

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» сентября 2022 г. № 2246

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверждения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 810	-	321-07	37563-08	-	«ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 810. Методика поверки» с изменением № 1	-	МП 1379-14-2022	-	24.03.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Норд Империял» (ООО «Норд Империял»), г. Томск	ВНИИР -филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань
2.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 811	-	322-07	41812-09	-	«ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 811. Методика поверки» с изменением № 1	-	МП 1385-14-2022	-	24.03.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Норд Империял» (ООО «Норд Империял»), г. Томск	ВНИИР -филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань
3.	Счетчики электрической энергии многофункциональные	«Ресурс-Е4»	60000658 (модификация «Ресурс-Е4-1-S-В»)	57460-14	-	-	БГТК.4111 52.020 МП	-	-	03.06.2022	Общество с ограниченной ответственностью Научно-	ООО «НИЦ «ЭНЕРГО», г. Москва

												производственное предприятие «Энерготехника» (ООО НПП «Энерготехника»), г. Пенза	
4.	Комплексы измерительные значений текущего времени с фото- и видеосъемкой	«Стрит Фалькон» (АПК «Стрит Фалькон»)	SF4001	70556-18	-	-	-	РТ-МП-5117-441-2018	МП 651-22-053	-	25.07.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Стрит Фалькон» (ООО «Стрит Фалькон»), г. Москва	ФГУП «ВНИИФТРИ», Московская обл., г. Солнечногорск, р.п. Менделеево
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Синэрг» для электрооборудования ООО «Уральские локомотивы» и ООО «Предприятие «Трубопласт»	-	002	72286-18	-	-	МП 029-2018	-	МП 029-2018 с изменением №1	-	20.06.2022	АО «Синэрг», г. Екатеринбург	ООО «МетроСервис», г. Красноярск

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» сентября 2022 г. № 2246

Регистрационный № 37563-08

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 810

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 810 (далее – СИКН), предназначена для измерений массы брутто и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные сигналы измерительных преобразователей счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительных контроллеров, которые преобразуют их и вычисляют массу брутто нефти по реализованным в них алгоритмам.

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 и эксплуатационными документами ее компонентов.

СИКН состоит из системы обработки информации, а также технологических блоков: фильтров, измерительных линий, измерений показателей качества нефти. В вышеприведенные систему и технологические блоки входят измерительные компоненты по своему функционалу участвующие в измерениях массы брутто и показателей качества нефти, контроле параметров показателей качества нефти и технологических режимов работы СИКН. Часть измерительных компонентов СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК).

В состав СИКН входят:

- счетчики - расходомеры массовые CMF300, регистрационный № 13425-06;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный № 22257-05, с преобразователями измерительными 3144, регистрационный № 14683-04;
- преобразователи давления измерительные модели 3051, регистрационный № 14061-04;
- преобразователи плотности жидкости измерительные 7835, регистрационный № 15644-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-05;
- контроллеры измерительные FloBoss S600, регистрационный № 14661-02.

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры.

Состав и технологическая схема СИКН обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочих условиях;
- вычисление массы нетто нефти по результатам измерений массовых долей воды, механических примесей и массовой концентрации хлористых солей, полученных в испытательной лаборатории;
- автоматическое измерение температуры, давления, плотности нефти, объемной доли воды в нефти и объемного расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти;
- определение и контроль метрологических характеристик счетчиком-расходометром массовым, входящих в состав ИК массы (массового расхода) нефти, с помощью трубопоршневой установки и преобразователя плотности без нарушения процесса измерений;
- автоматизированный контроль метрологических характеристик рабочего счетчика-расходомера массового с помощью контрольно-резервного счетчика-расходомера массового, применяемого в качестве контрольного, входящих в состав ИК массы (массового расхода) нефти;
- автоматический и ручной отбор проб нефти;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, на диаметрально противоположных фланцах счетчиков - расходомеров массовых CMF300, входящих в состав ИК массы (массового расхода) нефти, на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек устанавливаются свинцовые (пластмассовые) пломбы, несущих на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя), который наносится методом давления.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа с местами установки пломб, несущих на себе знак поверки в виде оттиска клейма поверителя, представлена на рисунке 1.

Конструкцией СИКН места нанесения знака утверждения типа и заводского номера не предусмотрены.

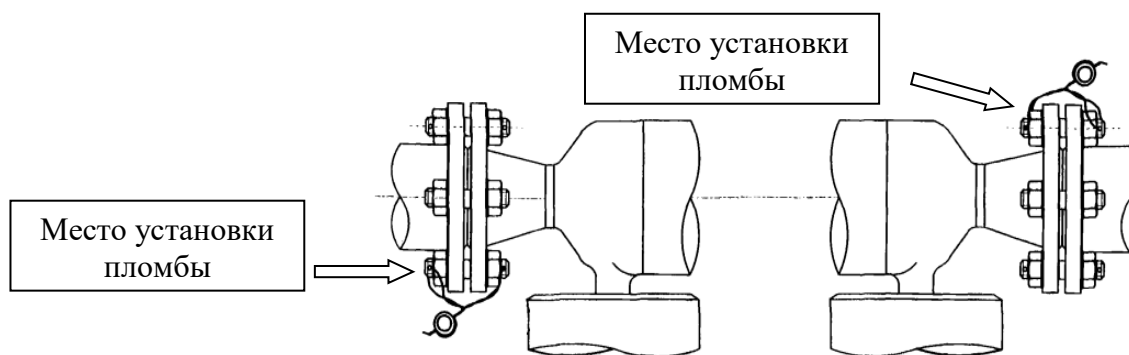


Рисунок 1 – Схема пломбировки

Программное обеспечение

Программное обеспечение СИКН, реализованное в контроллерах измерительных FloBoss S600, обеспечивает выполнение функций СИКН. Программное обеспечение контроллеров измерительных FloBoss S600 испытано при проведении их испытаний в целях утверждения типа.

В описании типа контроллеров измерительных FloBoss S600 сведения об идентификационных признаках программного обеспечения отсутствуют.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав и метрологические характеристики ИК, а также метрологические и основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды приведены в таблицах 1-3.

Таблица 1 - Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 10,6 до 93,9
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25

Таблица 2 - Основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,2 до 1,0
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858 Нефть. Общие технические условия
Параметры измеряемой среды: - температура, °С - плотность, кг/м ³	от +5 до +30 от 805 до 890

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Но- мер ИК	Наименование ИК	Количе- ство ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допус- каемой погреш- ности ИК
			Первичный из- мерительный преобразователь	Вторичная часть		
1.1	Массы (массового расхода) нефти	1 (БИЛ ¹⁾ , ИЛ ²⁾ № 1)	Счетчик - расхо- домер массовый CMF300	Контрол- лер изме- рительный FloBoss S600	от 10,6 до 93,9 т/ч ³⁾	±0,25 % (относительная)
1.2	Массы (массового расхода) нефти	1 (БИЛ, ИЛ № 2)	Счетчик - расхо- домер массовый CMF300	Контрол- лер изме- рительный FloBoss S600	от 10,6 до 93,9 т/ч ³⁾	±0,25 % ⁴⁾ (±0,20 %) ⁵⁾ (относительная)

Продолжение таблицы 3

Но- мер ИК	Наименование ИК	Количе- ство ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допус- каемой погреш- ности ИК
			Первичный из- мерительный преобразователь	Вторичная часть		
2.1	Плотности нефти	1 (БИК ⁶⁾)	Преобразователь плотности жид- кости измери- тельный 7835	Контрол- лер изме- рительный FloBoss S600	от 700 до 1000 кг/м ³	±0,3 кг/м ³ (абсолютная)
2.2	Плотности нефти	1 (БИК)	Преобразователь плотности жид- кости измери- тельный 7835	Контрол- лер изме- рительный FloBoss S600	от 700 до 1000 кг/м ³	±0,3 кг/м ³ (абсолютная)

Примечания

- ¹⁾ Блок измерительных линий.
- ²⁾ Измерительная линия.
- ³⁾ Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при определении метрологических характеристик ИК и не может превышать максимальный диапазон измерений.
- ⁴⁾ При применении в качестве резервного.
- ⁵⁾ При применении в качестве контрольного.
- ⁶⁾ Блок измерений показателей качества нефти.

