

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» мая 2023 г. № 972

Регистрационный № 88962-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1220

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1220 (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы (массового расхода) нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтепродуктов, транспортируемых по трубопроводам, с помощью измерительных компонентов: счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей температуры и давления, измерительно-вычислительного комплекса. Выходные электрические сигналы счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей температуры и давления поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефтепродуктов по реализованному в нем алгоритму.

СИКН, заводской № 1220, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефтепродуктов, узла подключения передвижной поверочной установки, системы сбора, обработки информации и управления. Блок измерительных линий состоит из трех измерительных линий (двух рабочих и одной контрольно-резервной).

Монтаж и наладка СИКН осуществляются непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид СИКН

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень измерительных компонентов

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF (далее – СРМ)	45115-10
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-15
Преобразователи измерительные 3144 Р	14683-09
Преобразователи измерительные Rosemount 3144 Р	56381-14
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	52638-13

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированные измерения массы (массового расхода) нефтепродуктов в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления;
- автоматические измерения температуры, давления, плотности нефтепродуктов;
- измерения давления и температуры нефтепродуктов с помощью показывающих средств измерений давления и температуры соответственно;
- поверка и контроль метрологических характеристик СРМ с применением поверочной установки в автоматизированном режиме;
- контроль метрологических характеристик рабочих СРМ по контрольному СРМ в автоматизированном режиме;
- защита алгоритма и программного обеспечения СИКН от несанкционированного доступа;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- автоматический и ручной отбор проб нефтепродуктов;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания средств измерений, входящие в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006, нанесения оттисков клейм или наклеек на эти средства измерений в соответствии с методиками поверки этих средств измерений

Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на информационную табличку, представленную на рисунке 2, установленную на двери блока измерений показателей качества нефтепродуктов СИКН. Формат нанесения заводского номера – числовой.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.



Рисунок 2 – Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и АРМ оператора.

ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

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

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	d1d130e5
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	6ae1b72f
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.18
Цифровой идентификатор ПО	1994df0b
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.20
Цифровой идентификатор ПО	6aa13875
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.11
Цифровой идентификатор ПО	4bc442dc
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.28
Цифровой идентификатор ПО	58049d20

Продолжение таблицы 2

Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.3
Цифровой идентификатор ПО	29c26fcf
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.6
Цифровой идентификатор ПО	4c134dd0
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.5
Цифровой идентификатор ПО	5e6ec20d
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.4
Цифровой идентификатор ПО	86fff286
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	f3578252
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.12
Цифровой идентификатор ПО	e2edee82
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.17
Цифровой идентификатор ПО	5b181d66
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.3.1
Цифровой идентификатор ПО	62b3744e
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.5
Цифровой идентификатор ПО	c5136609
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c25888d2
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.50
Цифровой идентификатор ПО	4ecfdc10

Продолжение таблицы 2

Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.4
Цифровой идентификатор ПО	82dd84f8
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.14
Цифровой идентификатор ПО	c14a276b
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	8da9f5c4
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	41986ac5
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.2.1
Цифровой идентификатор ПО	adde66ed
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.2
Цифровой идентификатор ПО	2a3adf03
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c73ae7b9
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.34
Цифровой идентификатор ПО	df6e758c
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.33
Цифровой идентификатор ПО	37cc413a
Примечания	
1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИВК в зависимости от функционального назначения СИКН.	
2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде заглавных или прописных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр и букв.	
3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтепродуктов*, т/ч	от 21 до 272
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	$\pm 0,25$
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4– Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон давления нефтепродуктов, МПа, не более	6,3
Режим работы СИКН	периодический
Измеряемая среда	Нефтепродукты (бензин, дизельное топливо, топливо и керосины для реактивных двигателей)
Параметры измеряемой среды: – температура, °С – плотность, кг/м ³ .	от -5 до +40 от 720 до 860
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	$220^{+22}_{-33} / 380^{+38}_{-57}$ 50 ± 1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки СРМ – в месте установки ИВК б) относительная влажность в помещениях, где установлено оборудование СИКН, % в) атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от +10 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1220	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1220 ЛПДС «Воронеж» Мичуринского районного управления АО «Транснефть – Дружба», зарегистрированном в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № ФР.1.29.2022.44193.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

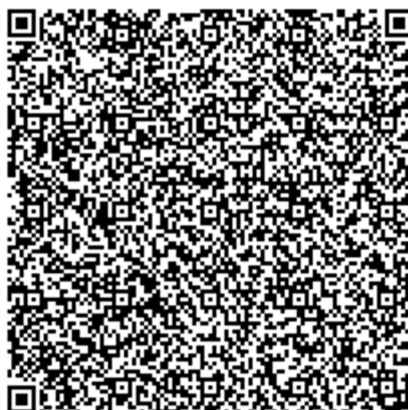
Акционерное общество «Транснефть - Дружба» (АО «Транснефть - Дружба»)
ИНН 3235002178
Адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113
Телефон (факс): 8(4832) 74-76-52

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Дружба» (АО «Транснефть - Дружба»)
ИНН 3235002178
Адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113
Телефон (факс): 8(4832) 74-76-52

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть - Метрология» (АО «Транснефть - Метрология»)
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2
Телефон: (495) 950-87-00
Факс: (495) 950-85-97
Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>
E-mail: cmo@cmo.transneft.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» мая 2023 г. № 972

Регистрационный № 88963-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1262
ПСП «ЛПДС «Воронеж»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1262 ПСП «ЛПДС «Воронеж» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы (массового расхода) нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтепродуктов, транспортируемых по трубопроводам, с помощью измерительных компонентов: счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей температуры и давления, измерительно-вычислительного комплекса. Выходные электрические сигналы счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей температуры и давления поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефтепродуктов по реализованному в нем алгоритму.

СИКН, заводской № 3/625/3, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефтепродуктов, узла подключения передвижной поверочной установки, системы сбора, обработки информации и управления. Блок измерительных линий состоит из трех измерительных линий (двух рабочих и одной контрольно-резервной).

Монтаж и наладка СИКН осуществляются непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид СИКН

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень измерительных компонентов

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF (далее – СРМ)	45115-10
Датчики давления Метран-150	32854-13
Преобразователи измерительные 644	14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17
Ротаметр Н250	48092-11
Преобразователь плотности и расхода CDM	63515-16

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированные измерения массы (массового расхода) нефтепродуктов в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления;
- автоматические измерения температуры, давления, плотности нефтепродуктов;
- измерения давления и температуры нефтепродуктов с помощью показывающих средств измерений давления и температуры соответственно;
- поверка и контроль метрологических характеристик СРМ с применением поверочной установки в автоматизированном режиме;
- контроль метрологических характеристик рабочих СРМ по контрольному СРМ в автоматизированном режиме;
- защита алгоритма и программного обеспечения СИКН от несанкционированного доступа;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- автоматический и ручной отбор проб нефтепродуктов;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания средств измерений, входящие в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006, нанесения оттисков клейм или наклеек на эти средства измерений в соответствии с методиками поверки этих средств измерений

Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на информационную табличку, представленную на рисунке 2, установленную на двери блока измерений показателей качества нефтепродуктов СИКН. Формат нанесения заводского номера – числовой.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

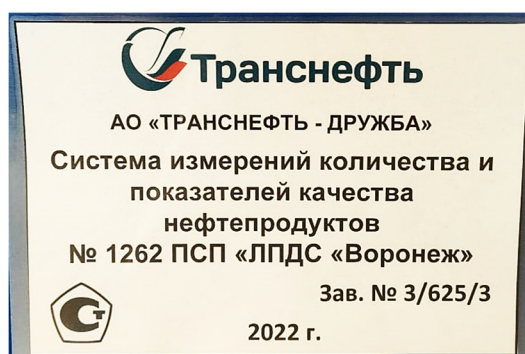


Рисунок 2 – Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и АРМ оператора.

ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

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

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	d1d130e5
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	6ae1b72f
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.18
Цифровой идентификатор ПО	1994df0b
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.20
Цифровой идентификатор ПО	6aa13875
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.11
Цифровой идентификатор ПО	4bc442dc
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.28
Цифровой идентификатор ПО	58049d20

Продолжение таблицы 2

Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.3
Цифровой идентификатор ПО	29c26fcf
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.6
Цифровой идентификатор ПО	4c134dd0
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.5
Цифровой идентификатор ПО	5e6ec20d
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.4
Цифровой идентификатор ПО	86fff286
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	f3578252
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.12
Цифровой идентификатор ПО	e2edee82
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.17
Цифровой идентификатор ПО	5b181d66
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.3.1
Цифровой идентификатор ПО	62b3744e
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.5
Цифровой идентификатор ПО	c5136609
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c25888d2
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.50
Цифровой идентификатор ПО	4ecfdc10

Продолжение таблицы 2

Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.4
Цифровой идентификатор ПО	82dd84f8
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.14
Цифровой идентификатор ПО	c14a276b
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	8da9f5c4
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	41986ac5
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.2.1
Цифровой идентификатор ПО	adde66ed
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.2
Цифровой идентификатор ПО	2a3adf03
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c73ae7b9
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.34
Цифровой идентификатор ПО	df6e758c
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.33
Цифровой идентификатор ПО	37cc413a
Примечания	
1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИВК в зависимости от функционального назначения СИКН.	
2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде заглавных или прописных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр и букв.	
3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтепродуктов*, т/ч	от 21 до 272
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	$\pm 0,25$
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон давления нефтепродуктов, МПа, не более	6,3
Режим работы СИКН	периодический
Измеряемая среда	Нефтепродукты (бензин, дизельное топливо, топливо и керосины для реактивных двигателей)
Параметры измеряемой среды: – температура, °С – плотность, кг/м ³ .	от -5 до +40 от 720 до 860
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	$220^{+22}_{-33} / 380^{+38}_{-57}$ 50 ± 1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки СРМ – в месте установки ИВК б) относительная влажность в помещениях, где установлено оборудование СИКН, % в) атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от +10 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1262 ПСП «ЛПДС «Воронеж»	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1262 ЛПДС «Воронеж» Мичуринского районного управления АО «Транснефть – Дружба», зарегистрированном в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № ФР.1.29.2022.44186.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

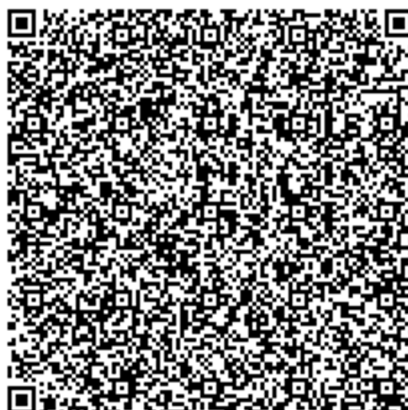
Акционерное общество «Транснефть - Дружба» (АО «Транснефть - Дружба»)
ИНН 3235002178
Адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113
Телефон (факс): 8(4832) 74-76-52

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Дружба» (АО «Транснефть - Дружба»)
ИНН 3235002178
Адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113
Телефон (факс): 8(4832) 74-76-52

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть - Метрология» (АО «Транснефть - Метрология»)
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2
Телефон: (495) 950-87-00
Факс: (495) 950-85-97
Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru>
E-mail: cmo@cmo.transneft.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



Регистрационный № 88964-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Акселерометры миниатюрные ASM

Назначение средства измерений

Акселерометры миниатюрные ASM (далее — акселерометры) предназначены для измерений и преобразований значений параметров вибрационных и ударных ускорений в электрический сигнал.

Описание средства измерений

Акселерометры являются преобразователями инерционного типа. Принцип действия основан на генерации выходного электрического заряда чувствительного элемента, пропорционального воздействию ускорению.

Конструктивно акселерометры состоят из инерционной массы, пьезоэлемента (керамика) и основания, жестко между собой соединенными, и закрытого корпуса. Акселерометры поддерживают технологию опроса TEDS (Transducer Electronic Data Sheet).

К настоящему типу средств измерений относятся акселерометры ASM следующих исполнений ASM 16XAXXY, ASM 26XAXXY (где X – расположение разъема (1,3 – сверху, 2,4,6 – сбоку); XX - коэффициент преобразования, мВ/г (пКл/г); Y- конструктивное исполнение (Z – встроенный кабель, G – изолированное основание, TE – встроенная технология опроса TEDS), Y - может отсутствовать), которые отличаются друг от друга диапазонами измерений виброускорения, номинальным значением коэффициента преобразования, частотным диапазоном и конструктивным исполнением корпуса. Акселерометры исполнения ASM 16XAXXY имеют встроенный усилитель заряда.

Пломбирование акселерометров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на акселерометры не предусмотрено.

Маркировка на акселерометры наносится на корпус способом лазерной гравировки, которая содержит исполнение и его серийный номер в буквенно-числовом формате.

Общий вид акселерометров приведен на рисунках 1,2.



Рисунок 1 – Общий вид акселерометров миниатюрных ASM.



Рисунок 2 – Общий вид акселерометров миниатюрных ASM.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 — Метрологические характеристики акселерометров ASM 16XAXXY

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений виброускорения (пик), м/с^2 , для исполнений: 16XA10 16XA50 16XA100	от 0,1 до 4900 от 0,1 до 980 от 0,1 до 490
Номинальный коэффициент преобразования, $\text{мВ}/(\text{м/с}^2)$ (мВ/g), для исполнений: 16XA10 16XA50 16XA100	1,02 (10) 5,10 (50) 10,2 (100)
Отклонение коэффициента преобразования от номинального значения, %, не более	± 10
Диапазон рабочих частот, Гц, для исполнений: 161A100 16XA10; 16XA50; 162A100 163A10; 164A10	от 2 до 10 000 от 1 до 10 000 от 1 до 12 000
Неравномерность амплитудно–частотной характеристики в диапазоне рабочих частот, дБ, не более	± 1
Нелинейность амплитудной характеристики, %, не более	1
Относительный коэффициент поперечного преобразования, %, не более	5
Собственная резонансная частота, кГц, не менее, для исполнений: 162AXX 161AXX 163A10; 164A10	30 40 45
Пределы допускаемого отклонения коэффициента преобразования от изменения температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур, $\%/1^\circ\text{C}$	$\pm 0,3$
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$	от +18 до +25

Таблица 2 — Метрологические характеристики акселерометров ASM 26XAXXY

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений виброускорения (пик), м/с ² , для исполнений: 266A01; 26XA05 263A03; 264A03	от 0,2 до 19600 от 0,5 до 29400
Номинальный коэффициент преобразования, пКл/(м/с ²) (пКл/g), для исполнений: 266A01 264A03; 261A05 263A03 262A05	0,15 (1,5) 0,31 (3,0) 0,35 (3,5) 0,51 (5,0)
Отклонение коэффициента преобразования от номинального значения, %, не более - для исполнения 266A01	±10 ±20
Диапазон рабочих частот, Гц, для исполнений: 26XA05 263A03; 264A03 266A01	от 0,5 до 10 000 от 0,5 до 12 000 от 1,0 до 15 000
Неравномерность амплитудно–частотной характеристики в диапазоне рабочих частот, дБ, не более	±1
Нелинейность амплитудной характеристики, %, не более	1
Относительный коэффициент поперечного преобразования, %, не более	5
Собственная резонансная частота, кГц, не менее, для исполнений: 262A05 263A03; 264A03; 261A05 266A01	30 45 50
Пределы допускаемого отклонения коэффициента преобразования от изменения температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур, %/1 °С	±0,3
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С	от +18 до +25

Таблица 3 — Основные технические характеристики акселерометров ASM 16XAXXY

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания акселерометра, В	от 18 до 28
Выходное напряжение смещения акселерометра, В	от 9,5 до 12,5
Выходное сопротивление акселерометра, Ом, не более	100
Габаритные размеры, мм, не более, для исполнений: 161AXX (диаметр; высота) 162AXX (длина; ширина; высота) 163A10 (диаметр; высота) 164A10 (диаметр; высота)	12,8; 16 10; 10; 10 9; 14,5 9; 13,5
Масса, г, не более, для исполнений: 161AXX; 162AXX 163A10; 164A10	7,5 5,0

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C	от – 40 до +121
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	10000
Средний срок службы, лет	10

Таблица 4 — Основные технические характеристики акселерометров ASM 26XAXXY

Наименование характеристики	Значение
Сопротивление изоляции акселерометра, Ом, не менее	10 ¹⁰
Габаритные размеры, мм, не более, для исполнений: 261A05 (диаметр; высота) 262A05 (длина; ширина; высота) 263A03 (диаметр; высота) 264A03 (диаметр; высота) 266A01 (длина; ширина; высота)	11; 10 10; 10; 10 9; 14,5 9; 11,8 7,5; 11; 4,5
Масса, г, не более, для исполнений: 261A05 262A05 263A03; 264A03 266A01	3,2 6,2 5,0 1,7
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C	от – 54 до +150
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	10000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 — Комплектность акселерометров

Наименование	Обозначение	Количество
Акселерометр миниатюрный ASM	исполнение по заказу	1 шт.
Коробка для хранения	-	1 шт.
Комплект принадлежностей*	-	1 комплект
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
* - кабель, крепежные винты, переходные шпильки и адаптеры, изоляционные шпильки, болты, магниты – комплект поставляется в зависимости от исполнения акселерометра по заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

Раздел 2 «Описание параметров и принцип работы» руководства по эксплуатации «Акселерометры миниатюрные ASM».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2772;

Государственная поверочная схема для средств измерений ускорения, скорости и силы при ударном движении, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 ноября 2021 г. № 2537;

Стандарт предприятия YMC PIEZOTRONICS INC.

