: 142304, Московская обл., г. Чехов, ул. Гагарина, д. 19А

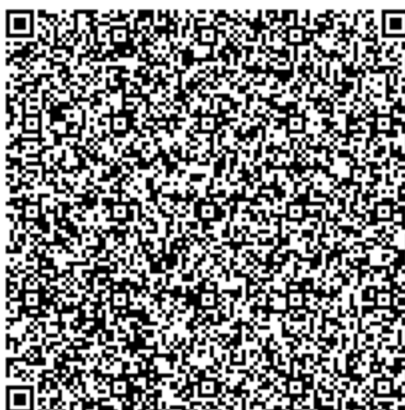
Испытательный центр

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.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» апреля 2025 г. № 664

Регистрационный № 95069-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Загорье» (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, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) 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) АО «Загорье», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

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

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

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

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

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

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

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

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

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

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

Заводской номер АИИС КУЭ: 07-2013.

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

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.10.01
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.

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	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-1001 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, I сш., Ввод Т1	ТПШ-0,66УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 15764-96	—	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,0	±3,3
				ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		реактивная	±2,5	±5,6
2	ТП-1001 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, II сш., Ввод Т2	ТПШ-0,66УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 15764-96	—	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,0	±3,3
3	ТП-1101 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, I сш., Ввод Т3	ТПШ Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-2 Рег. № 82570-21	реактивная	±2,5	±5,6
				ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,6

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C: – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от –40 до +70 от 0 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика ПСЧ-4ТМ.05М.16 для счетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.20 – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 165000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее – при отключении питания, лет, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике;
- Защищённость применяемых компонентов:
 - механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени в:
 - счетчиках (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
 - о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
 - измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТШ-0,66УЗ	6
Трансформатор тока	ТШП	3
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.16	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	ПСК.2013.07.АСКУЭ.31-ПФ	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) АО «Загорье», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи 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 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Белгородский бройлер»
(ООО «Белгородский бройлер»)

ИНН 3123481412

Юридический адрес: 308009, Белгородская обл., г.о. г. Белгород, г. Белгород,
ул. Производственная, д. 4, эт. 2, помещ. 1-20

Телефон: 7 (4754) 83-29-56

Изготовитель

Акционерное общество «Первая сбытовая компания»
(АО «Первая сбытовая компания»)

ИНН 3123200083

Адрес: 308000, г. Белгород, ул. Князя Трубецкого, д. 37

Телефон: +7 (4722) 33-47-18

E-mail: psk2009@mail.ru

Испытательный центр

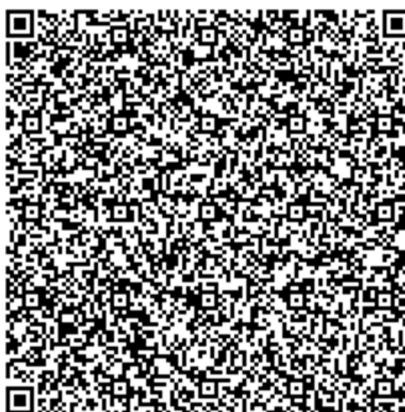
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» апреля 2025 г. № 664

Регистрационный № 95070-25

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Мурманской области (2-ая очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Мурманской области (2-ая очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ».

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной,

реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ОАО «РЖД», часы УСПД и счётчиков.

Сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от уровня ИВК ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 296. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-3.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4-6.

Таблица 4 – Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Состав ИК АИИС КУЭ						
Номер ИК	Наименование объекта учета	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)	Обозначение, тип		УСПД	УССВ
1	2	3	4		5	6
1	ПС 110 кВ Белое море (ПС 48А), ОРУ 27,5 кВ, Ввод Т1 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №3690-73		A	ТФЗМ-35А-У1
					B	ТФЗМ-35А-У1
					C	-
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65	
				B	ЗНОМ-35-65	
				C	-	
		Счетчи	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4		
ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1			
		B	ТФЗМ-35А-У1			
		C	-			
ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65			
		B	ЗНОМ-35-65			
		C	-			
Счетчи	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4				
2	ПС 110 кВ Белое море (ПС 48А), ОРУ 27,5 кВ, Ввод Т2 27,5 кВ	Счетчи				