Знак утверждения типа

наносится в центральной части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество, шт./ экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 810, заводской № 321-07	-	1
Инструкция по эксплуатации СИКН	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Лугинецкое» ООО «Норд Империял» (свидетельство об аттестации номер 01.00241-2013/29-528-2021).

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 7 февраля 2018 г. № 256 «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».

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Научно-инженерный центр «Инкомсистем»
(ЗАО НИЦ «Инкомсистем»)
ИНН 1660002574
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская 17
Юридический адрес: 420095, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Восстания 100
Телефон: (843) 273-97-07
Факс: (843) 76-42-35
Web-сайт: www.incomsystem.ru
E-mail: mail@incomsystem.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ВНИИР - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский проспект, д. 19
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»
Телефон: 8(843) 272-70-62
Факс: 8(843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» сентября 2022 г. № 2246

Регистрационный № 41812-09

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 811

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 811 (далее – СИКН), предназначена для измерений массы брутто и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные сигналы измерительных преобразователей счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительных контроллеров, которые преобразуют их и вычисляют массу брутто нефти по реализованным в них алгоритмам.

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 и эксплуатационными документами ее компонентов.

СИКН состоит из системы обработки информации, а также технологических блоков: фильтров, измерительных линий, измерений показателей качества нефти. В вышеприведенные систему и технологические блоки входят измерительные компоненты по своему функционалу участвующие в измерениях массы брутто и показателей качества нефти, контроле параметров показателей качества нефти и технологических режимов работы СИКН. Часть измерительных компонентов СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК).

В состав СИКН входят:

- счетчики - расходомеры массовые CMF300, регистрационный № 13425-06;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный № 22257-05, с преобразователями измерительными 3144, регистрационный № 14683-04;
- преобразователи давления измерительные модели 3051, регистрационный № 14061-04;
- преобразователи плотности жидкости измерительные 7835, регистрационный № 15644-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-05;
- контроллеры измерительные FloBoss S600, регистрационный № 14661-02.

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры.

Состав и технологическая схема СИКН обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочих условиях;
- вычисление массы нетто нефти по результатам измерений массовых долей воды, механических примесей и массовой концентрации хлористых солей, полученных в испытательной лаборатории;
- автоматическое измерение температуры, давления, плотности нефти, объемной доли воды в нефти и объемного расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти;
- определение и контроль метрологических характеристик счетчиком-расходометром массовым, входящих в состав ИК массы (массового расхода) нефти, с помощью трубопоршневой установки и преобразователя плотности без нарушения процесса измерений;
- автоматизированный контроль метрологических характеристик рабочего счетчика-расходомера массового с помощью контрольно-резервного счетчика-расходомера массового, применяемого в качестве контрольного, входящих в состав ИК массы (массового расхода) нефти;
- автоматический и ручной отбор проб нефти;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, на диаметрально противоположных фланцах счетчиков - расходомеров массовых CMF300, входящих в состав ИК массы (массового расхода) нефти, на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек устанавливаются свинцовые (пластмассовые) пломбы, несущих на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя), который наносится методом давления.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа с местами установки пломб, несущих на себе знак поверки в виде оттиска клейма поверителя, представлена на рисунке 1.

Конструкцией СИКН места нанесения знака утверждения типа и заводского номера не предусмотрены.

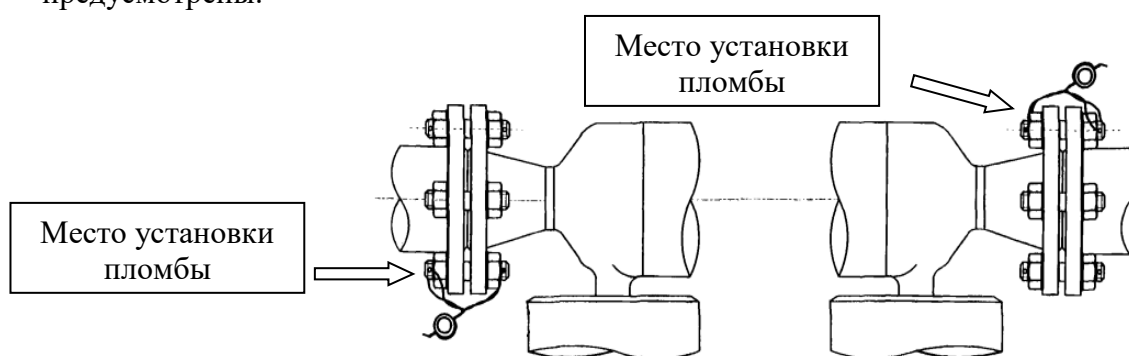


Рисунок 1 – Схема пломбировки

Программное обеспечение

Программное обеспечение СИКН, реализованное в контроллерах измерительных FloBoss S600, обеспечивает выполнение функций СИКН. Программное обеспечение контроллеров измерительных FloBoss S600 испытано при проведении их испытаний в целях утверждения типа. В описании типа контроллеров измерительных FloBoss S600 сведения об идентификационных признаках программного обеспечения отсутствуют.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав и метрологические характеристики ИК, а также метрологические и основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды приведены в таблицах 1-3.

Таблица 1 - Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 12,0 до 94,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$

Таблица 2 - Основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Избыточное давление нефти, МПа	от 1,0 до 4,0
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858 Нефть. Общие технические условия
Параметры измеряемой среды:	
- температура, °С	от +5 до +30
- плотность, кг/м ³	от 740 до 860

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Но- мер ИК	Наименование ИК	Количе- ство ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допус- каемой погреш- ности ИК
			Первичный из- мерительный преобразователь	Вторичная часть		
1.1	Массы (массового расхода) нефти	1 (БИЛ ¹⁾ , ИЛ ²⁾ № 1)	Счетчик - расхо- домер массовый CMF300	Контрол- лер изме- рительный FloBoss S600	от 12 до 94 т/ч ³⁾	$\pm 0,25$ % (относительная)
1.2	Массы (массового расхода) нефти	1 (БИЛ, ИЛ № 2)	Счетчик - расхо- домер массовый CMF300	Контрол- лер изме- рительный FloBoss S600	от 12 до 94 т/ч ³⁾	$\pm 0,25$ % ⁴⁾ ($\pm 0,20$ %) ⁵⁾ (относительная)

Продолжение таблицы 3

Но- мер ИК	Наименование ИК	Количе- ство ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допус- каемой погреш- ности ИК
			Первичный из- мерительный преобразователь	Вторичная часть		
2.1	Плотности нефти	1 (БИК ⁶⁾)	Преобразователь плотности жид- кости измери- тельный 7835	Контрол- лер изме- рительный FloBoss S600	от 700 до 1000 кг/м ³	±0,3 кг/м ³ (абсолютная)
2.2	Плотности нефти	1 (БИК)	Преобразователь плотности жид- кости измери- тельный 7835	Контрол- лер изме- рительный FloBoss S600	от 700 до 1000 кг/м ³	±0,3 кг/м ³ (абсолютная)

Примечания

- ¹⁾ Блок измерительных линий.
- ²⁾ Измерительная линия.
- ³⁾ Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при определении метрологических характеристик ИК и не может превышать максимальный диапазон измерений.
- ⁴⁾ При применении в качестве резервного.
- ⁵⁾ При применении в качестве контрольного.
- ⁶⁾ Блок измерений показателей качества нефти.