Правообладатель

YMC PIEZOTRONICS INC, Китай

Адрес: No 47 Xiangyun Road Yangzhou City

Телефон: +7 0514-87960802, факс: +7 0514-87960681

Web-сайт: www.chinaymc.com

E-mail: sales@chinaymc.com

Изготовитель

YMC PIEZOTRONICS INC, Китай

Адрес: No 47 Xiangyun Road Yangzhou City

Телефон: +7 0514-87960802, факс: +7 0514-87960681

Web-сайт: www.chinaymc.com

E-mail: sales@chinaymc.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

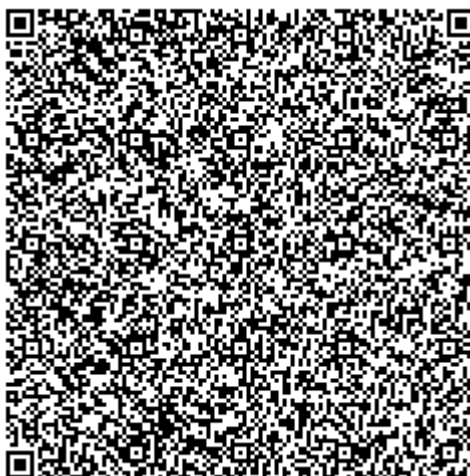
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19

Телефон: +7 (812) 251-76-01, факс: +7 (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» мая 2023 г. № 972

Регистрационный № 88965-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Штангенрейсмасы

Назначение средства измерений

Штангенрейсмасы предназначены для измерений линейных размеров и проведения разметочных работ.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на измерении линейных размеров в момент соприкосновения измерительной поверхности ножки штангенрейсмаса с измеряемой поверхностью детали:

- методом непосредственной оценки совпадения делений шкалы на штанге с делениями нониуса, расположенного на рамке штангенрейсмаса;
- методом непосредственной оценки по делениям шкалы штанги и по делениям круговой шкалы, встроенной в рамку штангенрейсмаса;
- считыванием показаний с жидкокристаллического дисплея цифрового отсчетного устройства, встроенного в рамку штангенрейсмаса.

Штангенрейсмасы изготавливаются следующих моделей:

- ШР - с отсчетом по нониусу;
- ШРК - с отсчетом по круговой шкале;
- ШРЦ - с цифровым отсчетным устройством;

Штангенрейсмасы модели ШР состоят из основания, штанги с миллиметровой шкалой, рамки с нониусом, перемещающейся вдоль штанги, устройства микрометрической подачи, измерительной ножки.

Штангенрейсмасы модели ШРК состоят из основания, штанги с миллиметровой шкалой, рамки с круговой шкалой, перемещающейся вдоль штанги, устройства микрометрической подачи, измерительной ножки. Круговая шкала имеет возможность совмещения стрелки с нулевым делением шкалы при помощи ободка.

Штангенрейсмасы модели ШРЦ состоят из основания, штанги, рамки с цифровым отсчетным устройством в виде жидкокристаллического дисплея, которая перемещается вдоль штанги, устройства микрометрической подачи, измерительной ножки, источника питания.

Подвижные и сменные элементы штангенрейсмаса фиксируются стопорными винтами.

Логотип  наносится на паспорт штангенрейсмасов типографским методом, на штангу или циферблат круговой шкалы краской, методом лазерной маркировки или с помощью наклеек.

Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится на штангу с лицевой или обратной стороны методом лазерной маркировки в местах, указанных на рисунках 1-3.

Возможность нанесения знака поверки на средство измерений отсутствует.

Общий вид штангенрейсмасов указан на рисунках 1 – 3.

Пломбирование штангенрейсмасов от несанкционированного доступа не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид штангенрейсмасов модели ШР с указанием места нанесения заводского номера



Рисунок 2 – Общий вид штангенрейсмасов модели ШРК с указанием места нанесения заводского номера



Рисунок 3 – Общий вид штангенрейсмасов модели ШРЦ с указанием места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики штангенрейсмасов

Модель штангенрейсмаса	Диапазон измерений, мм	Значение отсчета по нониусу (цена деления круговой шкалы отсчетного устройства, шаг дискретности цифрового отсчетного устройства), мм
ШР	от 0 до 200	0,05
	от 0 до 250	0,05
	от 0 до 300	0,05
	от 0 до 400	0,05
	от 0 до 500	0,05; 0,10
	от 50 до 500	0,05; 0,10
	от 0 до 630	0,05; 0,10
	от 60 до 630	0,05; 0,10
	от 0 до 1000	0,05; 0,10
	от 100 до 1000	0,05; 0,10
	от 0 до 1600	0,05; 0,10
	от 600 до 1600	0,05; 0,10
ШРЦ	от 0 до 200	0,01
	от 0 до 250	0,01
	от 0 до 300	0,01
	от 0 до 400	0,01
	от 0 до 500	0,01
	от 50 до 500	0,01
	от 0 до 630	0,01
	от 60 до 630	0,01
	от 0 до 1000	0,01
	от 100 до 1000	0,01
	от 0 до 1600	0,01
	от 600 до 1600	0,01
ШРК	от 0 до 200	0,01; 0,02; 0,05
	от 0 до 250	0,01; 0,02; 0,05
	от 0 до 300	0,01; 0,02; 0,05
	от 0 до 400	0,01; 0,02; 0,05
	от 0 до 500	0,01; 0,02; 0,05
	от 50 до 500	0,01; 0,02; 0,05
	от 0 до 630	0,01; 0,02; 0,05
	от 60 до 630	0,01; 0,02; 0,05
	от 0 до 1000	0,01; 0,02; 0,05
	от 100 до 1000	0,01; 0,02; 0,05

Таблица 2 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности

Диапазон измерений, мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений штангенрейсмасов моделей, мм					
	ШР		ШРЦ	ШРК		
	со значением отсчета по нониусу, мм		с шагом дискретности цифрового отсчетного устройства, мм	с ценой деления круговой шкалы отсчетного устройства, мм		
	0,05	0,10	0,01	0,01	0,02	0,05
от 0 до 200	±0,05	-	±0,03	±0,03	±0,03	±0,05
от 0 до 250	±0,05	-	±0,03	±0,04	±0,04	±0,05
от 0 до 300	±0,05	-	±0,04	±0,04	±0,04	±0,05
от 0 до 400	±0,05	-	±0,05	±0,06	±0,06	±0,10
от 0 до 500	±0,05	±0,10	±0,05	±0,06	±0,06	±0,10
от 50 до 500	±0,05	±0,10	±0,05	±0,06	±0,06	±0,10
от 0 до 630	±0,05	±0,10	±0,07	±0,08	±0,08	±0,10
от 60 до 630	±0,05	±0,10	±0,07	±0,08	±0,08	±0,10
от 0 до 1000	±0,10	±0,10	±0,07	±0,09	±0,09	±0,10
от 100 до 1000	±0,10	±0,10	±0,07	±0,09	±0,09	±0,10
от 0 до 1600	±0,15	±0,15	±0,12	-	-	-
от 600 до 1600	±0,15	±0,15	±0,12	-	-	-

Таблица 3 – Допуски параллельности и прямолинейности измерительной поверхности ножки

Наименование характеристики	Значение
Допуск параллельности измерительной поверхности ножки относительно основания, мм	0,012
Допуск прямолинейности измерительной поверхности ножки, мм	0,005

Таблица 4 – Габаритные размеры и масса

Диапазон измерений, мм	Длина, мм, не более	Ширина, мм, не более	Высота, мм, не более	Масса, кг, не более
от 0 до 200	185	70	350	2,0
от 0 до 250	215	100	430	2,5
от 0 до 300	270	100	485	2,5
от 0 до 400	320	130	650	4,5
от 0 до 500	320	130	710	4,8
от 50 до 500	320	130	710	4,8
от 0 до 630	335	130	825	5,3
от 60 до 630	335	130	825	5,3
от 0 до 1000	340	165	1260	14,0
от 100 до 1000	340	165	1260	14,0
от 0 до 1600	425	215	1980	30,0
от 600 до 1600	425	215	1980	30,0

Таблица 5 – Условия эксплуатации

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: -температура окружающего воздуха, °С -относительная влажность воздуха, %, не более	От +15 до +25 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Комплектность
Штангенрейсмас	-	1 шт.
Элемент питания (для штангенрейсмасов модели ШРЦ)	-	1 шт.
Футляр	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 «Заметки по эксплуатации, порядок работы, поверка» паспорта штангенрейсмасов.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденная приказом Росстандарта от 29 декабря 2018 г. № 2840;

Стандарт предприятия Guilin Measuring & Cutting Tool Co., Ltd «Штангенрейсмасы».

Правообладатель

Guilin Measuring & Cutting Tool Co., Ltd, KHP
Адрес: 541002, 40 Chongxin Road, Guilin, P.R. China
Тел: (86-773) 3814349, факс: (86-773) 3814270
E-mail: sales@sinoshan.com

Изготовитель

Guilin Measuring & Cutting Tool Co., Ltd, KHP
Адрес: 541002, 40 Chongxin Road, Guilin, P.R. China
Тел: (86-773) 3814349, факс: (86-773) 3814270
E-mail: sales@sinoshan.com

Испытательный центр

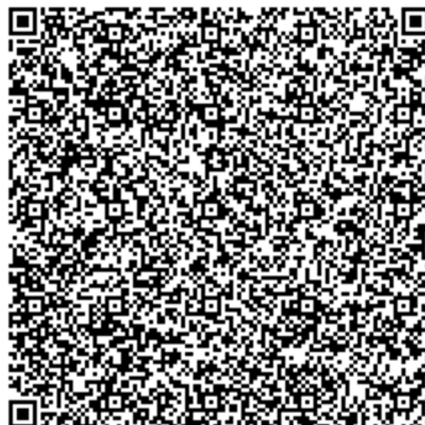
Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М»
(ООО «Автопрогресс-М»)

Адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16, стр. 1

Тел.: +7 (495) 120-03-50

E-mail: info@autoprogres-m.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311195.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» мая 2023 г. № 972

Регистрационный № 88966-23

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи измерительные с функциями контроля качества электроэнергии Е911ЭЛ

Назначение средства измерений

Преобразователи измерительные с функциями контроля качества электроэнергии Е911ЭЛ (далее по тексту – преобразователи) предназначены для:

- измерений и преобразования напряжения и силы переменного тока;
- регистрации мгновенных значений измеряемых сигналов напряжения и силы переменного тока;
- измерений, преобразования, контроля и регистрации основных параметров электрической энергии в однофазных двухпроводных, трехфазных трехпроводных и четырехпроводных электрических сетях и системах электроснабжения переменного тока с номинальной частотой 50 Гц и предоставления их в цифровой форме;
- измерений и регистрации активной и реактивной электрической энергии за установленные интервалы времени в трехфазных сетях переменного тока (технический учет);
- измерений, преобразования и контроля показателей качества электроэнергии (ПКЭ) и их статистической обработки и предоставления их в цифровой форме.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей состоит в аналого-цифровом преобразовании входных аналоговых сигналов с последующей математической и алгоритмической обработкой измеренных величин. Полученные результаты, включая результаты измерений, сохраняются в памяти преобразователей и передаются через коммуникационные интерфейсы (Ethernet LAN, EIA/RS-422/485).

Преобразователи относятся к классу микропроцессорных программируемых измерительно-вычислительных изделий, состоящих из электронного блока и встроенного в него программного обеспечения. Преобразователи имеют единичные светодиодные индикаторы для указания дополнительной информации о режимах работы.

Преобразователи предназначены для непрерывной работы в составе автоматизированных информационно-измерительных систем, включая системы контроля и анализа качества электроэнергии, системы телемеханики, системы диспетчерского контроля и управления, системы учета электроэнергии и т.д.

Варианты поддерживаемых протоколов обмена:

- ModBus RTU,
- ModBus TCP,
- ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006,
- ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004,
- ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011 (в части поддержки протоколов МЭК 61850-8-1 (MMS) МЭК 61850-9-2);
- HTTP,

- специализированный протокол передачи данных (ModBus RM);
- Протокол NTP (RFC 5905);
- Протокол RTP (IEEE 1588).

Открытые международные протоколы связи ГОСТ Р МЭК 60870-5-101, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011 (в части поддержки протоколов МЭК 61850-8-1 (MMS) и МЭК 61850-9-2), ModBus RTU, ModBus TCP используются преобразователями для передачи текущих результатов измерений/преобразований, включая параметры электросети, показатели качества электроэнергии (ПКЭ), данные самодиагностики и самоописания преобразователей.

Протокол HTTP используется преобразователями для реализации встроенного в преобразователь WEB-сервера, обеспечивающего удобный доступ к данным измерений и преобразований, средствам конфигурирования и прочим данным. Доступ к WEB-серверу обеспечивается через коммуникационные интерфейсы типа Ethernet при использовании стандартных средств просмотра HTTP ресурсов (браузеры).

Специализированный протокол передачи данных ModBus RM предназначен для:

- передачи текущих результатов измерений;
- передачи накопленных данных измерений, включая данные счетчика электроэнергии;
- передачи журналов событий;
- передачи статистической информации;
- передачи данных о преобразователе;
- обеспечение средств конфигурирования и настройки, включая средства обеспечения сетевой безопасности.

Преобразователи имеют возможность настройки диапазона показаний с учетом коэффициентов трансформации по напряжению и по току через цифровые интерфейсы Ethernet.

Преобразователь обеспечивает ведение журнала значимых событий, включая:

- пропадание/восстановление электропитания;
- коррекцию времени;
- изменение конфигурации преобразователя;
- доступ к преобразователю через коммуникационные интерфейсы;
- события, касающиеся информационной безопасности преобразователя.

Записи в журнале маркируются метками времени с дискретностью – 1 мс.

Преобразователи осуществляют измерение текущего времени в рамках национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU).

Преобразователи являются многопредельными и имеют различные исполнения в зависимости от диапазона измерений входного сигнала, типа интерфейсов, поддержки протокола обмена, набора дополнительных опций.

Информация об исполнении преобразователя содержится в коде полного условного обозначения: Ea – b – c – d – e – f – g, где

где a – исполнение преобразователя в зависимости от функциональных возможностей:

911ЭЛ – преобразователь измерительный с функциями контроля качества электроэнергии;

- b – номинальное напряжение или коэффициент трансформации по напряжению;
- c – номинальный ток или коэффициент трансформации по току;
- d – наличие интерфейса Ethernet;
- e – наличие интерфейса RS485;
- f – наличие протокола МЭК 61850-9-2;
- g – специальное исполнение.

Конструктивно преобразователи выполнены в ударопрочном, пылезащищенном, пластмассовом корпусе с креплением на DIN-рейку. В зависимости от наличия опций габаритные размеры преобразователя могут изменяться. Преобразователи работоспособны при установке в любом положении. Преобразователи не имеют подвижных частей и являются виброустойчивыми и вибростойкими.

Преобразователи соответствуют требованиям к рабочим условиям (механические воздействия) по группе 4 ГОСТ 22261-94.

Общий вид преобразователей с указанием мест пломбировки, нанесения знака утверждения типа, нанесения заводского номера и знака поверки, включая габаритные и установочные размеры, приведен на рисунках 1 – 5.

Доступ к внутренним частям преобразователей возможен только с нарушением пломбы - этикетки.

Место нанесения заводских номеров – на лицевой панели корпуса; способ нанесения – наклейка; формат – цифровой код, состоящий из арабских цифр.