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6
3	ПС 110 кВ Белое море (ПС 48А), ЗРУ 10 кВ, Ввод Т1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №25433-03	A	ТЛЮ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17	
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	B	ТЛЮ-10			
				C	-			
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69			A	НТМИ-10-66			
		B						
		C						
4	ПС 110 кВ Белое море (ПС 48А), ЗРУ 10 кВ, Ввод Т2 10 кВ	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4				
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	A	ТПОЛ10			
				B	ТПОЛ10			
				C	-			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
				C				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4						
		ПС «Веревко-Тяговая» 110/10кВ, РУ-10 кВ, ф.7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	
					B	-		
C	ТПЛ-10							
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69		A	НТМИ-10-66				
			B					
			C					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
Примечания: 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик. 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов. 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.					

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Таблица 5. Основные метрологические характеристики ИК			
Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1 – 5	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $5\% I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $+5$ до $+35^{\circ}\text{C}$.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от $+21$ до $+25$ от $+18$ до $+22$
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, $^\circ\text{C}$: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ-3 - для Метроном-50М	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до $+35$ от -40 до $+70$ от 0 до $+40$ от -25 до $+60$ от $+15$ до $+30$
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАльфа: - 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 ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 100000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 6

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

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД 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 УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- журнал серверов:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках, УСПД, серверах;
 - пропадание и восстановление связи с УСПД, счетчиками;
 - результат самодиагностики;
 - перерывы питания.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	5
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.296.ЭД.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 «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Мурманской области (2-ая очередь), аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314868.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Правообладатель

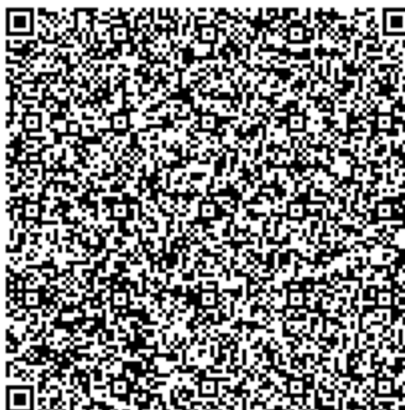
Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН 7444052356
Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2, помещ. 1, ком. № 510
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23
Телефон: +7 (351) 951-02-67
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» апреля 2025 г. № 664

Регистрационный № 95071-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «КДВ» 4-я очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «КДВ» 4-я очередь (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – 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 по тексту – ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), устройство синхронизации системного времени УСВ-3 (далее по тексту – УССВ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) ПК «Энергосфера», технические средства обеспечения электропитания.

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

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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД. На сервере БД 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, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка.

АРМ субъекта оптового рынка в автоматическом режиме по сети Internet с использованием электронной подписи (далее по тексту - ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС». Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, на основе приемника сигналов точного времени от навигационных космических аппаратов систем ГЛОНАСС/GPS. УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Сравнение шкалы времени сервера БД со шкалой времени УССВ осуществляется непрерывно. Коррекция шкалы времени сервера БД происходит один раз в час при расхождении шкал времени сервера БД и УССВ. Коррекция шкалы времени счетчиков проводится при расхождении шкал времени счетчиков и сервера БД более чем на ± 2 с.

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

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 (№ 1313) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ТП №117 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
2	ТП №117 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
3	ТП №7 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 230 ART-03 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 23345-07		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для от -40°C до $+55^{\circ}\text{C}$.
- 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, ТН – трансформатор напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.

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

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ, °С - счетчиков, °С - сервера, °С - УССВ, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от –45 до +40 от –40 до +55 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 УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	150000 2 45000 2 35000 1
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	85 10 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 счетчика:
 - параметрирования;

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - 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:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 минут (функция автоматизирована);
- сбора 30 минут (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	6
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	2
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230 ART-03	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	КДВ.411711.АИИС.1313 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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 «КДВ» 4-я очередь, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва, уникальный номер записи 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 8.596–2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

Акционерное общество «КДВ» (АО «КДВ»)

ИНН 7017166840

Юридический адрес: 634057, Томская обл., г. Томск, пр-кт Мира, д. 20

Изготовитель

Акционерное общество «КДВ» (АО «КДВ»)