Знак утверждения типа

наносится в центральной части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество, шт./ экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 811, заводской № 322-07	-	1
Инструкция по эксплуатации СИКН	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) на ПСП «Завьялово» ООО «Норд Империял» (регистрационный номер ФР.1.28.2021.38952).

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 7 февраля 2018 г. № 256 «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».

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Научно-инженерный центр «Инкомсистем»
(ЗАО НИЦ «Инкомсистем»)
ИНН 1660002574
Юридический адрес: 420095, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Восстания 100
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская 17
Телефон: (843) 273-97-07
Факс: (843) 76-42-35
Web-сайт: www.incomsystem.ru
E-mail: mail@incomsystem.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ВНИИР - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский проспект, д. 19
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»
Телефон: 8(843) 272-70-62
Факс: 8(843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» сентября 2022 г. № 2246

Регистрационный № 57460-14

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии многофункциональные «Ресурс-Е4»

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии многофункциональные «Ресурс-Е4» (далее – счетчики) предназначены для измерений активной и реактивной электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, измерений показателей качества электрической энергии (ПКЭ) в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.30-2013, ГОСТ IEC 61000-4-30-2017, ГОСТ 30804.4.7-2013, ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 13109-97, измерений параметров напряжения, силы тока, углов фазовых сдвигов и электрической мощности в трехфазных трехпроводных и трехфазных четырехпроводных электрических сетях переменного тока частотой 50 Гц; отображения результатов измерений на встроенном дисплее и передачи данных по различным каналам связи с использованием стандартных протоколов передачи данных.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на предварительном масштабировании входных сигналов напряжения и тока с последующими преобразованиями их в цифровой код и обработкой, основанной на быстром преобразовании Фурье.

Счетчики предназначены для автономной работы и для работы в составе автоматизированных информационно-измерительных систем внутри помещения.

Счетчики выполнены в изолированном корпусе. На лицевой панели счетчиков расположены: дисплей для отображения результатов измерений и вспомогательной информации, кнопки управления, оптический порт для обмена данными с внешними устройствами (компьютер) и светодиодные индикаторы, выдающие визуально наблюдаемые импульсные информационные сигналы о количестве потребленной электрической энергии.

В нижней части корпуса счетчиков (конструктивное исполнение корпуса счетчиков для навесного монтажа) или на задней панели счетчиков (конструктивное исполнение корпуса счетчиков для щитового монтажа) расположены винтовые клеммные соединители, предназначенные для подключения к измерительным цепям напряжения и тока; соединители дополнительного входа электропитания; соединители для подключения интерфейсных линий RS-232, RS-485 и Ethernet; винтовые клеммные соединители для подключения к цепям управления (импульсные входы и выходы). Доступ к соединителям (конструктивное исполнение корпуса счетчиков для навесного монтажа) возможен только при снятой защитной крышке, которая пломбируется энергоснабжающей организацией после выполнения необходимых подключений.

Счетчики имеют три измерительных входа напряжения, соединенных по схеме «звезда», и один общий измерительный вход, являющийся для фазных измерительных входов напряжения общей точкой, а также три измерительных входа тока.

Счетчики выпускаются в нескольких модификациях, отличающихся номинальным значением измеряемой силы тока, конструктивным исполнением, классом характеристик процесса измерений по ГОСТ 30804.4.30-2013, типом беспроводного интерфейса.

Структура условного обозначения модификаций счетчиков:

«Ресурс-Е4-Х-Х-Х-Х»			
Обозначение типа счетчиков			
Номинальный ток: 1 – 1 А; 5 – 5 А.			
Класс характеристик процесса измерений по ГОСТ 30804.4.30–2013: А – класс А; S – класс S.			
Конструктивное исполнение: в – для щитового монтажа; н – для навесного монтажа.			
Беспроводные интерфейсы: Нет символа – счетчик с оптическим интерфейсом; Bt – счетчик с интерфейсом Bluetooth.			

Заводской номер наносится на маркировочную табличку, прикрепленную к боковой или задней панели счетчиков, любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид счетчиков для навесного монтажа (модификации «Ресурс-Е4-Х-Х-н-Х») с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) счетчиков для навесного монтажа (модификации «Ресурс-Е4-Х-Х-н-Х») – установка навесной пломбы со знаком поверки на винт крепления корпуса счетчика.

Общий вид счетчиков для щитового монтажа (модификации «Ресурс-Е4-Х-Х-в-Х») с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 2. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) счетчиков для щитового монтажа (модификации «Ресурс-Е4-Х-Х-в-Х») – установка пломбы наклейки со знаком поверки на винт крепления корпуса счетчика.



Рисунок 1 – Общий вид счетчиков для навесного монтажа (модификации «Ресурс-Е4-Х-Х-н-Х») с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера



Рисунок 2 – Общий вид счетчиков для щитового монтажа (модификации «Ресурс-Е4-Х-в-Х») с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) счетчиков является встроенным и обеспечивает управление работой всех модулей счетчиков, получение и обработку результатов измерений, представление результатов измерений на дисплее счетчиков, обеспечение связи с внешними устройствами.

ПО счетчиков состоит из двух взаимодействующих модулей. Первый модуль реализует функции, связанные с вычислением значений измеряемых счетчиками параметров, и является метрологически значимым. Второй модуль обеспечивает интерфейс пользователя.

Метрологические характеристики счетчиков нормированы с учетом влияния ПО.

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

Идентификационные данные метрологически значимого ПО счетчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	E4.ldr
Номер версии (идентификационный номер ПО)	02.35
Цифровой идентификатор ПО	b4450a6bdf601a0a9d9dfdc096015f2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Номинальное среднеквадратическое значение фазного/междуфазного напряжения $U_{\text{ном}}$ равно $(100/\sqrt{3})/100$ В и $220/(220 \cdot \sqrt{3})$ В.

Номинальное среднеквадратическое значение силы тока $I_{\text{ном}}$ равно 1 А для модификаций «Ресурс-Е4-1-Х-Х-Х» и 5 А для модификаций «Ресурс-Е4-5-Х-Х-Х».

Максимальное среднеквадратическое значение силы тока $I_{\text{макс}}$ равно $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$.

Метрологические характеристики счетчиков при измерении активной электрической энергии соответствуют требованиям, установленным в ГОСТ 31819.22-2012 для счетчиков класса точности 0,2S.

Метрологические характеристики счетчиков при измерении реактивной электрической энергии соответствуют требованиям, установленным в ГОСТ 31819.23-2012 для счетчиков класса точности 1. Пределы допускаемой основной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии с симметричной нагрузкой приведены в таблице 2. Пределы допускаемой основной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии с однофазной нагрузкой приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики при измерении реактивной электрической энергии с симметричной нагрузкой

Значение силы тока	Коэффициент $\sin \varphi^{1)}$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %
$0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$	1,00	$\pm 0,75$
$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$		$\pm 0,50$
$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,10 \cdot I_{\text{ном}}$	0,50	$\pm 0,75$
$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$		$\pm 0,50$
$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,25	$\pm 0,75$

¹⁾ φ – угол фазового сдвига между напряжением и током основной частоты.

Таблица 3 – Метрологические характеристики при измерении реактивной электрической энергии с однофазной нагрузкой

Значение силы тока	Коэффициент $\sin \varphi^{1)}$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %
$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,00	$\pm 0,75$
$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,50	$\pm 0,75$

¹⁾ φ – угол фазового сдвига между напряжением и током основной частоты.

Диапазоны измерений и пределы допускаемых погрешностей (пределы допускаемых основных погрешностей) счетчиков при измерении ПКЭ, параметров напряжения, силы тока, углов фазового сдвига и мощности соответствуют требованиям, приведенным в таблице 4.

В таблице 4 приведены: измеряемые ПКЭ и параметры напряжения, относящиеся к фазным и междуфазным напряжениям; измеряемые параметры мощности, относящиеся к однофазным и трехфазной мощностям; измеряемые коэффициенты мощности, относящиеся к однофазным и трехфазным коэффициентам мощности.