Преобразователи являются восстанавливаемыми, ремонтируемыми изделиями.



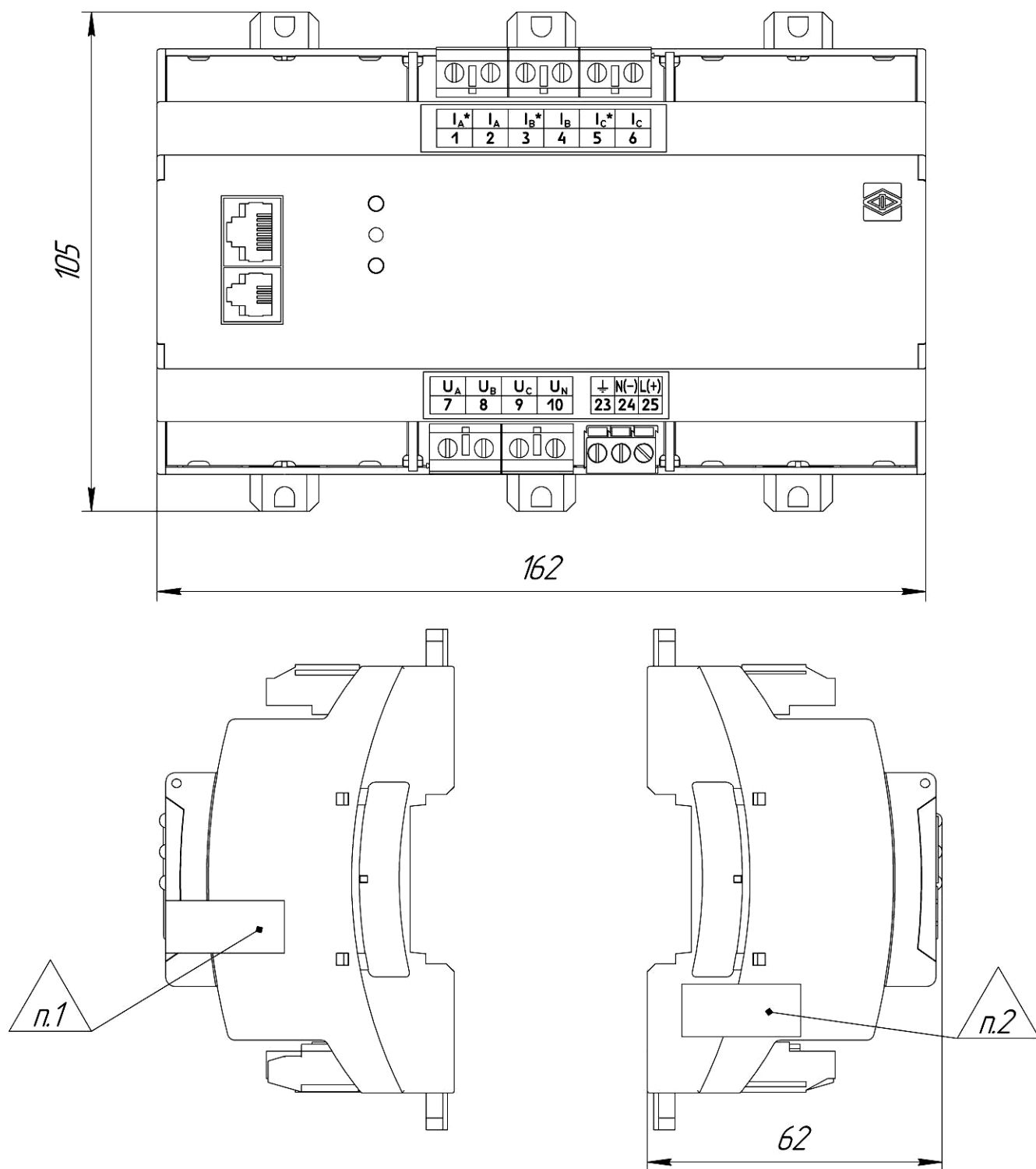
Рисунок 1 – Общий вид преобразователей E911ЭЛ.
Исполнение с интерфейсом Ethernet «витая пара»



Рисунок 2 – Общий вид преобразователей E911ЭЛ.
Исполнение с интерфейсом Ethernet «оптика»

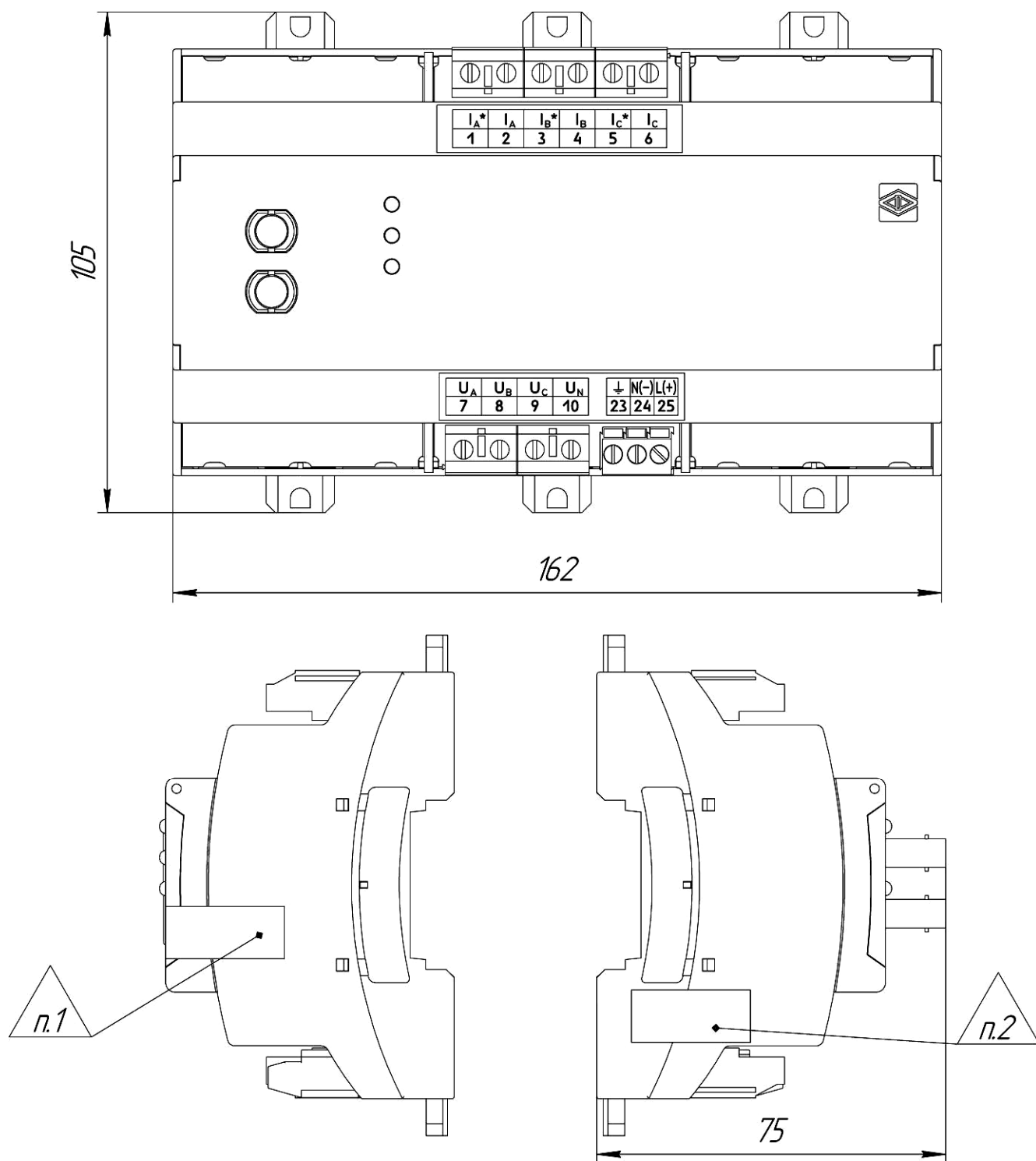


Рисунок 3 – Общий вид преобразователей Е911ЭЛ.
Крепления на DIN-рейке



п. 1 – место пломбировки;
п. 2 – место нанесения знака поверки

Рисунок 4 – Габаритные размеры, место пломбировки от несанкционированного доступа, место нанесения знака поверки преобразователей измерительных Е911ЭЛ. Исполнение с интерфейсом Ethernet «витая пара»



п. 1 – место пломбировки;
п. 2 – место нанесения знака поверки

Рисунок 5 – Габаритные размеры, место пломбировки от несанкционированного доступа, место нанесения знака поверки преобразователей измерительных Е911ЭЛ. Исполнение с интерфейсом Ethernet «оптика»

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) преобразователей является встроенным и обеспечивает функционирование, включая измерение и вычисление метрологических величин, прием и передачу данных, отображение данных на локальном человеко-машинном интерфейсе. Преобразователи предусматривают возможность редактирования программируемых параметров.

При проведении санкционированных регламентных работ, программируется диапазон показаний и, при необходимости, проводится калибровка (формируются калибровочные коэффициенты). При изменении диапазона показаний необходимо производить отметку в паспорте, которая должна содержать установленный диапазон показаний, дату и подпись ответственного исполнителя. Изменение диапазона показаний или проведение калибровочных работ не ведет к изменению контрольной суммы встраиваемого программного обеспечения (ВПО). Сведения об идентификационных данных ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Pqi_dspimage
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.5
Цифровой идентификатор ПО	—

Помимо встраиваемого программного обеспечения совместно с преобразователем может предоставляться дополнительное программное обеспечение служебного назначения, обеспечивающее удобную форму предоставления результатов измерений, хранения результатов измерений, конфигурирование приборов и т.д. Программное обеспечение служебного назначения не является метрологически значимым.

Программное обеспечение преобразователей обеспечивает формирование статистических отчетов по результатам измерений, включая отчетные формы по ГОСТ 32145-2013.

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Номинальные значения и диапазоны измеряемых/преобразуемых входных сигналов

Наименование характеристики	Значение	
Номинальное напряжение (среднеквадратичное значение) ($U_{ном}$): – фазное ($U_{ф.ном}$), В – линейное (межфазное) ($U_{л.ном}$), В	57,73 100	230 400
Номинальный фазный ток (среднеквадратичное значение) ($I_{ном}$), А	1 или 5	
Диапазон измерений среднеквадратичного значения напряжения (фазного/линейного (межфазного)), В	от $0,01 \cdot U_{ном}$ до $2 \cdot U_{ном}$	
Диапазон измерений среднеквадратичного значения фазного тока, А	от $0,001 \cdot I_{ном}$ до $1,5 \cdot I_{ном}$	
Частота напряжения и тока, Гц	от 42,5 до 57,5	

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности ¹⁾
Среднеквадратичное значение напряжения (U), В	от 0,01·U _{НОМ} до 2·U _{НОМ}	γ = ±0,1 %
Среднеквадратичное значение силы тока, (I), А	от 0,001·I _{НОМ} до 1,5·I _{НОМ}	γ = ±0,1 %
Положительное отклонение напряжения (δU ₍₊₎), % ²⁾	от 0,01 до 100,00	Δ = ±0,1
Отрицательное отклонение напряжения (δU ₍₋₎), % ²⁾	от 0,01 до 90,00	Δ = ±0,1
Частота (f), Гц	от 42,5 до 57,5	Δ = ±0,01
Отклонение частоты (Δf), Гц	от -7,5 до +7,5	Δ = ±0,01
Глубина провала напряжения (δU _п), %	от 10 до 99	Δ = ±0,2
Длительность провала напряжения (Δt _п), с	от 0,02 до 60,00	Δ = ±0,02
Длительность прерывания напряжения (Δt _{прер}), с	от 0,02 до 60,00	Δ = ±0,02
Длительность временного перенапряжения (Δt _{пер.}), с	от 0,02 до 60,00	Δ = ±0,02
Коэффициент временного перенапряжения (K _{пер})	от 1,1 до 2,0	δ = ±2,0 %
Кратковременная доза фликера (P _{st}), отн. ед.	от 0,2 до 10,0	δ = ±5 %
Длительная доза фликера (P _{lt}), отн. ед.	от 0,2 до 10,0	δ = ±5 %
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности (K _{2U}), % ⁴⁾	от 0,01 до 20,00	Δ = ±0,15
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности (K _{0U}), % ⁴⁾	от 0,01 до 20,00	Δ = ±0,15
Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения до 50 порядка (K _{U(n)}), % ³⁾	от 0,05 до 30,00	Δ = ±0,05 (K _{U(n)} <1%)
		δ = ±5,0 % (1%≤K _{U(n)} <30%)
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения (коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения) (K _U), %	от 0,1 до 30,0	Δ = ±0,05 (0,1%≤K _U <1%)
		δ = ±5,0 % (1%≤K _U <30%)
Примечания		
¹⁾ Обозначение погрешностей: Δ – абсолютная; δ, % – относительная; γ, % – приведенная.		
²⁾ Относительно U ₀ , равного номинальному или согласованному значению напряжения по ГОСТ 32144-2013.		
³⁾ Номер гармонической подгруппы n от 2 до 50 порядка в соответствии с ГОСТ 30804.4.7-2013.		
⁴⁾ Расчетное значение при диапазоне измерения напряжения от 0,01·U _{НОМ} до 2·U _{НОМ} .		
Нормирующее значение при установлении приведенной погрешности принимается равным номинальному значению входного сигнала		

Таблица 4 – Метрологические характеристики по времени

Наименование характеристики	Значение
Отклонение времени внутренних часов от астрономического при наличии внешнего источника синхронизации, мс, не более	± 20
Отклонение времени внутренних часов при отсутствии внешней синхронизации, с/сут, не более	± 1

Таблица 5 – Пределы допускаемой дополнительной погрешности

Наименование влияющей величины	Диапазон значений влияющей величины	Пределы допускаемой дополнительной погрешности
Изменение температуры окружающего воздуха	Для климатического исполнения УХЛЗ.1: от –40 до +10 °С не включ.; св. +30 до +70 °С Для климатического исполнения О4.1: от –20 до +10 °С не включ.; св. +30 до +50 °С	0,5 предела допускаемой основной погрешности
Изменение относительной влажности воздуха от нормальной	Для климатического исполнения УХЛЗ.1: св. 80 до 98 % (при температуре +35 °С) Для климатического исполнения О4.1: св. 80 до 90 % (при температуре +30 °С)	0,5 предела допускаемой основной погрешности
Примечание – При изменении напряжения питания в заданных пределах погрешность измерений/преобразования находится в пределах допускаемой основной погрешности соответствующего параметра		

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - напряжение постоянного тока, В	от 85 до 305 от 47 до 53 от 110 до 430
Габаритные размеры, мм, не более: - длина - ширина - высота	162 75 106
Масса, кг, не более	0,6
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.) - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от +10 до +30 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7 (от 630 до 800) от 225,4 до 234,6 от 47 до 53
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С климатическое исполнение УХЛЗ.1 климатическое исполнение О4.1 - относительная влажность воздуха, % климатическое исполнение УХЛЗ.1 климатическое исполнение О4.1 - атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.) - частота переменного тока, Гц	от –40 до +70 от –20 до +50 98 при +35 °С 90 при +30 °С от 84,0 до 106,7 (от 630 до 800) от 47 до 53
Средний срок службы, лет	25
Средняя наработка на отказ, ч	250 000

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель корпуса преобразователя, титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта преобразователя типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь измерительный с функциями контроля качества электроэнергии (исполнение – по заказу)	Е911ЭЛ	1 шт.
Комплект монтажных частей	—	1 шт.
Копия описания типа СИ	—	1 экз. ¹⁾
Паспорт	ОПЧ.468.718	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ОПЧ.140.358 РЭ	1 экз. ¹⁾
Примечание – ¹⁾ допускается один экземпляр на партию из 10 шт.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации ОПЧ.140.358 РЭ в разделе 3 «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008) «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии»;

ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;

ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;

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

ГОСТ 32145-2013 (ГОСТ Р 53333-2008) «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

ГОСТ Р 51317.4.15-2012 (МЭК 61000-4-15:2010) «Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования»;

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;

ГОСТ Р 8.655-2009 «ГСИ. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования»;

ГОСТ Р 8.689-2009 «ГСИ. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Методы испытаний»;

Приказ Росстандарта от 3 сентября 2021 г. № 1942 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

Приказ Росстандарта от 17 марта 2022 г. № 668 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц»;

Приказ Росстандарта от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

ТУ 26.51.43-250-05763903-2020 «Преобразователи измерительные с функциями контроля качества электроэнергии Е911ЭЛ».