ИНН 7017166840

Адрес: 634057, Томская обл., г. Томск, пр-кт Мира, д. 20

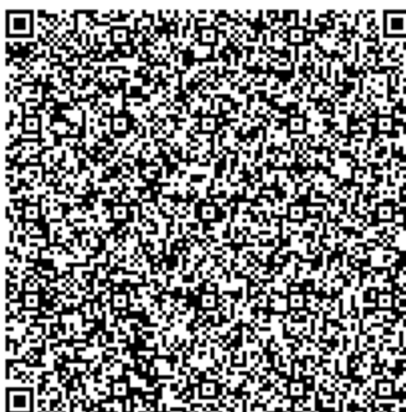
Испытательный центр

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.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» апреля 2025 г. № 664

Регистрационный № 95072-25

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Юргамыш»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Юргамыш» (далее – АИИС КУЭ, система) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) ЭКОМ-3000 со встроенным ГЛОНАСС/GPS-модулем, каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Юргамыш», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, серверы баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), серверы синхронизации времени (далее – ССВ) ССВ-1Г и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика 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 входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации на подключенных к УСПД АРМ.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», смежным субъектам ОРЭМ и иным заинтересованным организациям.

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

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

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и другим заинтересованным организациям, передаются с ИВК в виде XML-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы либо с АРМ энергосбытовой компании.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC(SU). Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее - Рег. № 58301-14). ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC(SU) спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. ССВ-1Г обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК. Резервный ССВ ИВК используется при выходе из строя основного сервера.

Коррекция шкалы времени УСПД осуществляется по сигналу точного времени ГЛОНАСС/GPS-модуля, встроенного в УСПД. В случае неисправности ГЛОНАСС/GPS-модуля имеется возможность коррекции шкалы времени УСПД посредством сличения со шкалой времени сервера ИВК.

Сличение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки, коррекция шкалы времени счетчиков проводится при расхождении шкалы времени счетчика и УСПД более чем на ± 2 с (настраиваемый параметр, может быть изменен в порядке текущей эксплуатации).

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД 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 АИИС КУЭ не предусмотрено.

АИИС КУЭ присвоен заводской номер 01093.1. Заводской номер указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

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/УСПД/сервер БД		Границы основной погрешности, (δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЗРУ-10 кВ НС УБКУА ЛПДС «Юргамыш» 1 с.ш. 10 кВ, яч 3	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
2	ЗРУ-10 кВ НС УБКУА ЛПДС «Юргамыш» 2 с.ш. 10 кВ, яч 23	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ССВ-1Г Рег. № 58301-14/ ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-19/ НР Proliant	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
3	ЗРУ-10 кВ НС УБКУА ЛПДС «Юргамыш» 3 с.ш. 10 кВ, яч 29	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
4	ЗРУ-10 кВ НС УБКУА ЛПДС «Юргамыш» 4 с.ш. 10 кВ, яч 51	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ЗРУ-10 кВ НКК ЛПДС Юргамыш, 1 с.ш. 10 кВ, яч.4, Ввод №1 (рабочий)	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ССВ-1Г Рег. № 58301-14/ ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-19/ НР Proliant	активная	±0,8	±1,6
6	ЗРУ-10 кВ НКК ЛПДС Юргамыш, 1 с.ш. 10 кВ, яч.13, Ввод №1 (резервный)	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная	±1,8	±2,8
7	ЗРУ-10 кВ НКК ЛПДС Юргамыш, 2 с.ш. 10 кВ, яч.33, Ввод №2 (рабочий)	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±1,6
8	ЗРУ-10 кВ НКК ЛПДС Юргамыш, 2 с.ш. 10 кВ, яч.24, Ввод №2 (резервный)	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная	±1,8	±2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ПС 110 кВ Юргамыш-нефть, ЗРУ-6 кВ, ТОН-2 ЛПДС «Юргамыш», 1 с.ш. 6 кВ яч.1	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,2S Ктт 400/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ССВ-1Г Рег. № 58301-14/ ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-19/ HP Proliant	активная	±0,8	±1,6
10	ПС 110 кВ Юргамыш-нефть, ЗРУ-6к В, ТОН-2 ЛПДС «Юргамыш», 2 с.ш. 6 кВ яч.35	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,2S Ктт 400/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		реактивная	±1,8	±2,8
11	ПС 110 кВ Юргамыш-нефть, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП Кл. т. 0,2S Ктт 100/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,4	±1,4
12	ПС 110 кВ Юргамыш-нефть, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП Кл. т. 0,2S Ктт 100/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		реактивная	±1,1	±2,6
13	ПС 110 кВ Юргамыш-нефть, ЗРУ-6 кВ, ТОН-2 ЛПДС «Юргамыш», 1 с.ш. 6 кВ, яч.11	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8