Пределы допускаемых погрешностей (пределы допускаемых основных погрешностей) при измерении ПКЭ и параметров напряжения, приведенные в таблице 4, установлены для диапазонов значений влияющих величин, приведенных в ГОСТ 30804.4.30–2013, если не указано иное в настоящем документе.

Пределы допускаемых погрешностей (пределы допускаемых основных погрешностей) при измерении параметров силы тока, углов фазовых сдвигов и электрической мощности установлены для диапазонов значений влияющих величин, равных диапазонам измерений соответствующих измеряемых параметров, приведенных в таблице 4, если не указано иное.

Таблица 4 – Метрологические характеристики при измерении ПКЭ, параметров напряжения, силы тока, углов фазового сдвига и мощности

Измеряемый параметр	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности (пределы допускаемой основной погрешности) ¹⁾ : абсолютной Δ ; относительной δ , %; приведенной γ , %	Примечание	Класс характеристик процесса измерений по ГОСТ 30804.4.30-2013
1	2	3	4	5
1 Среднеквадратическое значение напряжения $U^{2)}$, В	от $0,1 \cdot U_{\text{ном}}^{3)}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,1 (\gamma)$	Пределы допускаемой погрешности γ относительно $U_{\text{ном}}$	A
	от $0,2 \cdot U_{\text{ном}}^{3)}$ до $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,2 (\gamma)$		S
2 Отрицательное отклонение напряжения $\delta U_{(-)}$, %	от 0 до 90	$\pm 0,1 (\Delta)$	—	A
	от 0 до 80	$\pm 0,2 (\Delta)$		S
3 Положительное отклонение напряжения $\delta U_{(+)}$, %	от 0 до 50	$\pm 0,1 (\Delta)$	—	A
	от 0 до 20	$\pm 0,2 (\Delta)$		S

Измеряемый параметр	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности (пределы допускаемой основной погрешности) ¹⁾ : абсолютной Δ ; относительной δ , %; приведенной γ , %	Примечание	Класс характеристик процесса измерений по ГОСТ 30804.4.30-2013
4 Отклонение (установившееся отклонение) напряжения δU_y ⁴⁾ , %	от -20 до 20	$\pm 0,2$ (Δ)	—	A, S
5 Частота f , Гц	от 42,5 до 57,5	$\pm 0,01$ (Δ)	—	A
		$\pm 0,02$ (Δ)		S
6 Отклонение частоты Δf , Гц	от -7,5 до 7,5	$\pm 0,01$ (Δ)	—	A
		$\pm 0,02$ (Δ)		S
7 Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} , %	от 0 до 20	$\pm 0,15$ (Δ)	—	A
		$\pm 0,3$ (Δ)		S
8 Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} , %	от 0 до 20	$\pm 0,15$ (Δ)	—	A
		$\pm 0,3$ (Δ)		S
9 Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U , %	от 0,5 до 30	$\pm 0,05 \cdot U_{\text{ном}}/U_{(1)}$ (Δ)	$K_U < U_{\text{ном}}/U_{(1)}$	A, S
		$\pm 5,0$ (δ)	$K_U \geq U_{\text{ном}}/U_{(1)}$	
10 Коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$, % (для n от 2 до 50)	от 0,1 до 20	$\pm 0,05 \cdot U_{\text{ном}}/U_{(1)}$ (Δ)	$K_{U(n)} < U_{\text{ном}}/U_{(1)}$	A, S
		$\pm 5,0$ (δ)	$K_{U(n)} \geq U_{\text{ном}}/U_{(1)}$	
11 Среднеквадратическое значение n -ой гармонической составляющей напряжения $U_{sg(n)}$, В (для n от 2 до 50)	от $0,001 \cdot U_{\text{ном}}$ до $0,2 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,05$ (γ)	$U_{sg(n)} < 0,01 \cdot U_{\text{ном}}$ Пределы допускаемой погрешности γ относительно $U_{\text{ном}}$	A, S
		$\pm 5,0$ (δ)	$U_{sg(n)} \geq 0,01 \cdot U_{\text{ном}}$	

Измеряемый параметр	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности (пределы допускаемой основной погрешности) ¹⁾ : абсолютной Δ ; относительной δ , %; приведенной γ , %	Примечание	Класс характеристик процесса измерений по ГОСТ 30804.4.30-2013
12 Коэффициент m -ой интергамонической составляющей напряжения $K_{Uisg(m)}$, % (до 50 порядка)	от 0,1 до 20	$\pm 0,05 \cdot U_{\text{ном}}/U_{(1)}$ (Δ)	$K_{Uisg(m)} < U_{\text{ном}}/U_{(1)}$	А, S
		$\pm 5,0$ (δ)	$K_{Uisg(m)} \geq U_{\text{ном}}/U_{(1)}$	
13 Среднеквадратическое значение m -ой интергамонической составляющей напряжения $U_{isg(m)}$, В (до 50 порядка)	от $0,001 \cdot U_{\text{ном}}$ до $0,2 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,05$ (γ)	$U_{isg(m)} < 0,01 \cdot U_{\text{ном}}$ Пределы допускаемой погрешности γ относительно $U_{\text{ном}}$	А, S
		$\pm 5,0$ (δ)	$U_{isg(m)} \geq 0,01 \cdot U_{\text{ном}}$	
14 Длительность провала и прерывания напряжения $\Delta t_{\text{п}}$, с	от 0,02 до 60	$\pm T$ (Δ)	$T = 1/f$	А, S
15 Глубина провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$, %	от 10 до 99	$\pm 0,2$ (Δ)	—	А
		± 1 (Δ)		S
16 Остаточное напряжение при провале напряжения U_{res} , В	от $0,01 \cdot U_{\text{ном}}$ до $0,9 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,2$ (γ)	Пределы допускаемой погрешности γ относительно $U_{\text{ном}}$	А
		± 1 (γ)		S
17 Длительность перенапряжения $\Delta t_{\text{пер}U}$, с	от 0,02 до 60	$\pm T$ (Δ)	$T = 1/f$	А, S
18 Коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер}U}$, отн.ед.	от 1,1 до 2,0	$\pm 0,002$ (Δ)	—	А
	от 1,1 до 1,5	$\pm 0,01$ (Δ)		S
19 Максимальное значение напряжения при перенапряжении $U_{\text{пер}}$, В	от $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$ до $2,0 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,2$ (γ)	Пределы допускаемой погрешности γ относительно $U_{\text{ном}}$	А
	от $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$	± 1 (γ)		S
20 Доза фликера (кратковременная P_{st} , длительная P_{lt}) отн.ед.	от 0,2 до 10	± 5 (δ)	—	А
	от 0,4 до 4	± 10 (δ)		S