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Электроприбор» (ОАО «Электроприбор»)

ИНН 2128002051

Адрес: 428020, Чувашская Республика – Чувашия, г. Чебоксары, пр. И.Я.Яковлева, д. 3

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Электроприбор» (ОАО «Электроприбор»)

ИНН 2128002051

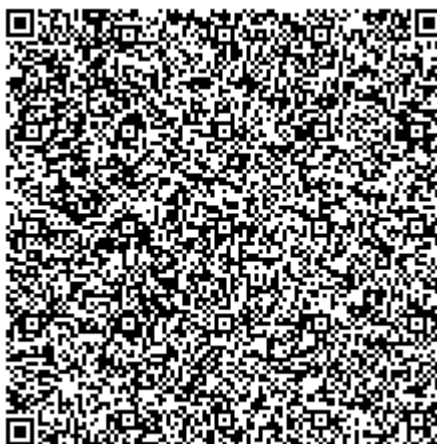
Адрес: 428020, Чувашская Республика – Чувашия, г. Чебоксары, пр. И.Я.Яковлева, д. 3

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» мая 2023 г. № 972

Регистрационный № 88967-23

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

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

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений производится со второго уровня настоящей системы.

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 и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

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

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При наличии расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ ± 1 с (программируемый параметр) и более производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус серверного шкафа в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «ЛУР».

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Наименование программного модуля ПО	pso_metr.dll
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ВРУ-0,4 кВ Здание АБК, 1с 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ввод 1	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	—	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
2	ВРУ-0,4 кВ Здание АБК, 2с 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ввод 2	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 52667-13	—	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная
3	КТПН 10 кВ РМНУ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 64182-16	—	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 76142-19		активная реактивная
4	ВРУ-0,4 кВ Столовая АБК, 1с 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ввод 1	Т-0,66 УЗ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 76142-19		активная реактивная
5	ВРУ-0,4 кВ Столовая АБК, 2с 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ввод 2	Т-0,66 УЗ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 76142-19		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ПС 110 кВ Разрез, ЗРУ-6 кВ, яч. 5, ВЛ-6 кВ Ф. 5	ТОЛ-10-I 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15	МИР С-03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная
7	ПС 110 кВ Разрез, ЗРУ-6 кВ, яч. 6, ВЛ-6 кВ Ф. 6	ТЛО-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08		МИР С-03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		реактивная
8	ПС 110 кВ Разрез, ЗРУ-6 кВ, яч. 15, ВЛ-6 кВ Ф. 15	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08		МИР С-03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная
9	ПС 110 кВ Разрез, ЗРУ-6 кВ, яч. 17, ВЛ-6 кВ Ф. 17	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НОМ-6-77 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 17158-98	МИР С-03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		реактивная
10	ПС 110 кВ Разрез, ЗРУ-6 кВ, яч. 18, ВЛ-6 кВ Ф. 18	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08		МИР С-03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная
11	ПС 110 кВ Разрез, ЗРУ-6 кВ, яч. 22, ВЛ-6 кВ Ф. 22	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08		МИР С-03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		реактивная
12	ВРУ-0,4 кВ Стройучасток, Ввод 0,4 кВ	—	—	МИР С-04 Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 61678-15		активная
13	ПС 110 кВ Насосная, КРУН-6 кВ, яч. 13, КЛ-6 кВ ф. 3 ВВ Склады	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5	НТМИ-6-66 6000/100	МИР С-03 Кл. т. 0,2S/0,5		реактивная
						активная

		Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-11	Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Рег. № 58324-14		реактивная
Продолжение таблицы 2						
1	2	3	4	5	6	7
14	ПС 110 кВ Насосная, КРУН-6 кВ, яч. 3, КЛ-6 кВ ф. 4 ВВ Склады	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-11	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	МИР С-03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
15	ПС 110 кВ Надаровская, ОРУ-35 кВ, 1с 35 кВ, В2-1с 35 кВ Тяговая № 1	SB 0,8 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 20951-08	ЗНОМ-35-65 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 912-70	МИР С-03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная реактивная
16	ПС 110 кВ Надаровская, ОРУ-35 кВ, 1с 35 кВ, В1-1с 35 кВ, ВЛ-35 кВ Надаровская-Юго-Западная-Горная- Центральная	SB 0,8 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 20951-08		МИР С-03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная реактивная
17	ПС 110 кВ Надаровская, ОРУ-35 кВ, 2с 35 кВ, В2-2с 35 кВ Тяговая № 2	SB 0,8 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 20951-08	ЗНОМ-35-65 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 912-70	МИР С-03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная реактивная
18	ПС 110 кВ Надаровская, ОРУ-35 кВ, 2с 35 кВ, В1-2с 35 кВ, ВЛ-35 кВ Надаровская-Юго-Западная- Центральная	SB 0,8 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 20951-08		МИР С-03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная реактивная
19	ПС 110 кВ Надаровская, ЗРУ-6 кВ, 1с 6 кВ, Ввод Т1 6 кВ	ТПОЛ 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	МИР С-03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
20	ПС 110 кВ Надаровская, ЗРУ-6 кВ, 2с 6 кВ, Ввод Т2 6 кВ	ТПОЛ 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	МИР С-03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
21	ПС 110 кВ Надаровская, КРУН-6 кВ, яч. 26, КЛ-6 кВ Ф. 26 в сторону ОАО РЖД	ТПЛ 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-16		МИР С-03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная реактивная
22	ПС 110 кВ Надаровская, ГЩУ-0,4 кВ, 1с 0,4 кВ, яч. ТСН1, АВ, КЛ-0,4 кВ в сторону РЩ-0,4 кВ Комната дежурной	—	—	МИР С-04 Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 61678-15		активная реактивная
23	КТПН № 71 6 кВ, РУ-0,4 кВ, А1, КЛ-0,4 кВ в сторону Жилой дом Чернов Е.В.	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	—	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 76142-19		активная реактивная
24	КТПН № 156 6 кВ, РУ-0,4 кВ, А3, КЛ-0,4 кВ в сторону Промплощадка ООО РПС ДВ	ТТН-Ш 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58465-14	—	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 76142-19		активная реактивная
25	КТП № 141 6 кВ Трансконтракт 1, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТЭ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 67761-17	—	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная
26	КТП 6 кВ Трансконтракт 2, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-07	—	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная
27	ВЛ-6 кВ отпайка на ООО Экометт-луч, ПКУ-6 кВ ООО Экометт-луч	ТОЛ 300/5	ЗНОЛ 6000/√3:100/√3	МИР С-03 Кл. т. 0,2S/0,5		активная

		Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-16	Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Рег. № 58324-14		реактивная
--	--	--------------------------------	-------------------------------	-----------------	--	------------

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	КТПН 6 кВ Хлебозавод ИП Заряно, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Тр	ТТИ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-07	—	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
29	ВРУ-0,4 кВ Производственная база ООО Орел, КВЛ-0,4 кВ	Т-0,66 М У3/П 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 50733-12	—	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная
30	КТПН 6 кВ Петротрейд-М, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТЭ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52784-13	—	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 76142-19		активная реактивная
31	ЗТП 6 кВ Склад ВВ, Щ8 0,4 кВ, А1, КЛ-0,4 кВ в сторону Лесной участок Гоман М.А.	—	—	МИР С-04 Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 61678-15		активная реактивная

П р и м е ч а н и я

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

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.

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

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

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1; 3 - 5; 23; 24; 28 - 30 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	1,7	2,9	5,4	2,2	3,4	5,6
2; 25; 26 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	1,0	1,7	2,8	1,7	2,5	3,3
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	2,0	2,9	5,4	2,6	3,4	5,6
6 - 11; 13; 14; 27 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	1,1	1,7	3,0	1,2	1,8	3,1
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	1,8	2,9	5,4	2,0	3,0	5,5
12; 22; 31 (Счетчик 1,0)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	2,9	3,3	3,3
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,5	1,5	2,9	3,5	3,5
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	3,4	3,5	3,5
15 - 21 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	1,8	2,9	5,4	1,9	3,0	5,5

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)			
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1; 3 - 5; 23; 24; 28 - 30 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,6	5,5	4,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,7	4,5
2; 25; 26 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,7	2,0	4,4	4,0
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,7	4,5
6 - 11; 13; 14; 27 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,2	2,7	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,2	2,7	2,3
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,5	3,1	2,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,5	1,6	3,1	2,5
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,6	4,8	3,2
12; 22; 31 (Счетчик 1,0)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	3,6	3,6
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,5	1,5	3,8	3,8
15 - 21 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,2	2,7	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,5	3,1	2,4
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,5	4,8	3,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,6	4,8	3,2
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ± 5 с					
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до +40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	31
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), % от I_b - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 от 5 до 2000 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), % от I_b - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 2000 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	290000 3 70000 1 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

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

- журнал сервера:

- параметрирования;

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	Т-0,66	9
Трансформатор тока	ТШП	3
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	2
Трансформатор тока	ТЛО-10	10
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4
Трансформатор тока	SB 0,8	8
Трансформатор тока	ТПОЛ	4
Трансформатор тока	ТПЛ	2
Трансформатор тока	ТТН-Ш	3
Трансформатор тока	ТТЭ	6
Трансформатор тока	ТТИ	6
Трансформатор тока	ТОЛ	2
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ/П	3
Трансформатор напряжения	НАМИ	1
Трансформатор напряжения	НОМ-6-77	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3
Счетчик электрической энергии	МИР С-03	28
Счетчик электрической энергии	МИР С-04	3
Устройство синхронизации системного времени	ЭНКС-2	1
Сервер АИИС КУЭ	VMware Virtual Platform	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	АСВЭ 403.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Лучегорский угольный разрез» (АО «ЛУР»)

ИНН 2526006224

Юридический адрес: 692001, Приморский край, р-н Пожарский, пгт Лучегорск

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

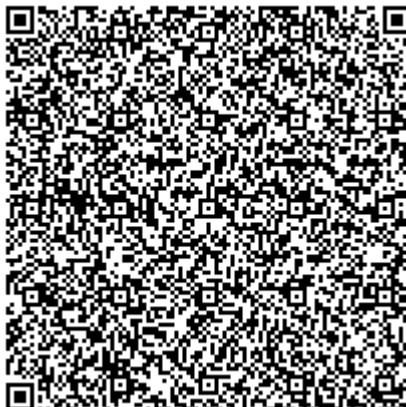
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» мая 2023 г. № 972

Регистрационный № 88968-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО НПК «Нефтегаздеталь»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер типа HP ProDesk 400 G6 (далее - сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК.

В сервере ИВК происходит вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и обработка измерительной информации, оформление отчётных документов.

Передача информации в энергоснабжающую организацию, с последующей передачей в ПАО АО «АТС», с подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

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

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3, и при расхождении ± 1 с и более сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще 1 раза в сутки.

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

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер нанесен на маркировочную табличку типографским способом на корпус сервера ИВК АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО "АльфаЦЕНТР"

Идентификационные данные	Значения
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 17.01.02
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	ПС 110 кВ ВЗР ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.106, КЛ 6 кВ ф.106	ТОЛ-10-1 300/5 кл. т. 0,5 рег. № 15128-07	НОЛ-СЭЩ-6 (6000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичный утвержденного типа.
3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, $\pm (\delta) \%$	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm (\delta) \%$
1	Активная Реактивная	1,0 2,6	2,9 4,4
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), $(\pm) \text{ с}$			5
Примечания:			
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая).			
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.			
3. Границы погрешности результатов измерений приведены:			
– для нормальных условий: при $\cos \varphi = 0,9$ и силе тока равной 100 % от $I_{1 \text{ ном}}$;			
– для рабочих условий: при $\cos \varphi = 0,8$ и силе тока равной 5 % от $I_{1 \text{ ном}}$, а также температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +10 до +30 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	1
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 от 0,8 _{емк.} до 1 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от +10 до +35 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее УСВ-3: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	165000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

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

- в журнале событий сервера ИВК:
 - параметрирования;
 - коррекции времени.
- коррекции времени в сервере ИВК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	2
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЦ-6	3
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1
Сервер	HP ProDesk 400 G6	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.106.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО НПК «Нефтегаздеталь». 69729714.411713.106.МВИ, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560 от 03.08.2018.

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 Научно-производственный комплекс «Нефтегаздеталь» (ООО НПК «Нефтегаздеталь»)

ИНН 3661081734

Юридический адрес: 394026, г. Воронеж, ул. Дружинников, д. 20

Телефон: (473) 239-29-72

Изготовитель

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

ИНН 7705939064

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9

Телефон: (916) 295 36 77

E-mail: eierygin@gmail.com

Испытательный центр

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

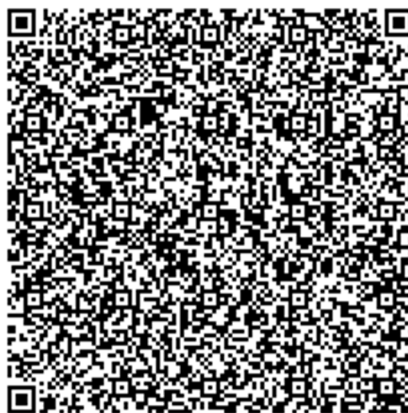
ИНН 9705008559

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещ. 1

Телефон: (910) 403 02 89

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» мая 2023 г. № 972

Регистрационный № 88969-23

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Группа Черкизово» по объектам ООО «Тамбовская индейка» и ООО «Отечественный продукт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Группа Черкизово» по объектам ООО «Тамбовская индейка» и ООО «Отечественный продукт» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер на базе закрытой облачной системы VMware (сервер), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется 1 раз в час, корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера 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 средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ПАО «Группа Черкизово» по объектам ООО «Тамбовская индейка» и ООО «Отечественный продукт» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0». ПО «Пирамида 2.0» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2.0». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2.0» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2.0» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	Binary Pack Controls.dll	Check Data Integrity.dll	Coml ECFunc-tions.dll	ComMod-busFunc-tions.dll	Com StdFunc-tions.dll	DateTime Pro-cessing.dll 1	Safe Values DataUp-date.dll	Simple Verify Data Sta-tuses.dll	Summary Check CRC.dll	Values DataProce-ssing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.3.1									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	EC9A86471F3713E60C1DA D056CD6E373	D1C26A2F55C7FE CFF5CA F8B1C056FA4D	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- троэнергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти, (±δ) %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	КТП-211 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	T-0,66 У3 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12	VMware	Активная	1,0	3,3
		Реактивная		1,9			4,7		
2	КТП-211 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	T-0,66 У3 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
		Реактивная		1,9			4,7		
3	КТП-212 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	T-0,66 У3 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
		Реактивная		1,9			4,7		