Продолжение таблицы 2

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 $I=0,02(0,05)$ $I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 13 от 0 °С до +40 °С. 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 5 Допускается замена УСПД и 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	13
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 и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 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 УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 350000 0,5 70000 1
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 и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТЛО-10	24
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	9
Трансформатор тока	ТОП	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	12
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	11
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	2
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Сервер баз данных	HP Proliant	2
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	НОВА.2020.АСКУЭ.01093 ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Юргамыш», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва, уникальный номер записи 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

Акционерное общество «Транснефть-Урал» (АО «Транснефть-Урал»)

ИНН 0278039018

Юридический адрес: 450008, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Крупской, д. 10

Телефон: + 7 (347) 279-25-25

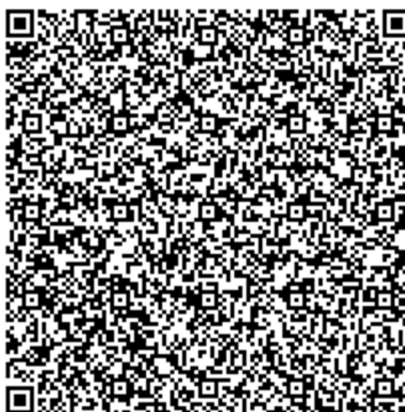
E-mail: tnural@ufa.transneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть-Урал» (АО «Транснефть-Урал»)
ИНН 0278039018
Адрес: 450008, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Крупской, д. 10
Телефон: + 7 (347) 279-25-25
E-mail: tnural@ufa.transneft.ru

Испытательный центр

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» апреля 2025 г. № 664

Регистрационный № 95073-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Амплификаторы детектирующие «ДТпрайм»

Назначение средства измерений

Амплификаторы детектирующие «ДТпрайм» (далее – амплификаторы) предназначены для измерений массовой концентрации (массовой доли) фрагментов целевой дезоксирибонуклеиновой кислоты (ДНК), а также рибонуклеиновой кислоты (РНК) по аттестованным методикам измерений в биологических образцах при реализации полимеразной цепной реакции в режиме реального времени (ПЦР-РВ).

Описание средства измерений

Принцип действия амплификаторов основан на измерении с помощью оптического детектора флуоресцентного сигнала, полученного из реакционного модуля в ходе полимеразной цепной реакции под воздействием излучения возбуждения, в каждом цикле температурно-кинетической амплификации молекул.

Конструкция амплификаторов представляет собой несущий каркас, на который установлены следующие узлы:

- теплоблок (термоблок) с устройством перемещения и позиционирования в горизонтальной и вертикальной плоскостях;
- оптоблок, состоящий из источников возбуждения флуоресценции на базе светодиодов и детектора на основе камеры с ПЗС-матрицей;
- оптотракт - блок транспортировки световых пучков;
- блок теплокрышки, предотвращающий самопроизвольное открывание крышек пробирок, возможную контаминацию изделия продуктами амплификации, конденсацию жидкости на крышках внутри пробирок;
- модули электроники с блоками питания.

Несущий каркас закрыт защитными панелями. Теплоблок (термоблок) обеспечивает термоциклирование пробирок в соответствии с программой амплификации. Для охлаждения и нагрева матрицы используется 6 термоэлектрических элементов Пельтье.