Измеряемый параметр	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности (пределы допускаемой основной погрешности) ¹⁾ : абсолютной Δ ; относительной δ , %; приведенной γ , %	Примечание	Класс характеристик процесса измерений по ГОСТ 30804.4.30-2013
21 Среднеквадратическое значение силы тока I^S , А	от $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,1$ (γ)	Пределы допускаемой погрешности γ относительно $I_{\text{макс}}$	А
		$\pm 0,2$ (γ)		С
22 Коэффициент несимметрии токов по обратной последовательности K_{2I} , %	от 0 до 50	$\pm 0,3$ (Δ)	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	А
		$\pm 0,5$ (Δ)		С
23 Коэффициент несимметрии токов по нулевой последовательности K_{0I} , %	от 0 до 50	$\pm 0,3$ (Δ)	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	А
		$\pm 0,5$ (Δ)		С
24 Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока K_I , %	от 0,1 до 100	$\pm 0,15 \cdot I_{\text{НОМ}}/I_{(1)}$ (Δ)	$K_I < 3 \cdot I_{\text{НОМ}}/I_{(1)}$	А, С
		$\pm 5,0$ (δ)	$K_I \geq 3 \cdot I_{\text{НОМ}}/I_{(1)}$	
25 Коэффициент n -ой гармонической составляющей тока $K_{I(n)}$, % (для n от 2 до 50)	от 0,05 до $(10 + 200/n)$	$\pm 0,15 \cdot I_{\text{НОМ}}/I_{(1)}$ (Δ)	$K_{I(n)} < 3 \cdot I_{\text{НОМ}}/I_{(1)}$	А, С
		$\pm 5,0$ (δ)	$K_{I(n)} \geq 3 \cdot I_{\text{НОМ}}/I_{(1)}$	
26 Среднеквадратическое значение n -ой гармонической составляющей тока $I_{sg(n)}$, А (для n от 2 до 50)	от $0,0005 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $(0,1 + 2/n) \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,15$ (γ)	$I_{sg(n)} < 0,03 \cdot I_{\text{НОМ}}$ Пределы допускаемой погрешности γ относительно $I_{\text{НОМ}}$	А, С
		$\pm 5,0$ (δ)	$I_{sg(n)} \geq 0,03 \cdot I_{\text{НОМ}}$	
27 Коэффициент m -ой интергармонической составляющей тока $K_{Iisg(m)}$, % (до 50 порядка)	от 0,2 до $200/(m + 1)$	$\pm 0,15 \cdot I_{\text{НОМ}}/I_{(1)}$ (Δ)	$K_{Iisg(m)} < 3 \cdot I_{\text{НОМ}}/I_{(1)}$	А, С
		$\pm 5,0$ (δ)	$K_{Iisg(m)} \geq 3 \cdot I_{\text{НОМ}}/I_{(1)}$	

28 Среднеквадратическое значение m -ой интергармонической составляющей тока $I_{isg(m)}$, А (до 50 порядка)	от $0,002 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $2 \cdot I_{\text{НОМ}} / (m+1)$	$\pm 0,15 (\gamma)$	$I_{isg(m)} < 0,03 \cdot I_{\text{НОМ}}$ Пределы допускаемой погрешности γ относительно $I_{\text{НОМ}}$	А, S
		$\pm 5,0 (\delta)$	$I_{isg(m)} \geq 0,03 \cdot I_{\text{НОМ}}$	
29 Угол фазового сдвига между фазными напряжениями основной частоты φ_U	от -180° до 180°	$\pm 0,1^\circ (\Delta)$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$	—
30 Угол фазового сдвига между фазными токами основной частоты φ_I	от -180° до 180°	$\pm 0,3^\circ (\Delta)$	$0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	—
		$\pm 1^\circ (\Delta)$	$0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}$	
31 Угол фазового сдвига между напряжением и током $\varphi_{UI}^{(6)}$	от -180° до 180°	$\pm 0,1^\circ (\Delta)$	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$	—
		$\pm 0,3^\circ (\Delta)$	$0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$	
		$\pm 3^\circ (\Delta)$	$0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U < 0,8 \cdot U_{\text{НОМ}}$	
32 Угол фазового сдвига между n -ми гармоническими составляющими напряжения и тока $\varphi_{UI(n)}$	от -180° до 180°	$\pm 3^\circ (\Delta)$	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $5\% \leq K_{I(n)} \leq (200/n)\%$ $5\% \leq K_{U(n)} \leq 20\%$	—
		$\pm 5^\circ (\Delta)$	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $1\% \leq K_{I(n)} < 5\%$ $1\% \leq K_{U(n)} < 5\%$	
		$\pm 15^\circ (\Delta)$	$0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,3\% \leq K_{I(n)} < 1\%$ $0,2\% \leq K_{U(n)} < 1\%$	
33 Коэффициент мощности K_P ($K_P = P/S$)	от -1 до 1	$\pm 0,01 (\Delta)$	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	—
		$\pm 0,02 (\Delta)$	$0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$	

34 Активная мощность $P^{(7)}$, Вт: а) при симметричной нагрузке; б) при однофазной нагрузке	от $0,8 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$, от $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$, $0,25 \leq K_P \leq 1$	а) $\pm 0,2$ (δ) б) $\pm 0,3$ (δ)	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,8 < K_P \leq 1$	—
		а) $\pm 0,4$ (δ)	$0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,8 < K_P \leq 1$	
		а) $\pm 0,3$ (δ) б) $\pm 0,4$ (δ)	$0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,5 \leq K_P \leq 0,8$	
		а) $\pm 0,5$ (δ)	$0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,5 \leq K_P \leq 0,8$	
		а) $\pm 0,5$ (δ)	$0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,25 \leq K_P < 0,5$	
35 Активная мощность прямой последовательности P_1 , Вт	от $0,001 \cdot S_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot S_{\text{НОМ}}$	$\pm[0,5+0,02 \cdot (S_{\text{НОМ}}/P_1-1)]$ (δ)	$S_{\text{НОМ}} = U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	—
36 Активная мощность обратной последовательности P_2 , Вт	от $0,001 \cdot S_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot S_{\text{НОМ}}$	$\pm[0,5+0,02 \cdot (S_{\text{НОМ}}/P_2-1)]$ (δ)	$S_{\text{НОМ}} = U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	—
37 Активная мощность нулевой последовательности P_0 , Вт	от $0,001 \cdot S_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot S_{\text{НОМ}}$	$\pm[0,5+0,02 \cdot (S_{\text{НОМ}}/P_0-1)]$ (δ)	$S_{\text{НОМ}} = U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	—
38 Активная мощность n -ой гармонической составляющей $P_{(n)}$, Вт (для n от 2 до 50)	от $0,001 \cdot S_{\text{НОМ}}$ до $0,2 \cdot S_{\text{НОМ}}$	$\pm[0,5+0,02 \cdot (S_{\text{НОМ}}/P_{(n)}-1)]$ (δ)	$S_{\text{НОМ}} = U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	—
39 Реактивная мощность $Q^{(8)}$, вар	от $0,8 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$, от $0,02 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$, $0,25 \leq K_Q \leq 1$	$\pm 0,5$ (δ)	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,8 < K_Q \leq 1$, где $K_Q = Q/S$	—
		$\pm 0,75$ (δ)	$0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,8 < K_Q \leq 1$	
		$\pm 0,5$ (δ)	$0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,5 \leq K_Q \leq 0,8$	
		$\pm 0,75$ (δ)	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,5 \leq K_Q \leq 0,8$	
		$\pm 0,75$ (δ)	$0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,25 \leq K_Q < 0,5$	
40 Реактивная мощность прямой последовательности Q_1 , вар	от $0,001 \cdot S_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot S_{\text{НОМ}}$	$\pm[0,5+0,02 \cdot (S_{\text{НОМ}}/Q_1-1)]$ (δ)	$S_{\text{НОМ}} = U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	—