4	КТП-212 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 У3 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	КТП-213 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	T-0,66 У3 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12	VMware	Активная	1,0	3,3
		Реактивная		1,9			4,7		
6	КТП-213 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	T-0,66 У3 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
		Реактивная		1,9			4,7		
7	КТП-214 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	T-0,66 У3 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
		Реактивная		1,9			4,7		
8	КТП-214 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	T-0,66 У3 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
		Реактивная		1,9			4,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	КТП-210 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 М У3 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12	VMware	Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7
10	КТП-210 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 М У3 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7
11	КТП-215 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	ТШЛ-0,66-I 4000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7
12	КТП-215 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	ТШЛ-0,66-I 4000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7
13	КТП-216 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	ТШЛ-0,66-I 4000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	КТП-216 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	ТШЛ-0,66-І 4000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7
15	ТП-201 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7
16	ТП-201 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7
17	ТП-202 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7
18	ТП-202 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12	VMware	Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	КТП-203 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7
20	КТП-203 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7
21	КТП-204 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7
22	КТП-204 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7
23	КТП-205 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12	VMware	Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	КТП-205 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная Реактивная	1,0 1,9	3,3 4,7
25	КТП-206 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная Реактивная	1,0 1,9	3,3 4,7
26	КТП-206 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная Реактивная	1,0 1,9	3,3 4,7
27	КТП-207 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 У3 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная Реактивная	1,0 1,9	3,3 4,7
28	КТП-207 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 У3 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная Реактивная	1,0 1,9	3,3 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
29	КТП-217 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	ТШЛ-0,66-I 2000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12	VMware	Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7
30	КТП-217 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	ТШЛ-0,66-I 2000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7
31	КТП-218 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 У3 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; С Т-0,66 М У3 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13 Фаза: В	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7
32	КТП-218 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 У3 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
33	КТП-219 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	ТШЛ-0,66-I 2000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12	VMware	Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7
34	КТП-219 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	ТШЛ-0,66-I 2000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	CE308 S31.543.OAA.SYU VJLFZ SPDS Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	1,9	4,7
35	ВЛ-10 кВ №13, от- пайка ВЛ-10 кВ от оп.№131 в сто- рону КТП 10 кВ, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 10/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 10000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 69604-17 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Г Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			Активная	1,3	3,5
							Реактивная	2,5	5,9
36	ВЛ-10 кВ №6, от- пайка в сторону КТП 10 кВ, от- пайка ВЛ-10 кВ от оп.№562, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-СВЭЛ-10М 10/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 70106-17 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-СВЭЛ-10М 10000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 67628-17 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Г Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			Активная	1,3	3,5
							Реактивная	2,5	5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
37	ВЛ-10 кВ №6, от- пайка от оп.№305 в сторону КТП 10 кВ, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 30/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; С ТОЛ-НТЗ-10 30/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 69606-17 Фазы: В	3хЗНОЛ-СЭЩ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 71707-18 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 PVB.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			Активная Реактивная	1,1 2,2	3,4 5,8
38	ВЛ-10 кВ №07, от- пайка от оп.№186 в сторо-ну КТП 10 кВ, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 30/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 69606-17 Фазы: В ТОЛ-НТЗ-10 30/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 69606-17 Фазы: А; С	3хЗНОЛ-СЭЩ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 71707-18 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 PVB.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УСВ-3 Рег. № 51644-12	VMware	Активная Реактивная	1,1 2,2	3,4 5,8
39	КТП 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т- 1	Т-0,66 М УЗ 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активная Реактивная	1,0 2,1	3,4 5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
40	КТП 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М УЗ 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активная	1,0	3,4
							Реактивная	2,1	5,8
41	ВЛ-10 кВ №05, от-пайка от оп.№2-15 в сторону КТП-0190 10 кВ, ПКУ-10 кВ	ТЛК-СТ-10 50/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 10000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 69604-17 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			Активная	1,3	3,4
							Реактивная	2,5	5,9
42	КТП-0-89 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-А 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,8
43	ВЛ-10 кВ №2, от-пайка в сторону КТП-0503 10 кВ, оп.№2, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-10-І 100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-10 10000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 47583-11 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			Активная	1,3	3,5
							Реактивная	2,5	5,9
44	ТП 202-03 15 кВ, РУ-15 кВ, 1 с.ш. 15 кВ, ввод № 1	GIS-24 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 28402-09 Фазы: А; В; С	GSES 24D 15000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 48526-11 Фазы: А; В; С	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	УСВ-3 Рег. № 51644-12	VMware	Активная	1,3	3,4
							Реактивная	2,5	5,9
45	ТП 202-03 15 кВ, РУ-15 кВ, 2 с.ш. 15 кВ, ввод № 2	GIS-24 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 28402-09 Фазы: А; В; С	GSES 24D 15000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 48526-11 Фазы: А; В; С	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Активная	1,3	3,4
							Реактивная	2,5	5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 35, 36, 39, 40, 43 для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
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. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	45
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 35, 36, 39, 40, 43 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 35, 36, 39, 40, 43 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЕ308: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 234 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 48266-11): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 234 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 75755-19): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа А1800: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 220000 2 320000 2 120000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа СЕ308: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	90 30

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	170
при отключении питания, лет, не менее	5
для счетчиков типа А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	180
при отключении питания, лет, не менее	30
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ 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	35
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	49
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ-0,66-І	24
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	9
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-10М	3
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І	3
Трансформаторы тока	GIS-24	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-СВЭЛ-10М	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	3
Трансформаторы напряжения	GSES 24D	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЕ308	34
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	9
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер на базе закрытой облачной системы	VMware	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	РТ.7731411714. 424179.58 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «Группа Черкизово» по объектам ООО «Тамбовская индейка» и ООО «Отечественный продукт», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

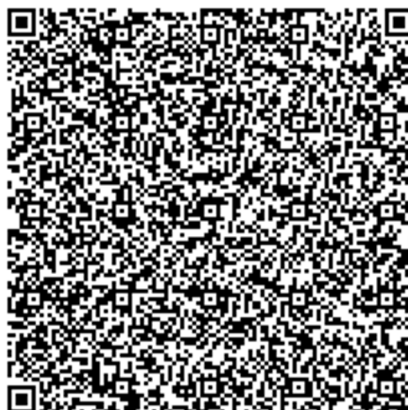
Публичное акционерное общество «Группа Черкизово» (ПАО «Группа Черкизово»)
ИНН 7718560636
Юридический адрес: 142931, Московская обл., Г.О. Кашира, д. Топканово,
тер. Мясопереработка, ул Черкизовская, д. 1, стр. 1
Телефон: (495) 660-24-40
Факс: (495) 660-24-43
E-mail: info@cherkizovo.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Рустех» (ООО «Рустех»)
ИНН 3702666693
Адрес: 153021, Ивановская обл., г. Иваново, Гаражная ул., д. 12А
Телефон: (915) 769-34-14
E-mail: rusteh@bk.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» мая 2023 г. № 972

Регистрационный № 88970-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти установки подготовки нефти Западно-Зимнего лицензионного участка ООО «Газпромнефть-Хантос»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти установки подготовки нефти Западно-Зимнего лицензионного участка ООО «Газпромнефть-Хантос» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто нефти, определений показателей качества нефти и вычислений массы нетто нефти, откачиваемой с установки подготовки нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью расходомеров массовых Promass (модификации Promass 300) (далее по тексту – ПР). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей ПР поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее по тексту – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

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

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

Конструктивно СИКН состоит из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), блока стационарной трубопоршневой ПУ и системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов, двух рабочих измерительных линий (ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИК выполняет функции измерения и оперативного контроля показателей качества нефти, а также отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012.

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

Блок стационарной трубопоршневой ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) МПР.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: ИВК (основной и резервный), осуществляющий сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Сторос» (далее по тексту – АРМ оператора) (основное и резервное), оснащенное монитором, клавиатурой, мышкой и печатающим устройством.

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

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Рег. №
Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300)	68358-17
Датчики давления серии АМ-2000	35035-14
Датчики температуры ТМТ142R	63821-16
Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»	52866-13
Преобразователи плотности и расхода CDM	63515-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерение объемного расхода (м³/ч) и объема (м³) нефти в рабочем диапазоне;
- автоматическое измерений массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), плотности (кг/м³) и объемной доли воды (%) в нефти;
- автоматическое вычисление массовой доли воды (%) в нефти по результатам измерений объемной доли воды в нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и КМХ ПР по стационарной или передвижной ПУ;
- КМХ ПР, установленного на рабочей ИЛ, по ПР на контрольно-резервной ИЛ;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящие в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Заводской номер 204 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шильд-табличку блок-бокса СИКН.

Программное обеспечение

обеспечивает реализацию функций СИКН. Программное обеспечение (ПО) СИКН реализовано в ИВК и АРМ оператора. Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора приведены в таблице 2.

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

Т а б л и ц а 2 - Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора	ИВК
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll	Abak.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.41.0.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	0x16BB1771	4069091340
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC32
Примечание – «0х» показывает, что число приведено в шестнадцатеричной системе счисления, и на дисплее не отображается.		

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода через СИКН, т/ч	от 252 до 712
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

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

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: - температура, °С - плотность при +20°С, кг/м ³ - давление, МПа - вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, сСт - массовая доля воды, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - массовая доля механических примесей, %, не более - давление насыщенных паров кПа (мм.рт.ст.), не более - содержание свободного газа, %	от +5 до +40 от 840 до 890 от 4,0 до 6,0 от 6,2 до 48,5 0,5 900 0,05 66,7 (500) не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±0,4
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от -50 до +50 до 100 при +25°С
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	20000
Режим работы СИКН	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти установки подготовки нефти Западно-Зимнего лицензионного участка ООО «Газпромнефть-Хантос»	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1
Методика поверки	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 1108 - 2022 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти установки подготовки нефти Западно-Зимнего лицензионного участка ООО «Газпромнефть-Хантос»», ФР.1.29.2022.44372.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Юридический адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, 50-летия Октября, д. 24

Изготовитель

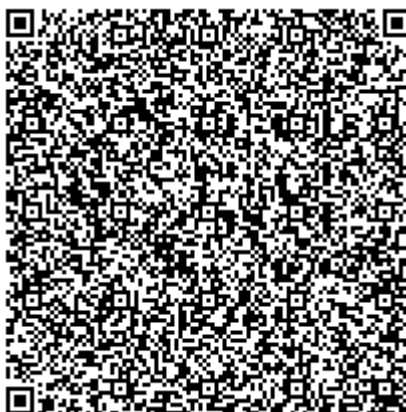
Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, 50-летия Октября, д. 24

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» мая 2023 г. № 972

Регистрационный № 88971-23

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТПОЛ 20

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТПОЛ 20 (далее – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в закрытых распределительных устройствах переменного тока промышленной частоты с номинальным напряжением до 20 кВ.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока.

Трансформаторы тока являются проходными и имеют две вторичные обмотки, одна обмотка предназначена для защиты, вторая обмотка предназначена для измерений и учета.

Первичная обмотка выполнена из медной трубы. Вторичные и первичная обмотки залиты эпоксидным компаундом. Выводы вторичных обмоток расположены на приливе изоляционного блока в выемке фланца, снабжены перемычками и закрыты крышкой.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы 2004 года выпуска – с зав. № 8, 9, 52; 2005 года выпуска – с зав. № 6, 7, 8, 9, 14, 65, 69, 70, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78.

Корпус трансформаторов тока снабжен табличкой (шильдом), предусматривающей указание заводского номера и основных метрологических и технических характеристик.

Места пломбировки от несанкционированного доступа находятся на концах выводов вторичных обмоток.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Общий вид трансформаторов тока представлен на рисунке 1.

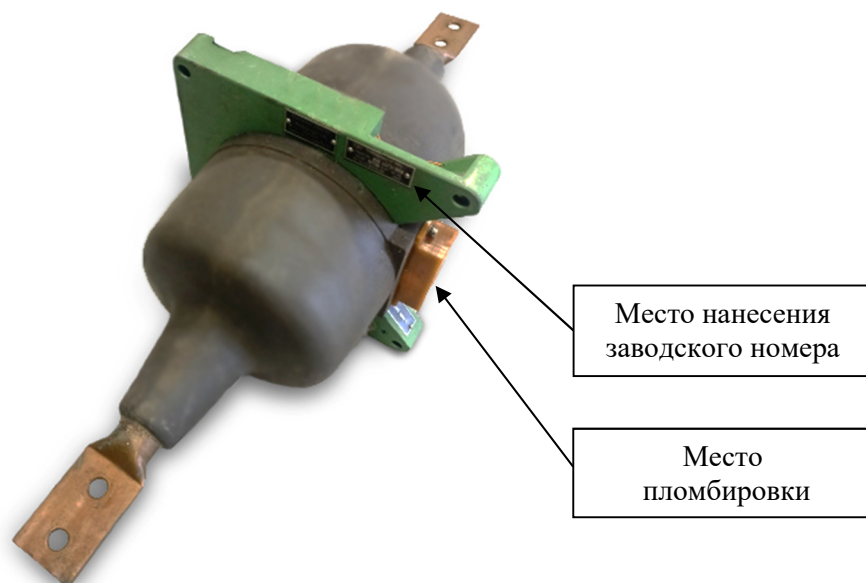


Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов тока ТПОЛ 20

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики трансформаторов тока

Наименование характеристики	Значение для трансформаторов тока с заводскими номерами	
	8, 9, 52	6, 7, 8, 9, 14, 65, 69, 70, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78
Год выпуска	2004	2005
Номинальное напряжение, кВ	20	
Номинальная частота, Гц	50	
Номинальный первичный ток, А	400	
Номинальный вторичный ток, А	5	
Число вторичных обмоток	2	
Класс точности вторичной обмотки для измерений и учета	0,5	
Класс точности вторичной обмотки для защиты	10P	
Номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos \varphi=0,8$; В·А	20	
Диапазон вторичной нагрузки, % от номинального значения	от 25 до 100	

Таблица 2 – Основные технические характеристики трансформаторов тока

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	25

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ 20	18
Паспорт	-	18

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта на трансформатор тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.217-2003. ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. №2768 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

Открытое акционерное общество высоковольтного оборудования «Электроаппарат» (ОАО ВО «Электроаппарат»)

ИНН 7801032688

Адрес: г. Санкт-Петербург, 24-я линия Васильевского острова, д. 3/7

Изготовитель

Открытое акционерное общество высоковольтного оборудования «Электроаппарат» (ОАО ВО «Электроаппарат»)

ИНН 7801032688

Адрес: г. Санкт-Петербург, 24-я линия Васильевского острова, д. 3/7

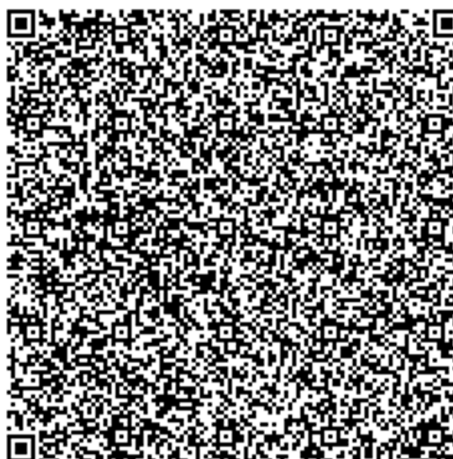
Испытательный центр

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

Юридический адрес: 620102, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Ясная, д. 28, к. 23

Адрес: 620028, Свердловская обл., г. Екатеринбург, б-р Верх-Исетский, д. 13, лит. «Н», помещ. № 22, помещ. № 26

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314006.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» мая 2023 г. № 972

Регистрационный № 88972-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТФЗМ

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

Трансформаторы тока представляют собой опорную конструкцию. Выводы первичной обмотки расположены на верхней части трансформаторов тока. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформатора тока и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

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

Трансформаторы тока выпущены в следующих модификациях ТФЗМ 35А-У1, ТФЗМ 35А-ХЛ1, ТФЗМ 35Б-I У1, ТФЗМ 35Б-II У1, ТФЗМ 110Б-I У1, ТФЗМ 110Б-I ХЛ1, ТФЗМ 110Б-II У1, ТФЗМ 110Б-IV У1 и ТФЗМ 110Б-IV ХЛ1, которые отличаются друг от друга значениями номинального напряжения, номинального первичного тока, номинальной вторичной нагрузки.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока:

- модификация ТФЗМ 35А-У1 зав. № 68092;
- модификация ТФЗМ 35А-ХЛ1 зав. № 46671, 53228, 51793;
- модификация ТФЗМ 35Б-I У1 зав. № 26434, 26444;
- модификация ТФЗМ 35Б-II У1 зав. № 470, 471, 473, 474;
- модификация ТФЗМ 110Б-I У1 зав. № 18298, 18511, 18455, 49326;
- модификация ТФЗМ 110Б-I ХЛ1 зав. № 32276, 50091;
- модификация ТФЗМ 110Б-II У1 зав. № 9947, 9176, 9171;
- модификация ТФЗМ 110Б-IV У1 зав. № 4101, 4283, 3492, 7630, 7618, 7616, 2044, 2162;
- модификация ТФЗМ 110Б-IV ХЛ1 зав. № 150.