Амплификаторы выпускаются в двух модификациях 5M1 и 5X1. Модификации 5M1, 5X1 отличаются форматом термоблока:

- для модификации 5M1 - 96 лунок под стандартные ПЦР-пробирки объемом 200 мкл с шагом стандартного 96-луночного планшета. Форма лунок оптимизирована для обеспечения теплопередачи пробам анализируемой смеси объемом менее 50 мкл;
- для модификации 5X1 - 384 лунки по 45 мкл с шагом стандартного 384-луночного планшета.

Оптический блок представляет собой систему из источников света, линз, зеркал и светофильтров, изолированную от внешнего освещения.

Система управления и индикации включает в себя кнопочную панель, предназначенную для ручного управления приводом термоблока, и жидкокристаллический монитор, предназначенный для индикации процесса выполнения программы амплификации.

Данные последнего исследования записываются в память амплификатора и могут быть считаны после перебоя в электропитании (отключения электричества) во время амплификации. Возобновление сетевого питания приводит к продолжению работы с полным восстановлением состояния программы амплификации. Отказ операционной системы управляющего компьютера или его отключение не приводит к остановке программы амплификации.

Общий вид амплификаторов представлен на рисунке 1. Общий вид информационной таблички (шильдика) представлен на рисунке 2.

Заводской номер амплификаторов в буквенно-цифровом формате, состоящем из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится методом термопечати на наклейку, расположенную на задней поверхности корпуса.

Пломбирование амплификаторов не предусмотрено. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид амплификаторов детектирующих «ДТпрайм»

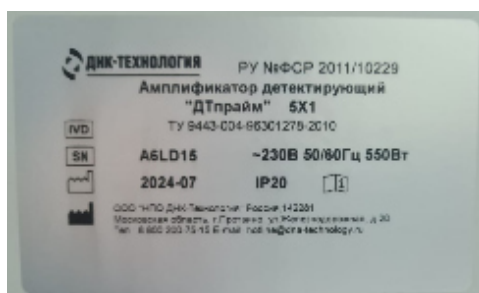


Рисунок 2 – Общий вид информационной таблички (шильдика)

Программное обеспечение

Амплификаторы оснащены программным обеспечением ДТмастер. Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Программное обеспечение ДТмастер осуществляет следующие функции:

- создание протоколов исследования;
- создание и редактирование тестов;
- создание, запуск и контроль выполнения программы амплификации;
- анализ данных оптических измерений;
- поддержка RDML-формата обмена данными;
- формирование отчета о проведенном исследовании;
- взаимодействие с лабораторными информационными системами (ЛИС);
- взаимодействие с подключаемыми модулями анализа, содержащими формулы расчета результатов исследований;
- отображение результатов вычислений и специализированных бланков отчетов.

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

Влияние программного обеспечения амплификаторов учтено при нормировании метрологических характеристик. Метрологически значимой является подпрограмма «модуль количественного теста analyser_quantity_relative.dll».

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование программного обеспечения	ДТмастер
Идентификационное наименование ПО	ДТмастер
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2
Цифровой идентификатор ПО	252181142ba912c610d1732294ff5860c9fd00eb
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	SHA1

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний массовой доли ДНК, г/кг	от 1 до 50
Предел детектирования по СО состава ДНК сои, г/мкл, не более	$1 \cdot 10^{-8}$
Предел допускаемого относительного СКО результатов измерений, %	15

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания:	
- напряжение питания переменного тока, В	от 207 до 253
- частота переменного тока, Гц	50/60
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от +15 до +31
- относительная влажность воздуха, %, не более	80
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Потребляемая мощность, Вт, не более	550
Габаритные размеры, мм, не более:	
- ширина	215
- глубина	545
- высота	545

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг, не более	28
Формат термоблока (модификация 5M1)	96 пробирок на 200 мкл
Формат термоблока (модификация 5X1)	384 лунки объемом 45 мкл
Количество каналов детекции, шт.	5