41 Реактивная мощность обратной последовательности Q_2 , вар	от $0,001 \cdot S_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot S_{\text{НОМ}}$	$\pm[0,5+0,02 \cdot (S_{\text{НОМ}}/Q_2-1)]$ (δ)	$S_{\text{НОМ}} = U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	—
42 Реактивная мощность нулевой последовательности Q_0 , вар	от $0,001 \cdot S_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot S_{\text{НОМ}}$	$\pm[0,5+0,02 \cdot (S_{\text{НОМ}}/Q_0-1)]$ (δ)	$S_{\text{НОМ}} = U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	—
43 Реактивная мощность n -ой гармонической составляющей $Q_{(n)}$, вар (для n от 2 до 50)	от $0,001 \cdot S_{\text{НОМ}}$ до $0,2 \cdot S_{\text{НОМ}}$	$\pm[0,5+0,02 \cdot (S_{\text{НОМ}}/Q_{(n)}-1)]$ (δ)	$S_{\text{НОМ}} = U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	—
44 Полная мощность S^9 , В·А	от $0,8 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$, от $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,5$ (δ)	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	—
		$\pm 1,0$ (δ)	$0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$	
45 Полная мощность прямой последовательности S_1 , В·А	от $0,001 \cdot S_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot S_{\text{НОМ}}$	$\pm[0,5+0,02 \cdot (S_{\text{НОМ}}/S_1-1)]$ (δ)	$S_{\text{НОМ}} = U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	—
46 Полная мощность обратной последовательности S_2 , В·А	от $0,001 \cdot S_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot S_{\text{НОМ}}$	$\pm[0,5+0,02 \cdot (S_{\text{НОМ}}/S_2-1)]$ (δ)	$S_{\text{НОМ}} = U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	—
47 Полная мощность нулевой последовательности S_0 , В·А	от $0,001 \cdot S_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot S_{\text{НОМ}}$	$\pm[0,5+0,02 \cdot (S_{\text{НОМ}}/S_0-1)]$ (δ)	$S_{\text{НОМ}} = U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	—
48 Полная мощность n -ой гармонической составляющей $S_{(n)}$, В·А (для n от 2 до 50)	от $0,001 \cdot S_{\text{НОМ}}$ до $0,2 \cdot S_{\text{НОМ}}$	$\pm[0,5+0,02 \cdot (S_{\text{НОМ}}/S_{(n)}-1)]$ (δ)	$S_{\text{НОМ}} = U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	—

¹⁾ Для измеряемых параметров, для которых установлены пределы допускаемой дополнительной погрешности, в настоящей таблице приведены пределы допускаемой основной погрешности; для измеряемых параметров, для которых пределы допускаемой дополнительной погрешности не установлены, приведены пределы допускаемой погрешности.

²⁾ Среднеквадратическое значение напряжения переменного тока с учетом сигналов основной частоты, гармоник и интергармоник U , среднеквадратическое значение напряжения основной частоты $U_{(1)}$, среднеквадратическое значение напряжения прямой последовательности U_1 , среднеквадратическое значение напряжения обратной последовательности U_2 , среднеквадратическое значение напряжения нулевой последовательности U_0 .

³⁾ Нижняя граница диапазона измерений среднеквадратического значения напряжения прямой, обратной и нулевой последовательности составляет $0,01 \cdot U_{\text{ном}}$.

⁴⁾ Установившееся отклонение напряжения основной частоты $\delta U_{(1)}$, установившееся отклонение напряжения прямой последовательности δU_1 и отклонение среднеквадратического значения напряжения (с учетом гармоник и интергармоник) δU .

⁵⁾ Среднеквадратическое значение силы переменного тока с учетом сигналов основной частоты, гармоник и интергармоник I , среднеквадратическое значение силы тока основной частоты $I_{(1)}$, среднеквадратическое значение силы тока прямой последовательности I_1 , среднеквадратическое значение силы тока обратной последовательности I_2 , среднеквадратическое значение силы тока нулевой последовательности I_0 .

⁶⁾ Угол фазового сдвига между напряжением и током основной частоты $\varphi_{U(1)}$, напряжением и током прямой последовательности φ_{U1} , напряжением и током обратной последовательности φ_{U2} , напряжением и током нулевой последовательности φ_{U0} .

⁷⁾ Активная мощность сигнала основной частоты $P_{(1)}$ и активная мощность для полосы частот от 1 до 50 гармонической составляющей P .

⁸⁾ Реактивная мощность сигнала основной частоты $Q_{(1)}$, рассчитываемая по формуле $Q_{(1)} = U_{(1)} \cdot I_{(1)} \cdot \sin \varphi_{U(1)}$, и реактивная мощность для полосы частот от 1 до 50 гармонической составляющей Q , рассчитываемая по формуле $Q = \sqrt{S^2 - P^2}$.

⁹⁾ Полная мощность сигнала основной частоты $S_{(1)}$ и полная мощность для полосы частот от 1 до 50 гармонической составляющей S .

Пределы допускаемой погрешности измерения текущего времени по отношению к времени «Национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU)» для счетчиков класса А по ГОСТ 30804.4.30-2013 составляют $\pm 0,02$ с.

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений интервалов времени (хода часов) при отсутствии синхронизации с «Национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC (SU)» составляют $\pm 6 \cdot 10^{-6}$ ($\pm 0,5$ с/сут).

Пределы допускаемой дополнительной температурной погрешности счетчиков при измерении параметров, приведенных в строках 1–8, 15, 16, 18, 19, 21, 34, 39, 44 таблицы 4, составляют 0,5 пределов допускаемой основной погрешности на каждые 10 °С изменения температуры окружающей среды от нормального значения.

Пределы допускаемой дополнительной температурной погрешности измерений интервалов времени (хода часов) составляют $\pm 6 \cdot 10^{-6}$ ($\pm 0,5$ с/сут) на каждые 10 °С изменения температуры окружающей среды от нормального значения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания через измерительные входы напряжения (цепи напряжения) напряжением переменного тока: - напряжение (фазное напряжение), В - установленный рабочий диапазон - расширенный рабочий диапазон - предельный рабочий диапазон - частота, Гц	от 52 до 242 от 46 до 264 от 0 до 440 от 42,5 до 57,5
Параметры электрического питания через дополнительный вход электропитания напряжением постоянного тока: - установленный рабочий диапазон напряжения, В - расширенный рабочий диапазон напряжения, В - предельный рабочий диапазон напряжения, В	от 48 до 300 от 47 до 380 от 0 до 400
Параметры электрического питания через дополнительный вход электропитания напряжением переменного тока: - напряжение, В - установленный рабочий диапазон - расширенный рабочий диапазон - предельный рабочий диапазон - частота, Гц	от 52 до 242 от 46 до 264 от 0 до 283 от 42,5 до 57,5
Мощность, потребляемая каждой цепью напряжения счетчиков, не более: - при электропитании через измерительные входы напряжения, Вт - при электропитании через измерительные входы напряжения, В·А - при электропитании через дополнительный вход электропитания, В·А	2 10 0,5
Мощность, потребляемая каждой цепью тока, В·А, не более	1
Мощность, потребляемая счетчиками по дополнительному входу электропитания, В·А, не более	10
Входное сопротивление по измерительным входам напряжения при электропитании через дополнительный вход электропитания, кОм, не менее	250
Входное сопротивление по измерительным входам тока, Ом, не более	0,05
Начальный запуск счетчиков, с, не более	5
Время установления рабочего режима, мин, не более	5
Время непрерывной работы	Непрерывная работа без ограничения длительности
Габаритные размеры (высота × ширина × длина), мм, не более для модификаций «Ресурс-Е4-Х-Х-в-Х» для модификаций «Ресурс-Е4-Х-Х-н-Х»	150×150×170 300×175×85
Масса, кг, не более для модификаций «Ресурс-Е4-Х-Х-в-Х» для модификаций «Ресурс-Е4-Х-Х-н-Х»	1,5 1,8

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия измерений (в соответствии с ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012 и ГОСТ 22261-94): - нормальное значение температуры окружающего воздуха, °С - допускаемые отклонения от нормального значения температуры окружающего воздуха, °С - нормальная область значений относительной влажности воздуха, % - нормальная область значений атмосферного давления, кПа - нормальное значение напряжения сети переменного тока - допускаемые отклонения от нормального значения напряжения сети переменного тока, % - нормальное значение частоты сети переменного тока, Гц - допускаемые отклонения от нормального значения частоты сети переменного тока, Гц - коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения и тока, %, не более - порядок следования фаз - отклонение каждого фазного и междуфазного напряжений от соответствующего среднего значения, %, не более - отклонение силы тока в каждой фазе от среднего значения, %, не более - углы фазового сдвига между токами в каждой фазе и соответствующими фазными напряжениями отличаются друг от друга не более чем на - внешнее постоянное магнитное поле	+20 ±5 от 30 до 80 от 84 до 106 $U_{ном}$ ±2 50,0 ±0,5 5 А, В, С 1 1 2° отсутствует (естественное магнитное поле Земли)
Рабочие условия измерений (соответствуют требованиям ГОСТ 31818.11-2012 для счетчиков, применяемых внутри помещения, и группе 4 по ГОСТ 22261-94): - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре окружающего воздуха +30 °С, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +55 90 от 70,0 до 106,7
Рабочие условия применения в части механических воздействий по ГОСТ 22261-94	Группа 3
Средняя наработка на отказ, ч	160000
Средний срок службы, лет	30
Сопротивление изоляции между корпусом и электрическими цепями счетчиков, МОм, не менее: - в нормальных условиях измерений - при температуре окружающего воздуха +30 °С и относительной влажности воздуха 90 %	20 5