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

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



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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1.1 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТФЗМ 35А-У1

Наименование характеристики	Значение для заводского номера	
	68092	
Номинальное напряжение, кВ	35	
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	300	
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5	
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50	
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5	
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	50	

Таблица 1.2 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТФЗМ 35А-ХЛ1

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	46671	53228, 51793
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	200	400
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	50	50

Таблица 1.3 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТФЗМ 35Б-I У1

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	26434, 26444	
Номинальное напряжение, кВ	35	
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	300	
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5	
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50	
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5	
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30	

Таблица 1.4 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТФЗМ 35Б-II У1

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	470, 471, 473, 474	
Номинальное напряжение, кВ	35	
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	3000	
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5	
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50	
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5	
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30	

Таблица 1.5 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТФЗМ 110Б-I У1

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	18298, 18511, 18455	49326
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	300	400
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5	5
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30	30

Таблица 1.6 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТФЗМ 110Б-I ХЛ1

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	32276, 50091	
Номинальное напряжение, кВ	110	
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	600	
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5	
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50	
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5	
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30	

Таблица 1.7 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТФЗМ 110Б-II У1

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	9947, 9176, 9171
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	750
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	20

Таблица 1.8 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТФЗМ 110Б-IV У1

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров		
	4101, 4283, 3492	7630, 7618, 7616	2044, 2162
Номинальное напряжение, кВ	110	110	110
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	300	300; 600	600
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5	5	5
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5	0,5	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30	30	30

Таблица 1.9 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТФЗМ 110Б-IV ХЛ1

Наименование характеристики	Значение для заводского номера
	150
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	600
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С для модификаций ТФЗМ 35А-У1, ТФЗМ 35Б-I У1, ТФЗМ 35Б-II У1, ТФЗМ 110Б-I У1, ТФЗМ 110Б-II У1, ТФЗМ 110Б-IV У1; для модификаций ТФЗМ 35А-ХЛ1, ТФЗМ 110Б-I ХЛ1, ТФЗМ 110Б-IV ХЛ1.	от -45 до +40 от -60 до +40

Знак утверждения типа наносится

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФЗМ 35А-У1; ТФЗМ 35А-ХЛ1; ТФЗМ 35Б-I У1; ТФЗМ 35Б-II У1; ТФЗМ 110Б-I У1; ТФЗМ 110Б-I ХЛ1; ТФЗМ 110Б-II У1; ТФЗМ 110Б-IV У1; ТФЗМ 110Б-IV ХЛ1	1 шт.
Паспорт	ТФЗМ 35А-У1; ТФЗМ 35А-ХЛ1; ТФЗМ 35Б-I У1; ТФЗМ 35Б-II У1; ТФЗМ 110Б-I У1; ТФЗМ 110Б-I ХЛ1; ТФЗМ 110Б-II У1; ТФЗМ 110Б-IV У1; ТФЗМ 110Б-IV ХЛ1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 г. № 2768 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

ПО «Запорожтрансформатор», Украина

Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское ш., д. 3

Изготовитель

ПО «Запорожтрансформатор», Украина (изготовлены в 1981-1993 гг.)

Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское ш., д. 3

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

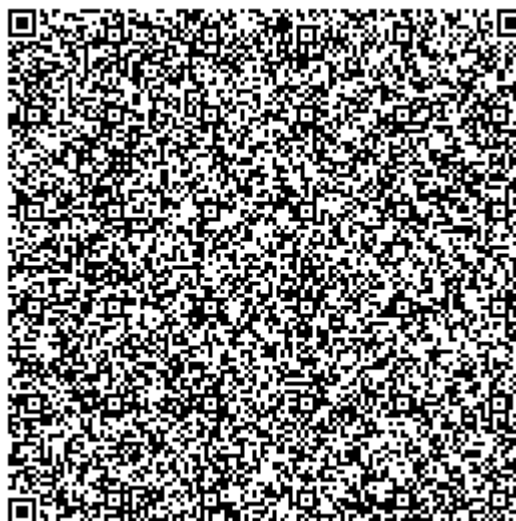
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» мая 2023 г. № 972

Регистрационный № 88973-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТФЗМ

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

Трансформаторы тока представляют собой опорную конструкцию. Выводы первичной обмотки расположены на верхней части трансформаторов тока. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформатора тока и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

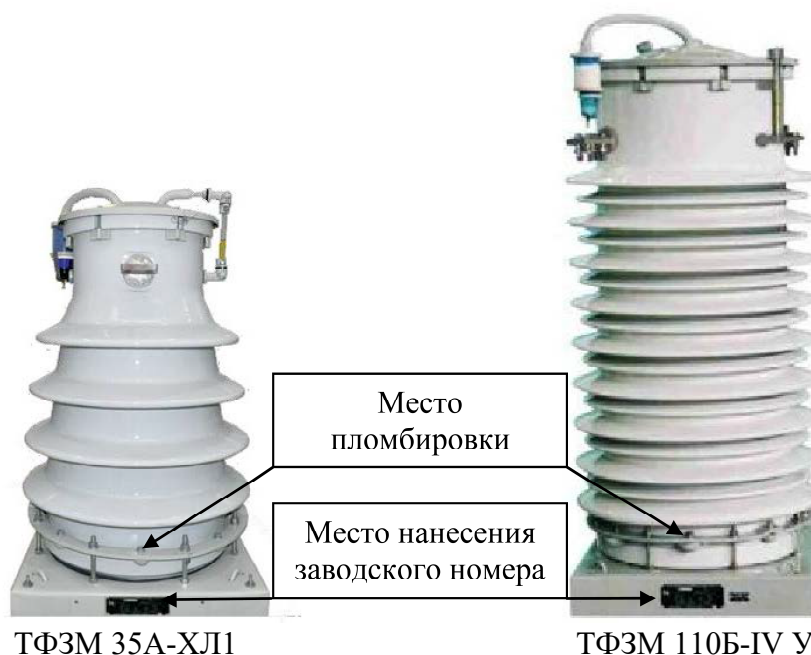
Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Трансформаторы тока выпущены в следующих модификациях ТФЗМ 35А-ХЛ1 и ТФЗМ 110Б-IV У1, которые отличаются друг от друга значениями номинального напряжения, номинального первичного тока, номинальной вторичной нагрузки.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока модификации ТФЗМ 35А-ХЛ1 зав. № 71393, 71404 и модификации ТФЗМ 110Б-IV У1 зав. № 13516, 13517, 13524, 15362.

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

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



ТФЗМ 35А-ХЛ1

ТФЗМ 110Б-IV У1

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1.1 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТФЗМ 35А-ХЛ1

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	71393, 71404	
Номинальное напряжение, кВ	35	
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	300	
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5	
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50	
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5	
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	50	

Таблица 1.2 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТФЗМ 110Б-IV У1

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	13516, 13517, 13524	15362
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	200	800
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	1	5
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30	10

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C для модификации ТФЗМ 35А-ХЛ1 для модификации ТФЗМ 110Б-IV У1	от -60 до +40 от -45 до +40

Знак утверждения типа наносится

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФЗМ 35А-ХЛ1; ТФЗМ 110Б-IV У1	1 шт.
Паспорт	ТФЗМ 35А-ХЛ1; ТФЗМ 110Б-IV У1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 г. № 2768 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры»
(ОАО «ЗЗВА»), Украина
Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское ш., д. 13
Телефон: +38 (061) 220-63-00
Факс: +38 (061) 220-63-00
Web-сайт: www.zva.zp.ua
E-mail: office@zva.zp.ua

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры»
(ОАО «ЗЗВА»), Украина
Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское ш., д. 13
Телефон: +38 (061) 220-63-00
Факс: +38 (061) 220-63-00
Web-сайт: www.zva.zp.ua
E-mail: office@zva.zp.ua

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

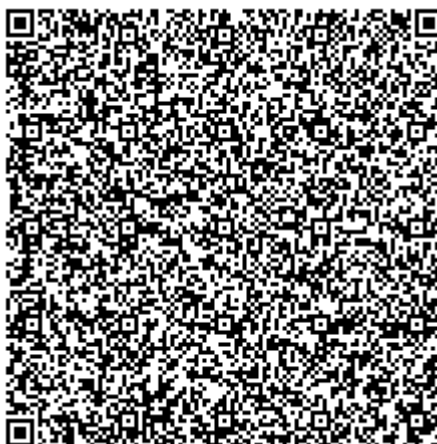
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» мая 2023 г. № 972

Регистрационный № 88974-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Атомэнергопромсбыт» (АО «ВПО «Точмаш» г. Владимир)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Атомэнергопромсбыт» (АО «ВПО «Точмаш» г. Владимир) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АО «Атомэнергопромсбыт» с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер АО «Атомэнергопромсбыт», где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Сервер АО «Атомэнергопромсбыт» осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) и с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе АО «АТС» и прочими заинтересованными организациями. Обмен данными коммерческого учета электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов, в том числе заверенных электронно-цифровой подписью.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера АО «Атомэнергопромсбыт», УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера АО «Атомэнергопромсбыт» с УСВ осуществляется не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера АО «Атомэнергопромсбыт» производится при расхождении не менее ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера АО «Атомэнергопромсбыт» выполняется при каждом сеансе опроса, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении более ± 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера АО «Атомэнергопромсбыт» 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 средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера АО «Атомэнергопромсбыт», типографским способом. Дополнительно заводской номер 20230221 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- триче- ской энер- гии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти (±δ), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ ВЭМЗ, ЗРУ-6кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. 702	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	ТЕ3000.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер АО «Атомэнерго- промсбыт»	Ак- тивная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
2	ПС 110 кВ ВЭМЗ, ЗРУ-6кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. 703	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	ТЕ3000.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19			Ак- тивная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,6
3	ПС 110 кВ ВЭМЗ, ЗРУ-6кВ, 4 СШ 6 кВ, ф. 731	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	ТЕ3000.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19			Ак- тивная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
4	ПС 110 кВ ВЭМЗ, ЗРУ-6кВ, 3 СШ 6 кВ, ф. 742	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	ТЕ3000.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19			Ак- тивная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ЦРП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 21	ТПЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 69608-17 Фазы: А; С	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер АО «Атомэнерго- промсбыт»	Ак- тивная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
6	ЦРП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 18	ТПЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 69608-17 Фазы: А; С	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Ак- тивная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 1-4 для силы тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
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. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	6
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-4 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-4 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения 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 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;

- коррекции времени.
- журнал сервера:
параметрирования;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.
- Защищенность применяемых компонентов:
 - механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
сервера.
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
сервера.
- Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	8
Трансформаторы тока	ТПЛ-НТЗ-10	4
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-6	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные – измерители ПКЭ	ТЕ3000	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер АО «Атомэнергопромсбыт»	—	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	АЭПС.АИИС-ВПОТМ.001.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Атомэнергопромсбыт» (АО «ВПО «Точмаш» г. Владимир)», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

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 «Атомэнергопромсбыт» (АО «Атомэнергопромсбыт»)

ИНН 7725828549

Юридический адрес: 117105, г. Москва, Новоданиловская наб., д. 4а

Телефон: (495) 543-33-06

Web-сайт: apsbt.ru

E-mail: info.apsbt@apsbt.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Атомэнергопромсбыт» (АО «Атомэнергопромсбыт»)

ИНН 7725828549

Адрес: 117105, г. Москва, Новоданиловская наб., д. 4а

Телефон: (495) 543-33-06

Web-сайт: apsbt.ru

E-mail: info.apsbt@apsbt.ru

Испытательный центр

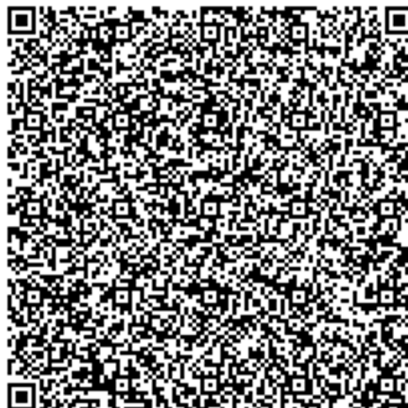
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» мая 2023 г. № 972

Регистрационный № 88975-23

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП города Хабаровска «Водоканал»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП города Хабаровска «Водоканал» (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), 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 устройства сбора и передачи данных RTU-327LV, RTU-327L (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) МУП города Хабаровска «Водоканал», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее – УСВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

В ИВК АИИС КУЭ предусмотрено выполнение следующих функций:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор и хранение данных о состоянии средства измерения («Журнала событий» электросчетчика) с ИИК;
- обработку данных и их архивирование;
- доступ к информации и ее передача в организации – участники оптового рынка электроэнергии (мощности) (ОРЭМ);
- прием измерительной информации от ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений и передаче всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

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 вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы 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 оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя УСВ на основе приемника сигналов точного времени от спутниковых глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС), типа УССВ-2 (рег. № 54074-21), установленное на сервере ИВК. Сличение времени часов ИВК с часами УСВ происходит каждые два часа (программируемый параметр), коррекция проводится при расхождении времени более чем на ± 1 с. Часы УСПД синхронизируются от часов сервера ИВК каждые 30 минут (программируемый параметр), коррекция проводится при расхождении времени более чем на ± 1 с. Часы счётчика синхронизируются от часов УСПД раз в сутки, коррекция часов счётчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

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

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 179-07.08.2014. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

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	не ниже 15.03
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/35/6 кВ «СМР», ячейка № 107, фидер № 107 «Насосная станция 3-го подъема»	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 35955-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	RTU- 327LV рег.№ 41907-09	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
2	ПС 110/35/6 кВ «СМР», ячейка № 210, фидер № 210 «Насосная станция 3-го подъема»	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 35955-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Главная насосная станция (ГНС), ячейка № 13, фидер № 28, ввод № 2 от ПС «РЦ»	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3:100/√3 Рег. № 3344-08 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-327LV рег. № 41907-09	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±6,4
4	Главная насосная станция (ГНС), ячейка № 4, фидер № 39, ввод № 1 от ПС «РЦ»	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 15128-03 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
5	Главная насосная станция (ГНС), ячейка № 16, фидер № 5, ввод № 3 от ПС «РЦ»	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3:100/√3 Рег. № 3344-08 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
6	Главная насосная станция (ГНС), РУ-6 кВ, яч.19 ф.5 ввод от ПС «РЦ»	GSA Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 55016-13	VRU1n/S2 Кл. т. 0,2 КТН 6000/√3:100/√3 Рег. № 55131-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327L рег. № 41907-09	активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,6	±5,7
7	Главная насосная станция (ГНС), РУ-6 кВ, яч.10 ф.11 ввод от ПС «Берёзовка»	GSA Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 55016-13	VRU1n/S2 Кл. т. 0,2 КТН 6000/√3:100/√3 Рег. № 55131-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,6	±5,7
8	Главная насосная станция (ГНС), РУ-6 кВ, яч. 1 фидер № 17 ввод от ПС «Берёзовка»	GSA Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 55016-13	VRU1n/S2 Кл. т. 0,2 КТН 6000/√3:100/√3 Рег. № 55131-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,6	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	Головные очистные сооружения Водопровода (ГОСВ), ячейка № 2, фидер № 7, ввод от ПС «СДВ» (яч. №7)	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 47959-11	VRQ2N/S2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 47913-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	RTU-327LV рег.№ 41907-09	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,6	±5,7
10	Головные очистные сооружения Водопровода (ГОСВ), ячейка № 7, фидер № 1, ввод от ПС «СДВ» (яч. №1)	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 15128-03	VRQ2N/S2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 47913-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,5	±6,3
11	Головные очистные сооружения Водопровода (ГОСВ), ячейка № 10, фидер № 15, ввод от ПС «Городская» (яч. № 15)	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 15128-03	VRQ2N/S2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 47913-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,5	±6,3
12	Головные очистные сооружения Водопровода (ГОСВ), ячейка № 28, фидер № 26, ввод от ПС «СДВ» (яч. № 26)	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 15128-03	VRQ2N/S2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 47913-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-327LV рег.№ 41907-09	активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,5	±6,3
13	Головные очистные сооружения Водопровода (ГОСВ), ячейка № 31, фидер № 48, ввод от ПС «Городская» (яч. № 48)	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 15128-01	VRQ2N/S2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 47913-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,5	±6,3
14	Головные очистные сооружения Водопровода (ГОСВ). ячейка № 36, фидер № 24, ввод от ПС «СДВ» (яч. № 24)	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 47959-11	VRQ2N/S2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 47913-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,6	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	Канализационная насосная станция № 5 (КНС-5), ячейка № 11, фидер № 7, ввод № 1 от ГОСВ (яч. № 3)	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3:100/√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-327LV рег. № 41907-09	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
16	Канализационная насосная станция № 5 (КНС-5), ячейка № 4, фидер № 24, ввод № 2 от ГОСВ (яч. № 35)	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3:100/√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
17	Канализационная насосная станция № 5 (КНС-5), ячейка № 19, ввод от ТП 3510	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3:100/√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
18	Канализационная насосная станция № 5, КНС-5, РУ-6 кВ, яч. 17 ввод от ТП-13	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 51679-12 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3:100/√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±6,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	Канализационная насосная станция № 5 а (КНС-5 а), ячейка № 6, фидер № 11, ввод от ПС «Ц»	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛП-ЭК-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-327LV рег.№ 41907-09	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
20	Канализационная насосная станция № 5 а (КНС-5 а), ячейка № 4, фидер № 13, ввод от ПС «СП»	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛП-ЭК-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
21	Канализационная насосная станция № 5 а (КНС-5 а), ячейка № 3, фидер № 23, ввод от ПС «СВ»	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47959-16	НОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 69605-17	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
22	Канализационная насосная станция № 5 а (КНС-5 а), ячейка № 17, фидер № 26, ввод от ПС «ЭНМ» (ЦРП 18)	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47959-16	НОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 69605-17	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
23	Канализационная насосная станция № 10 (КНС-10), ячейка № 4, фидер № 108, ввод № 2 от ПС «ХЭС»	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-327LV рег.№ 41907-09	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	Канализационная насосная станция № 10 (КНС-10), ячейка № 11 фидер № 208, ввод № 1 от ПС «ХЭС»	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-327LV рег.№ 41907-09	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
25	Канализационная насосная станция № 10 (КНС-10), ячейка № 14, ввод от ТП 1308	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
26	Канализационная насосная станция № 10 (КНС-10), ячейка № 15, ввод от ТП 64	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
27	Очистные сооружения канализации (ОСК), ячейка № 14, фидер № 3, ввод № 2 от ПС «Племрепродуктор»	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-327LV рег.№ 41907-09	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±6,4
28	Очистные сооружения канализации (ОСК), ячейка № 5, фидер № 20, ввод № 1 от ПС «Племрепродуктор»	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	30
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03.01 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03.01 - 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	140000 90000 220000 140000 165000 90000 2 40000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, 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, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	54
Трансформатор тока	GSA	9
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	2
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-6	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6	30
Трансформатор напряжения	VRU1n/S2	9
Трансформатор напряжения	VRQ2N/S2	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-6	3
Трансформатор напряжения	НОЛП-НТЗ-6	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	18
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327LV	8
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327L	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	ТДВ.411711.066 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП города Хабаровска «Водоканал», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