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч	5000
Срок службы, лет	5

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Амплификатор детектирующий «ДТпрайм» в одном из вариантов модификации	1 шт.
Кабель связи с компьютером, типа USB 2.0 High-speed A-B	1 шт.
Сетевой кабель (трехпроводный)	1 шт.
Предохранители плавкие (10 А, 250 В, 5x20 мм)	1 шт.
Дистрибутив с программным обеспечением ДТмастер	1 шт.
Руководство по эксплуатации. Работа с прибором. Амплификатор детектирующий «ДТпрайм»	1 шт.
Руководство пользователя. Программное обеспечение ДТмастер	1 экз.
Паспорт	1 экз.
Методика поверки	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Программное обеспечение ДТмастер. Руководство пользователя», глава 3 (Работа в ДТмастер).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 9443-004-96301278-2010 Амплификатор детектирующий «ДТпрайм». Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение ДНК-Технология» (ООО «НПО ДНК-технология»)
ИНН 5037004152
Юридический адрес: 142281, Московская обл., г.о. Серпухов, г. Протвино, ул. Железнодорожная, д. 20
Тел./факс: +7(4967) 31-06-70
E-mail: protvino@dna-technology.ru
Web-сайт: <http://www.dna-technology.ru>

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение ДНК-Технология» (ООО «НПО ДНК-технология»)

ИНН 5037004152

Адрес: 142281, Московская обл., г.о. Серпухов, г. Протвино, ул. Железнодорожная, д. 20

Тел./факс: +7(4967) 31-06-70

E-mail: protvino@dna-technology.ru

Web-сайт: <http://www.dna-technology.ru>

Испытательный центр

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

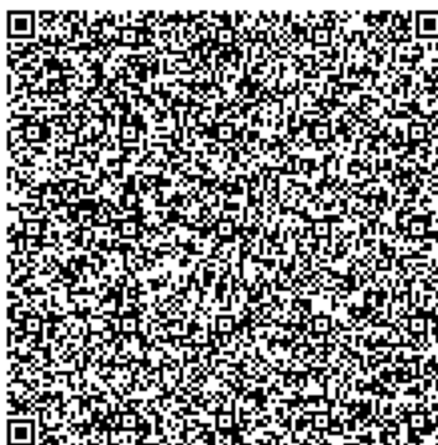
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

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

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» апреля 2025 г. № 664

Регистрационный № 95074-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ-110 II У1

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ-110 II У1 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для питания электрических измерительных приборов, цепей защиты и сигнализации в электрических сетях переменного тока частотой 50 или 60 Гц с номинальным напряжением 110 кВ.

Описание средства измерений

Трансформаторы напряжения состоят из фарфоровой крышки, внутри которой на металлическом цоколе установлена активная часть, представляющая собой двух стержневой магнитопровод с обмотками на каждом стержне. Магнитопроводы трансформаторов изготовлены из пластин анизотропной холоднокатаной электротехнической стали. Конструкция обмоток трансформаторов — цилиндрическая, слоевая. Трансформаторы заполнены трансформаторным маслом, уровень которого указан на расширителе трансформатора в виде трех контрольных черт.

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на преобразовании посредством электромагнитной индукции переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения при неизменной частоте и без существенных потерь мощности.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения НКФ-110 II У1 зав. № 5413, № 5400, № 5403, № 6418, № 6416, № 6427.

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

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



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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики трансформатора тока приведены в таблице 1 и таблице 2 соответственно.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	$110/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки	0,5, 1,0, 3,0
Класс точности дополнительной вторичной обмотки	3Р
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	400, 600, 1200
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки, В·А	1200

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	У
Категория размещения по ГОСТ 15150-69	1
Габаритные размеры:	
- высота H , мм	1730
- длина B_1 , мм	680
- ширина B_3 , мм	710
Масса, кг, не более	830

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность трансформатора тока представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НКФ-110 П У1	1 шт.
Паспорт	ВЛИЕ.671243.003 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ВЛИЕ.671243.003 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации трансформатора напряжения.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 1983-2015 Межгосударственный стандарт. Трансформаторы напряжения.
Общие технические условия;

Приказ Росстандарта от 7 августа 2023 г. № 1554 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры»
(ОАО «ЗЗВА»)

Юридический адрес: г. Запорожье

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры»
(ОАО «ЗЗВА») (изготовлены в 2006-2007 гг.)

Адрес: г. Запорожье

Испытательный центр

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

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: +7 (4932) 32-84-85

Факс: +7 (4932) 41-60-79

Э-мэйл: ivst@ivsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № R. RU.311781.