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель счетчиков методом шелкографии и на титульные листы формуляра и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии многофункциональный «Ресурс-Е4»	БГТК.411152.020	1 шт.
GPS/ГЛОНАСС-приемник с внешней антенной ^{1), 2)}	БГТК.464345.001 ^{1), 2)}	1 шт.
Комплект принадлежностей ³⁾	БГТК.300567.004 ³⁾	1 шт.
Комплект принадлежностей ⁴⁾	БГТК.300567.005 ⁴⁾	1 шт.
Оптический преобразователь ОП-RS232 ²⁾	БГТК.432265.004 ²⁾	1 шт.
Оптический преобразователь ОП-USB ²⁾	БГТК.432265.005 ²⁾	1 шт.
Кабель модемный RS232-RJ45-M ²⁾	БГТК.685621.143 ²⁾	1 шт.
Кабель нуль-модемный RS232-RJ45-NM	БГТК.685621.144	1 шт.
Руководство по эксплуатации	БГТК.411152.020 РЭ	1 экз.
Формуляр	БГТК.411152.020 ФО	1 экз.
Методика поверки ²⁾	-	1 экз.
Компакт-диск с программным обеспечением ²⁾	-	1 шт.

¹⁾ Поставляется с счетчиками модификаций «Ресурс-Е4-Х-А-Х-Х».
²⁾ Поставляется только в соответствии с договором поставки.
³⁾ Поставляется с счетчиками модификаций «Ресурс-Е4-Х-Х-В-Х».
⁴⁾ Поставляется с счетчиками модификаций «Ресурс-Е4-Х-Х-Н-Х».

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Подготовка счетчика к работе» и разделе 7 «Порядок работы» руководства по эксплуатации БГТК.411152.020 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТР ТС 004/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования»;

ТР ТС 020/2011 Технический регламент Таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств»;

ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

ГОСТ 12.2.091-2002 (IEC 61010-1:1990) «Безопасность электрических контрольно-измерительных приборов и лабораторного оборудования. Часть 1. Общие требования»;

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

ГОСТ 30804.4.7-2013 (IEC 61000-4-7:2009) «Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств»;

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

ГОСТ IEC 61000-4-30-2017 «Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-30. Методы испытаний и измерений. Методы измерений качества электрической энергии»;

ГОСТ 31818.11-2012 (IEC 62052-11:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии»;

ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 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 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Счетчики статические реактивной энергии»;

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

ГОСТ Р 8.655-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования»;

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

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 мая 2015 г. № 575 «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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

БГТК.411152.020 ТУ «Счетчики электрической энергии многофункциональные «Ресурс-Е4». Технические условия».

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Энерготехника» (ООО НПП «Энерготехника»)

ИНН 5829042379

Юридический и почтовый адрес: Российская Федерация, 440026, г. Пенза, ул. Лермонтова, 3.

Тел./факс: (8412) 56-42-76, 55-31-29.

E-mail: info@enpt.ru, <http://www.entp.ru>

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Энергоприбор» (ООО «НПП «Энергоприбор»)

ИНН 5836309070

Юридический и почтовый адрес: Российская Федерация, 440026, г. Пенза, ул. Лермонтова, 3.

Тел. (8412) 55-11-88, факс (8412) 56-42-76.

E-mail: epribor@entp.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

В части вносимых изменений:

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

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

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

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Синэрго» для электроснабжения ООО «Уральские локомотивы» и ООО «Предприятие «Трубопласт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Синэрго» для электроснабжения ООО «Уральские локомотивы» и ООО «Предприятие «Трубопласт» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней:

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленных на присоединениях, указанных в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер баз данных АИИС КУЭ, блок коррекции времени ЭНКС-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера», технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, обработку и хранение ее, передачу отчетных документов коммерческому оператору оптового рынка электроэнергии и мощности и смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности; вычисленные мгновенные значения усредняются за период 0,02 с.

На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

- активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;

- средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Сервер при помощи ПО ПК «Энергосфера» автоматически с периодичностью один раз в 30 минут и/или по запросу опрашивает счетчики и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Обмен информацией между счетчиками и сервером происходит по GPRS. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков производится в автономном режиме с использованием переносного компьютера (ноутбука) через оптопорт счетчиков.

На верхнем – втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка.

АРМ субъекта оптового рынка в автоматическом режиме по сети Internet по протоколу TCP/IP с использованием электронной подписи (далее по тексту - ЭП) осуществляет передачу информации в заинтересованные организации 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.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации единого времени в системе в состав ИВК входит блок коррекции времени ЭНКС-2 (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 37238-15), время которого синхронизировано с национальной шкалой координированного времени UTC (SU). Синхронизация времени часов сервера с временем ЭНКС-2 осуществляется каждые 30 мин, коррекция осуществляется один раз в 24 ч при расхождении времени ЭНКС-2 с показаниями часов сервера более, чем на 1 с.

Сравнение времени часов счетчиков и времени часов сервера происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в сутки; коррекция осуществляется при расхождении времени часов счетчика и сервера на величину более чем 2 с.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или в эксплуатационную документацию.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 8.0, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передачи является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

№ ИК	Диспетчерское наименование ИК	Состав первого и второго уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220/110/10кВ «Сварочная», ЗРУ-10кВ, яч. 15, Ввод от ЛРТ1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,2S 600/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭНКС-2 Рег.№ 37328-15
2	ПС 220/110/10кВ «Сварочная», ЗРУ-10кВ, яч. 32, Ввод от ЛРТ2	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭНКС-2 Рег.№ 37328-15
3	ПС 220/110/10кВ «Сварочная» ЗРУ-10кВ, яч. 17, ТСН-1	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег.№ 37328-15
4	ПС 220/110/10кВ «Сварочная» ЗРУ-10кВ, яч. 28, ТСН-2	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег.№ 37328-15
5	ПС 220/110/10кВ «Сварочная» ЗРУ-10кВ, яч. 3, Ввод-3 от ЛРТ1	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S 1500/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-10 У2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭНКС-2 Рег.№ 37328-15
6	ПС 220/110/10кВ «Сварочная» ЗРУ-10кВ, яч. 4, Ввод-4 от ЛРТ2	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S 2000/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-10 У2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭНКС-2 Рег.№ 37328-15
7	ПС 220/110/10кВ «Сварочная», ЗРУ-10кВ, яч. 1, КЛ-10кВ «РП Машиностроител ей яч.3»	ТОЛ-10 Кл. т. 0,2S 250/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	ЭНКС-2 Рег.№ 37328-15
8	ПС 220/110/10кВ «Сварочная», ЗРУ-10кВ, яч. 10, КЛ-10кВ «ТП-151 яч.3»	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег.№ 37328-15