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

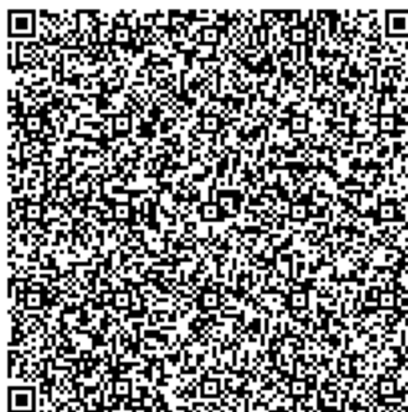
Муниципальное унитарное предприятие города Хабаровска «Водоканал»
(МУП города Хабаровска «Водоканал»)
ИНН 2700001300
Адрес: 680000 г. Хабаровск, пер. Топографический, д. 12
Телефон: 8 (4212)73-80-64

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Дальневосточная энергетическая компания»
(ПАО «ДЭК»)
ИНН 2723088770
Адрес: 690090 г. Владивосток, ул. Тигровая, д. 19
Телефон: 8 (423) 240-68-45
E-mail: priemn@dvec.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 «05» мая 2023 г. № 972

Регистрационный № 88976-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

Трансформаторы напряжения состоят из магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичных и вторичной обмоток с высоковольтной изоляцией, конструктивных вспомогательных деталей, соединяющих части трансформаторов напряжения в единую конструкцию. Активная часть трансформаторов напряжения находится в изоляционной крышке, заполненной трансформаторным маслом и установленной на основание.

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1 зав. № 42, 45, 49, 238, 249, 253, 399, 414, 575, 1228, 1232, 1393, 1412, 1423, 2066.

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

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



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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	42, 45, 49	238, 249, 253, 399, 414, 575, 1228, 1232, 1393, 1412, 1423, 2066
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	$110/\sqrt{3}$	$110/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	$100/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5	0,2
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	560	120

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа наносится

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	1 шт.
Паспорт	НАМИ-110 УХЛ1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3453 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

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

Изготовитель

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

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

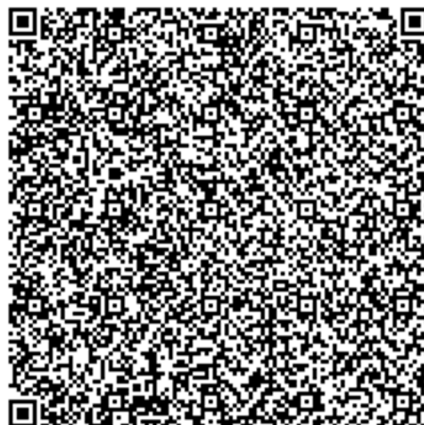
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТГФ 110 У1

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТГФ 110 У1 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока являются опорными с элегазовой изоляцией с верхним расположением вторичных обмоток в металлическом корпусе, закрепленном на фарфоровом изоляторе.

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

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТГФ 110 У1 зав. № 137, 138, 139, 143, 144, 146, 151, 152, 156.

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

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



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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	137, 138, 139, 143, 144, 146	151, 152, 156
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	750	2000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1	1
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30	30

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа наносится

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГФ 110 У1	1 шт.
Паспорт	ТГФ 110 У1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 г. № 2768 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Энергомеханический завод» (ОАО «ЭМЗ»)
ИНН 7811000702
Адрес: 192148, г. Санкт-Петербург, ул. Невзоровой, д. 9
Телефон: +7 (812) 560-16-84
Факс: +7 (812) 560-13-63
Web-сайт: www.energomeh.ru

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Энергомеханический завод» (ОАО «ЭМЗ»)
ИНН 7811000702
Адрес: 192148, г. Санкт-Петербург, ул. Невзоровой, д. 9
Телефон: +7 (812) 560-16-84
Факс: +7 (812) 560-13-63

Web-сайт: www.energomeh.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

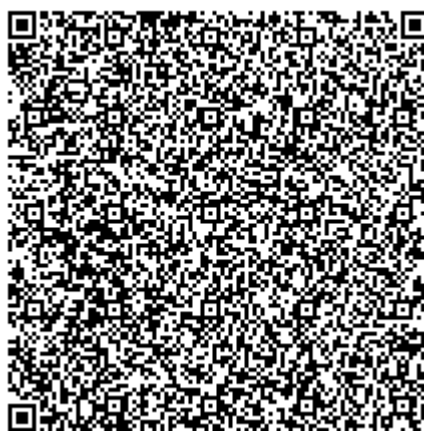
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» мая 2023 г. № 972

Регистрационный № 88978-23

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Машины координатные измерительные IntraLEAD

Назначение средства измерений

Машины координатные измерительные IntraLEAD (далее – КИМ) предназначены для измерений геометрических размеров деталей сложной формы с последующим определением отклонения размеров, формы и взаимного расположения поверхностей элементов деталей.

Описание средства измерений

Принцип действия КИМ основан на поочередном измерении координат определенного числа точек поверхности детали с последующим расчетом линейных и угловых размеров, отклонений размера, формы и расположения в соответствующей системе координат.

Конструкция КИМ порталная, с неподвижным гранитным измерительным столом и боковым приводом портала, перемещающимися на воздушных подшипниках. Три направляющие КИМ образуют декартову базовую систему координат X, Y, Z, в которой расположена измерительная головка с одним или несколькими сменными контактными датчиками TP20, TP200, SP25.

Измерения производятся в ручном и автоматическом режимах. Ручной режим управления КИМ осуществляется с клавиатуры компьютера или при помощи пульта управления, переключающегося на замедленный ход. Автоматический режим реализуется по заранее составленной программе.

К средствам измерений данного типа относятся машины координатные измерительные IntraLEAD модификаций D, EX, F, G, которые отличаются погрешностью, диапазонами измерений и конфигурациями контактных датчиков.

КИМ IntraLEAD модификации D изготавливаются в одном типоразмере: 654 и могут быть оснащены контактными датчиками TP20 и TP200.

КИМ IntraLEAD модификации EX изготавливаются в 14 типоразмерах: 1287, 1587, 12108, 15108, 22108, 25108, 30108, 151210, 221210, 251210, 301210, 221510, 251510, 301510, и могут быть оснащены контактными датчиками TP20, TP200 и SP25. КИМ модификации EX могут быть изготовлены в исполнении Н с повышенной точностью измерений (только с контактными датчиками TP200 и SP25).

КИМ IntraLEAD модификации F изготавливаются в 5 типоразмерах: 654, 866, 1086, 1286, 1586, и могут быть оснащены контактными датчиками TP20, TP200 и SP25. КИМ модификации F могут быть изготовлены в исполнении Н с повышенной точностью измерений (только с контактными датчиками TP200 и SP25).

КИМ IntraLEAD модификации G изготавливаются в 7 типоразмерах: 201512, 251512, 301512, 201515, 251515, 301515, 401812, и могут быть оснащены контактными датчиками TP20, TP200 и SP25. КИМ модификации G могут быть изготовлены в исполнении Н с повышенной точностью измерений (только с контактными датчиками TP200 и SP25).

Структура условного обозначения КИМ: А xxx Н,
где А – обозначение модификации КИМ (D, EX, F, G);
xxx – типоразмер КИМ;

Н – указывается только для КИМ с повышенной точностью измерений.

Заводской номер КИМ в буквенно-числовом формате указывается методом печати на маркировочной наклейке, расположенной на гранитном измерительном столе.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид КИМ представлен на рисунках 1 - 4.

Общий вид и место нанесения маркировочной таблички представлены на рисунках 5-6.



Рисунок 1 - Общий вид машин координатных измерительных IntraLEAD модификации D 654



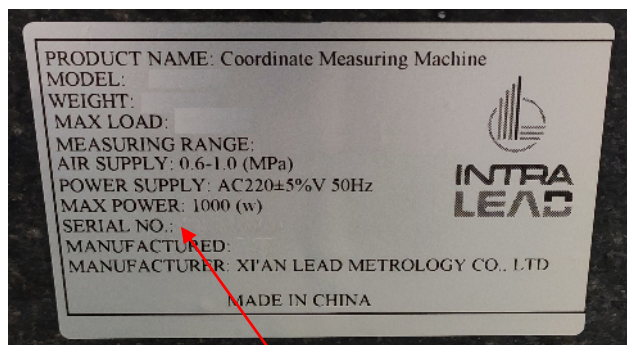
Рисунок 2 - Общий вид машин координатных измерительных IntraLEAD модификаций EX



Рисунок 3 - Общий вид машин координатных измерительных IntraLEAD модификаций F



Рисунок 4 - Общий вид машин координатных измерительных IntraLEAD модификаций G



Место указания
заводского номера



Рисунок 5 – Общий вид маркировочной таблички

Рисунок 6 – Место нанесения маркировочной таблички

В процессе эксплуатации КИМ не предусматривает внешних механических или электронных регулировок. Ограничение несанкционированного доступа к узлам КИМ обеспечено конструкцией корпуса.

Программное обеспечение

Для работы с КИМ используется метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО) «VisualDMIS», «RationalDMIS», «MODUS», устанавливаемое на локальном персональном компьютере для управления КИМ, обработки и хранения результатов измерений.

Аппаратная и программная части, работая совместно, обеспечивают заявленные точности конечных результатов измерений.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	VisualDMIS	RationalDMIS	MODUS
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 7.0	не ниже 7.0	не ниже 1.9
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Модификация	Диапазон измерений, мм			Пределы допускаемой абсолютной объёмной погрешности МРЕ _Е , мкм (L - длина в мм)		
	По оси X	По оси Y	По оси Z	с датчиком TP20	с датчиком TP200	с датчиком SP25
D 654	от 0 до 500	от 0 до 600	от 0 до 400	$\pm(3,5+L/250)$	$\pm(3,5+L/250)$	-
EX 1287	от 0 до 800	от 0 до 1200	от 0 до 700	$\pm(2,3+L/300)$	$\pm(2,1+L/300)$	$\pm(1,7+L/330)$
EX 1587	от 0 до 800	от 0 до 1500	от 0 до 700	$\pm(2,3+L/300)$	$\pm(2,1+L/300)$	$\pm(1,7+L/330)$
EX 12108	от 0 до 1000	от 0 до 1200	от 0 до 800	$\pm(2,7+L/300)$	$\pm(2,5+L/300)$	$\pm(2,1+L/330)$
EX 15108	от 0 до 1000	от 0 до 1500	от 0 до 800	$\pm(2,7+L/300)$	$\pm(2,5+L/300)$	$\pm(2,1+L/330)$
EX 22108	от 0 до 1000	от 0 до 2200	от 0 до 800	$\pm(2,7+L/300)$	$\pm(2,5+L/300)$	$\pm(2,1+L/330)$
EX 25108	от 0 до 1000	от 0 до 2500	от 0 до 800	$\pm(2,7+L/300)$	$\pm(2,5+L/300)$	$\pm(2,1+L/330)$
EX 30108	от 0 до 1000	от 0 до 3000	от 0 до 800	$\pm(2,7+L/300)$	$\pm(2,5+L/300)$	$\pm(2,1+L/330)$
EX 151210	от 0 до 1200	от 0 до 1500	от 0 до 1000	$\pm(3,1+L/300)$	$\pm(2,9+L/300)$	$\pm(2,5+L/330)$
EX 221210	от 0 до 1200	от 0 до 2200	от 0 до 1000	$\pm(3,1+L/300)$	$\pm(2,9+L/300)$	$\pm(2,5+L/330)$
EX 251210	от 0 до 1200	от 0 до 2500	от 0 до 1000	$\pm(3,1+L/300)$	$\pm(2,9+L/300)$	$\pm(2,5+L/330)$
EX 301210	от 0 до 1200	от 0 до 3000	от 0 до 1000	$\pm(3,1+L/300)$	$\pm(2,9+L/300)$	$\pm(2,5+L/330)$
EX 221510	от 0 до 1500	от 0 до 2200	от 0 до 1000	$\pm(3,9+L/300)$	$\pm(3,7+L/300)$	$\pm(3,3+L/330)$
EX 251510	от 0 до 1500	от 0 до 2500	от 0 до 1000	$\pm(3,9+L/300)$	$\pm(3,7+L/300)$	$\pm(3,3+L/330)$
EX 301510	от 0 до 1500	от 0 до 3000	от 0 до 1000	$\pm(3,9+L/300)$	$\pm(3,7+L/300)$	$\pm(3,3+L/330)$
F 654	от 0 до 500	от 0 до 600	от 0 до 400	$\pm(2,3+L/300)$	$\pm(2,1+L/300)$	$\pm(1,8+L/300)$
F 866	от 0 до 600	от 0 до 800	от 0 до 600	$\pm(2,6+L/250)$	$\pm(2,4+L/250)$	$\pm(2,1+L/250)$
F 1086	от 0 до 800	от 0 до 1000	от 0 до 600	$\pm(2,7+L/250)$	$\pm(2,5+L/250)$	$\pm(2,2+L/250)$
F 1286	от 0 до 800	от 0 до 1200	от 0 до 600	$\pm(2,7+L/250)$	$\pm(2,5+L/250)$	$\pm(2,2+L/250)$
F 1586	от 0 до 800	от 0 до 1500	от 0 до 600	$\pm(2,7+L/250)$	$\pm(2,5+L/250)$	$\pm(2,2+L/250)$

Продолжение таблицы 2

Модификация	Диапазон измерений, мм			Пределы допускаемой абсолютной объёмной погрешности МРЕ _Е , мкм (L - длина в мм)		
	По оси X	По оси Y	По оси Z	с датчиком TP20	с датчиком TP200	с датчиком SP25
G 201512	от 0 до 1500	от 0 до 2000	от 0 до 1200	$\pm(4,2+L/200)$	$\pm(4,0+L/200)$	$\pm(3,7+L/200)$
G 251512	от 0 до 1500	от 0 до 2500	от 0 до 1200	$\pm(4,2+L/200)$	$\pm(4,0+L/200)$	$\pm(3,7+L/200)$
G 301512	от 0 до 1500	от 0 до 3000	от 0 до 1200	$\pm(4,2+L/200)$	$\pm(4,0+L/200)$	$\pm(3,7+L/200)$
G 201515	от 0 до 1500	от 0 до 2000	от 0 до 1500	$\pm(4,5+L/200)$	$\pm(4,3+L/200)$	$\pm(3,9+L/200)$
G 251515	от 0 до 1500	от 0 до 2500	от 0 до 1500	$\pm(4,5+L/200)$	$\pm(4,3+L/200)$	$\pm(3,9+L/200)$
G 301515	от 0 до 1500	от 0 до 3000	от 0 до 1500	$\pm(4,5+L/200)$	$\pm(4,3+L/200)$	$\pm(3,9+L/200)$
G 401812	от 0 до 1800	от 0 до 4000	от 0 до 1200	$\pm(4,8+L/200)$	$\pm(4,6+L/200)$	$\pm(4,2+L/200)$
EX 1287 H	от 0 до 800	от 0 до 1200	от 0 до 700	-	$\pm(1,9+L/330)$	$\pm(1,4+L/350)$
EX 1587 H	от 0 до 800	от 0 до 1500	от 0 до 700	-	$\pm(1,9+L/330)$	$\pm(1,4+L/350)$
EX 12108 H	от 0 до 1000	от 0 до 1200	от 0 до 800	-	$\pm(2,3+L/330)$	$\pm(1,7+L/350)$
EX 15108 H	от 0 до 1000	от 0 до 1500	от 0 до 800	-	$\pm(2,3+L/330)$	$\pm(1,7+L/350)$
EX 22108 H	от 0 до 1000	от 0 до 2200	от 0 до 800	-	$\pm(2,3+L/330)$	$\pm(1,7+L/350)$
EX 25108 H	от 0 до 1000	от 0 до 2500	от 0 до 800	-	$\pm(2,3+L/330)$	$\pm(1,7+L/350)$
EX 30108 H	от 0 до 1000	от 0 до 3000	от 0 до 800	-	$\pm(2,3+L/330)$	$\pm(1,7+L/350)$
EX 151210 H	от 0 до 1200	от 0 до 1500	от 0 до 1000	-	$\pm(2,7+L/330)$	$\pm(2,1+L/350)$
EX 221210 H	от 0 до 1200	от 0 до 2200	от 0 до 1000	-	$\pm(2,7+L/330)$	$\pm(2,1+L/350)$
EX 251210 H	от 0 до 1200	от 0 до 2500	от 0 до 1000	-	$\pm(2,7+L/330)$	$\pm(2,1+L/350)$
EX 301210 H	от 0 до 1200	от 0 до 3000	от 0 до 1000	-	$\pm(2,7+L/330)$	$\pm(2,1+L/350)$
EX 221510 H	от 0 до 1500	от 0 до 2200	от 0 до 1000	-	$\pm(3,5+L/330)$	$\pm(3,1+L/350)$
EX 251510 H	от 0 до 1500	от 0 до 2500	от 0 до 1000	-	$\pm(3,5+L/330)$	$\pm(3,1+L/350)$

Продолжение таблицы 2

Модификация	Диапазон измерений, мм			Пределы допускаемой абсолютной объёмной погрешности МРЕ _Е , мкм (L - длина в мм)		
	По оси X	По оси Y	По оси Z	с датчиком TP20	с датчиком TP200	с датчиком SP25
EX 301510 Н	от 0 до 1500	от 0 до 3000	от 0 до 1000	-	$\pm(3,5+L/330)$	$\pm(3,1+L/350)$
F 654 Н	от 0 до 500	от 0 до 600	от 0 до 400	-	$\pm(1,8+L/300)$	$\pm(1,5+L/300)$
F 866 Н	от 0 до 600	от 0 до 800	от 0 до 600	-	$\pm(2,1+L/300)$	$\pm(1,7+L/300)$
F 1086 Н	от 0 до 800	от 0 до 1000	от 0 до 600	-	$\pm(2,2+L/300)$	$\pm(1,7+L/300)$
F 1286 Н	от 0 до 800	от 0 до 1200	от 0 до 600	-	$\pm(2,2+L/300)$	$\pm(1,7+L/300)$
F 1586 Н	от 0 до 800	от 0 до 1500	от 0 до 600	-	$\pm(2,2+L/300)$	$\pm(1,7+L/300)$
G 201512 Н	от 0 до 1500	от 0 до 2000	от 0 до 1200	-	$\pm(3,7+L/250)$	$\pm(3,2+L/250)$
G 251512 Н	от 0 до 1500	от 0 до 2500	от 0 до 1200	-	$\pm(3,7+L/250)$	$\pm(3,2+L/250)$
G 301512 Н	от 0 до 1500	от 0 до 3000	от 0 до 1200	-	$\pm(3,7+L/250)$	$\pm(3,2+L/250)$
G 201515 Н	от 0 до 1500	от 0 до 2000	от 0 до 1500	-	$\pm(3,9+L/250)$	$\pm(3,3+L/250)$
G 251515 Н	от 0 до 1500	от 0 до 2500	от 0 до 1500	-	$\pm(3,9+L/250)$	$\pm(3,3+L/250)$
G 301515 Н	от 0 до 1500	от 0 до 3000	от 0 до 1500	-	$\pm(3,9+L/250)$	$\pm(3,3+L/250)$
G 401812 Н	от 0 до 1800	от 0 до 4000	от 0 до 1200	-	$\pm(4,2+L/250)$	$\pm(3,5+L/250)$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Модификация	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более	Максимальная масса измеряемой детали, кг
	Длина	Ширина	Высота		
D 654	1020	945	2200	550	300
EX 1287 EX 1287 Н	2200	1685	2930	2600	1000
EX 1587 EX 1587 Н	2500	1685	2930	3000	1000
EX 12108 EX 12108 Н	2200	1885	3130	2900	1500
EX 15108 EX 15108 Н	2500	1885	3130	3300	1500
EX 22108 EX 22108 Н	3580	1885	3130	4200	1800

Продолжение таблицы 3

Модификация	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более	Максимальная масса измеряемой детали, кг
	Длина	Ширина	Высота		
EX 25108 EX 25108 H	3880	1885	3070	5200	1800
EX 30108 EX 30108 H	4380	1885	3070	5900	1800
EX 151210 EX 151210 H	2500	2085	3530	3600	2000
EX 221210 EX 221210 H	3580	2085	3560	4600	2000
EX 251210 EX 251210 H	3880	2085	3470	5500	2000
EX 301210 EX 301210 H	4380	2085	3470	6500	2000
EX 221510 EX 221510 H	3580	2385	3470	5900	2200
EX 251510 EX 251510 H	3880	2385	3470	6500	2200
EX 301510 EX 301510 H	4380	2385	3470	7400	2200
F 654 F 654 H	1420	1135	2310	900	500
F 866 F 866 H	1740	1420	2760	1300	800
F 1086 F 1086 H	1940	1620	2760	1700	1000
F 1286 F 1286 H	2140	1620	2760	1900	1000
F 1586 F 1586 H	2440	1620	2760	2200	1000
G 201512 G 201512 H	3250	2450	3900	8000	2400
G 251512 G 251512 H	3750	2450	3900	9000	2600
G 301512 G 301512 H	4250	2450	3900	10000	2800
G 201515 G 201515 H	3250	2450	4500	8500	2400
G 251515 G 251515 H	3750	2450	4500	10000	2600
G 301515 G 301515 H	4250	2450	4500	11000	2800
G 401812 G 401812 H	5250	2750	3900	15000	3000

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С	от +18 до +22
Допускаемое изменение температуры, °С, не более, в течении:	
1 ч	0,5
24 ч	1,0
Относительная влажность воздуха, %, не более	70
Напряжение питания переменного тока, В	220±11
Частота переменного тока, Гц	50

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Машина координатная измерительная	IntraLEAD	1 шт.
Персональный компьютер	-	1 шт.
Программное обеспечение на электронном носителе	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Руководство пользователя программным обеспечением	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в:

- разделе 4 «Использование и эксплуатация» «Машины координатные измерительные IntraLEAD, модификации D. Инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию»;
- разделе 4 «Измерение» «Машины координатные измерительные IntraLEAD, модификации EX. Инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию»;
- разделе 4 «Измерение» «Машины координатные измерительные IntraLEAD, модификации F. Инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию»;
- разделе 4 «Измерение» «Машины координатные измерительные IntraLEAD, модификации G. Инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений геометрических параметров поверхностей сложной формы, в том числе эвольвентных поверхностей и угла наклона линии зуба, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 апреля 2021 г. № 472;

«IntraLEAD Машины координатные измерительные. Стандарт предприятия», XI'AN LEAD METROLOGY CO., LTD, Китай.

Правообладатель

XI'AN LEAD METROLOGY CO., LTD, Китай

Адрес: NO.18 Building, Caotang Technology Industries Base, Xi'an High tech Zone, ShaanXi province, P.R. China, 710000

Тел.: +0086 29 33277104

E-mail: sales@leadmetrology.com

Изготовитель

XI'AN LEAD METROLOGY CO., LTD, Китай

Адрес: NO.18 Building, Caotang Technology Industries Base, Xi'an High tech Zone, ShaanXi province, P.R. China, 710000

Тел.: +0086 29 33277104

E-mail: sales@leadmetrology.com

Испытательный центр

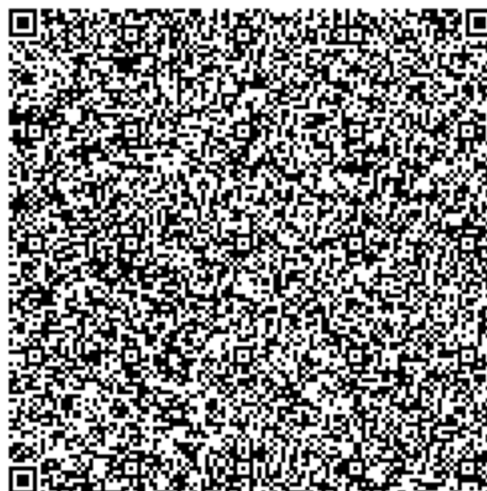
Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М»
(ООО «Автопрогресс-М»)

Адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16, стр. 1

Тел.: +7 (495) 120-03-50

E-mail: info@autoproggress-m.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311195.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» мая 2023 г. № 972

Регистрационный № 88979-23

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Лента измерительная Л20НЗ

Назначение средства измерений

Лента измерительная Л20НЗ (далее – лента) предназначена для передачи единицы длины рабочим эталонам 4-го разряда и средствам измерений согласно Государственной поверочной схеме для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2840.

Описание средства измерений

Принцип действия ленты основан на сравнении измеряемого размера со шкалой ленты.

Лента измерительная представляет собой стальную полосу из нержавеющей стали с нанесенной на ее поверхности шкалой. Шкала ленты имеет миллиметровые, сантиметровые, дециметровые и метровые интервалы. Шкала нанесена на нижнюю боковую поверхность ленты, оцифровка шкалы - справа налево. Штрихи шкалы и оцифровка – светлые на темном фоне.

На обоих концах ленты закреплены вытяжные кольца.

Заводской номер нанесен в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр методом лазерной гравировки на полотно в конце ленты.

Общий вид лент представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид ленты

Пломбирование ленты не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на ленту не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики ленты, включая показатели точности, представлены в таблицах 1, 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная длина шкалы, м	20
Цена деления шкалы, мм	1
Диапазон измерений длины, м	от 0,001 до 20
Допускаемое отклонение действительной длины интервала шкалы от номинального значения при температуре окружающей среды 20 °С, мм: - миллиметрового - сантиметрового - дециметрового и метрового 5 м 10 м 20 м	$\pm 0,1$ $\pm 0,2$ $\pm 0,3$ $\pm 0,5$ $\pm 1,0$ $\pm 2,0$
Доверительные границы абсолютной погрешности измерений (при доверительной вероятности 0,99) мкм: где L – длина интервала, м	$\pm (10 + 10 \cdot L)$

Таблица 2 – Технические характеристики.

Наименование характеристики	Значение
Ширина ленты измерительной, мм,	16 $\pm$ 0,2
Толщина ленты измерительной, мм	от 0,20 до 0,25
Ширина штриха ленты измерительной, мм	0,20 $\pm$ 0,05
Отклонение от перпендикулярности штрихов шкалы относительно кромки ленты, ', не более	30
Отклонение от прямолинейности рабочей боковой кромки ленты измерительной отрезке шкалы 1 метр, мм, не более	0,5
Масса, кг, не более	0,7
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %,	от 17 до 23 60 $\pm$ 20
Средний срок службы, лет, не менее	2

Знак утверждения типа

наносят на титульный лист «Паспорта» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Лента измерительная зав. № 6758	Л20НЗ	1 шт.
Паспорт	ИЯМБ 407613.020.ПС	1 шт.
Методика поверки		1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Порядок работы» паспорта на ленту измерительную Л20НЗ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2840 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм».

Правообладатель

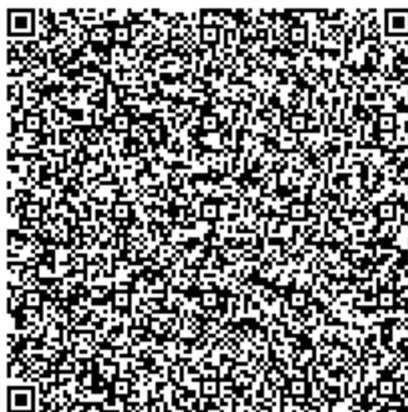
Закрытое акционерное общество «Опика» (ЗАО «Опика»), Республика Беларусь
Адрес: 222310, Республика Беларусь, Минская обл., г. Молодечно, ул. В. Гостинец, 143 «А»
Телефон: +375 176 500-543
E-mail: opika@opika.by

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Опика» (ЗАО «Опика»), Республика Беларусь
Адрес: 222310, Республика Беларусь, Минская обл., г. Молодечно, ул. В. Гостинец, 143 «А»
Телефон: +375 176 500-543
E-mail: opika@opika.by

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ростовской области» (ФБУ «Ростовский ЦСМ»)
Адрес: 344000, г. Ростов-на-Дону, пр. Соколова, д. 58/173
Телефон: (863)290-44-88, факс: (863)291-08-02
E-mail: info@rostcsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30042-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» мая 2023 г. № 972

Регистрационный № 88980-23

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Лента измерительная Л10НЗ

Назначение средства измерений

Лента измерительная Л10НЗ (далее – лента) предназначена для передачи единицы длины рабочим эталонам 4-го разряда и средствам измерений согласно Государственной поверочной схеме для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2840.

Описание средства измерений

Принцип действия ленты основан на сравнении измеряемого размера со шкалой ленты.

Лента измерительная Л10НЗ представляет собой стальную полосу из нержавеющей стали с нанесенной на ее поверхности шкалой. Шкала ленты имеет миллиметровые, сантиметровые, дециметровые и метровые интервалы. Шкала нанесена на нижнюю боковую поверхность ленты, оцифровка шкалы - справа налево. Штрихи шкалы и оцифровка – светлые на темном фоне.

На обоих концах ленты закреплены вытяжные кольца.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящей из арабских цифр, наносится методом лазерной гравировки на конце ленты.

Общий вид ленты представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид ленты

Пломбирование ленты не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на ленту не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики лент, включая показатели точности, представлены в таблице 1, 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная длина шкалы, м	10
Цена деления шкалы, мм	1
Диапазон измерений длины, м	от 0,001 до 10
Допускаемое отклонение действительной длины интервала шкалы от номинального значения при температуре окружающей среды 20 °С, мм: - миллиметрового; - сантиметрового; - дециметрового и метрового; 5 м; 10 м	$\pm 0,1$ $\pm 0,2$ $\pm 0,3$ $\pm 0,5$ $\pm 1,0$
Доверительные границы абсолютной погрешности измерений (при доверительной вероятности 0,99) мкм: где L – длина интервала, м	$\pm (10 + 10 \cdot L)$

Таблица 2 – Технические характеристики.

Наименование характеристики	Значение
Ширина ленты измерительной, мм	$16 \pm 0,2$
Толщина ленты измерительной, мм	от 0,20 до 0,25
Ширина штриха ленты измерительной, мм	$0,20 \pm 0,05$
Отклонение от перпендикулярности штрихов шкалы относительно кромки ленты, ', не более	30
Отклонение от прямолинейности рабочей боковой кромки ленты измерительной на отрезке шкалы 1 метр, мм, не более	0,5
Масса, кг, не более	0,42
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %	от 17 до 23 60 ± 20
Средний срок службы, лет, не менее	2

Знак утверждения типа

наносят на титульный лист «Паспорта» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Лента измерительная зав. № 10722	Л10НЗ	1 шт.
Паспорт	-	1 шт.
Методика поверки	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Порядок работы» паспорта на ленту измерительную Л10НЗ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2840.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Опика» (ООО «Опика»)
ИНН 7729516572
Адрес: 119454, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 42, к. 2, кв. 150
Телефон: +7 (495) 921-22-96

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Опика» (ООО «Опика»)
ИНН 7729516572
Адрес: 119454, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 42, к. 2, кв. 150
Телефон: +7 (495) 921-22-96

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ростовской области» (ФБУ «Ростовский ЦСМ»)
Адрес: 344000, Ростовская обл., г. Ростов-на-Дону, пр. Соколова, д. 58/173
Телефон: (863)290-44-88, факс: (863)291-08-02
E-mail: info@rostcsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30042-13.