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ПС 220/110/10кВ «Сварочная», ЗРУ-10кВ, яч. 18, КЛ-10кВ «ТП-110 яч.4»	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524- 04	ЭНКС-2 Рег.№ 37328- 15
10	ПС 220/110/10кВ «Сварочная», ЗРУ-10кВ, яч. 33, КЛ-10кВ «ТП-152 яч.3»	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524- 04	ЭНКС-2 Рег.№ 37328- 15
11	ПС 220/110/10кВ «Сварочная», ЗРУ-10кВ, яч. 35, КЛ-10кВ «РП Машиностроителей яч. 4»	ТОЛ-10 Кл. т. 0,2S 250/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524- 04	ЭНКС-2 Рег.№ 37328- 15
12	ПС 220/110/10кВ «Сварочная», ЗРУ-10кВ, яч. 38, КЛ-10кВ «ТП-110 яч.8»	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524- 04	ЭНКС-2 Рег.№ 37328- 15
13	ПС 220/110/10кВ «Сварочная» ЗРУ-10кВ, яч. 23, КЛ-10кВ «БРП-7 ввод1»	ТОЛ-10-І-2У2 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛП-10 У2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697- 12	ЭНКС-2 Рег.№ 37328- 15
14	ПС 220/110/10кВ «Сварочная» ЗРУ-10кВ, яч. 24, КЛ-10кВ «БРП-7 ввод2»	ТОЛ-10-І-2У2 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛП-10 У2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697- 12	ЭНКС-2 Рег.№ 37328- 15
15	ТП-30 «Компрессорная» 10/0,4кВ, РУ-10кВ, яч.7, КЛ-10кВ «ТП-100 Т1»	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5 50/5 Рег. № 15128-96	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	ЭНКС-2 Рег.№ 37328- 15
16	ТП-30 «Компрессорная» 10/0,4кВ, РУ-10кВ, яч.14, КЛ-10кВ «ТП-100 Т2»	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5 50/5 Рег. № 15128-96	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег.№ 64450-16	ЭНКС-2 Рег.№ 37328- 15
17	КТП 10 10 кВ, Щит-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону СНТ №100	ТТИ-40 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	ЭНКС-2 Рег.№ 37328- 15

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	КТП 10 10 кВ, Щит-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ГСК №111 Прогресс	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	ЭНКС-2 Рег.№ 37328-15
19	ПС 220/110/10кВ «Сварочная», ЗРУ-10кВ, яч. 2, КЛ-10кВ к ООО «КорДим»	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	ЭНКС-2 Рег.№ 37328-15
20	ПС 220/110/10кВ «Сварочная», ЗРУ-10кВ, яч. 26, КЛ-10кВ к ООО «КорДим»	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег.№ 37328-15
21	ШР АБК (ВИК) 0,4 кВ, ф. магазин, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО Перспектива	ТТИ-30 Кл. т. 0,5S 150/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	ЭНКС-2 Рег.№ 37328-15
22	ПС 220/110/10кВ «Сварочная» ЗРУ-10кВ, яч. 16, КЛ-10кВ к СНТ «Машиностроитель»	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	ЭНКС-2 Рег.№ 37328-15
23	ТП-1414 10/0,4кВ, РУ-10кВ, яч. 2, ввод-1 КЛ-10кВ от ТП-1458	ТОЛ-СВЭЛ-10-7 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 42663-09	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭНКС-2 Рег.№ 37328-15
24	ТП-1414 10/0,4кВ, РУ-10кВ, яч. 5, ввод-2 КЛ-10кВ от ТП-1458	ТОЛ-СВЭЛ-10-7 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 42663-09	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭНКС-2 Рег.№ 37328-15

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 не претендует на улучшение метрологических характеристик

2 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.

3 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 метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	Активная	$\pm 0,8$	$\pm 1,8$
	Реактивная	$\pm 1,8$	$\pm 4,0$
2	Активная	$\pm 1,1$	$\pm 3,0$
	Реактивная	$\pm 2,7$	$\pm 4,7$
3,4,8-10,12,20	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,3$
	Реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 5,1$
5,6	Активная	$\pm 1,1$	$\pm 3,0$
	Реактивная	$\pm 2,7$	$\pm 4,7$
7	Активная	$\pm 1,0$	$\pm 2,3$
	Реактивная	$\pm 2,1$	$\pm 4,1$
11	Активная	$\pm 1,0$	$\pm 2,3$
	Реактивная	$\pm 2,1$	$\pm 4,1$
15,19,22	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,3$
	Реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 5,6$
16	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,3$
	Реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 5,6$
17,21	Активная	$\pm 1,0$	$\pm 3,9$
	Реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 6,8$
18	Активная	$\pm 1,1$	$\pm 3,1$
	Реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 6,0$
13,14	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,4$
	Реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 5,7$
23,24	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,4$
	Реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 5,7$

Примечание:

В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.

Погрешность в рабочих условиях для ИК 1-24 указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I = 0,02$ (0,05) $I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от -5 до +20 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	24
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °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 +40 от -5 до +20 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика «СЭТ-4ТМ.03М» для электросчетчика «СЭТ-4ТМ.03.01» для электросчетчика «ПСЧ-4ТМ.05М.12» для электросчетчика «СЭТ-4ТМ.03М.01» для электросчетчика «ПСЧ-4ТМ.05МК.12» для электросчетчика «ПСЧ-4ТМ.05М.04» для электросчетчика «ПСЧ-3ТМ.05М» для электросчетчика «СЭТ-4ТМ.03М.01» - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	165000 90000 140000 165000 140000 140000 140000 165000 2 70000 1 114 40 70000 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в счетчике;

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Синэрго» для электроснабжения ООО «Уральские локомотивы» и ООО «Предприятие «Трубопласт» 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 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10	6
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	8
Трансформатор тока	ТПЛ-10У3	8
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10	10
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М-У2	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	4

Продолжение таблицы 5

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТТИ-40	3
Трансформатор тока	ТТИ-30	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ-10-7	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10 У2	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	8
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.12	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.12	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.04	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-3ТМ.05М	1
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Сервер сбора данных	HP DL 360 G7	1
Паспорт-Формуляр	77148049.422222.145-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Синэрго» для электроснабжения ООО «Уральские локомотивы» и ООО «Предприятие «Трубопласт», с изменением №1, аттестованном ООО «МетроСервис», уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц №RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Синэрго» для электроснабжения ООО «Уральские локомотивы» и ООО «Предприятие «Трубопласт»

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»
(ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»)
ИНН 6672185635
Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Белинского, Красноармейская, 9/26
Телефон: +7 (343) 310-70-80
Факс: +7 (343) 310-32-18
E-mail: office@arstm.ru
Web-сайт: <http://www.eg-arstem.ru/>

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 119119, г. Москва, Ленинский проспект, д.42, корп. 6, этаж 2, пом. II, III, комн. №12, №1
Юридический адрес: 111024, г. Москва, ул. Авиамотормая, д. 50, стр.2, пом. XIV, комн.№11
Телефон: +7 (985) 992-27-81
E-mail: info.spetcenergo@gmail.com
Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

В части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)
Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, ба
Телефон: +7 (391) 224-85-62
E-mail: E.E.Servis@mail.ru
Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» сентября 2022 г. № 2246

Регистрационный № 70556-18

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительные значений текущего времени с фото- и видеофиксацией «Стрит Фалькон» (АПК «Стрит Фалькон»)

Назначение средства измерений

Комплексы измерительные значений текущего времени с фото- и видеофиксацией «Стрит Фалькон» (АПК «Стрит Фалькон») (далее - АПК «Стрит Фалькон») предназначены для измерений текущего времени, синхронизированного с национальной шкалой времени Российской Федерации UTC(SU).

Описание средства измерений

Комплексы измерительные значений текущего времени с фото- и видеофиксацией «Стрит Фалькон» (АПК «Стрит Фалькон») состоят из сервера времени, сервера обработки данных (ПЭВМ) и цифровых видеокамер, работающих по NTP протоколам.

Принцип действия АПК «Стрит Фалькон» основан на автоматической синхронизации шкалы времени сервера обработки данных с национальной шкалой времени Российской Федерации UTC(SU) посредством приема навигационных сигналов глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS сервером времени, а также записи получаемых фото/видео кадров от цифровых камер с привязкой к текущему значению времени.

Фото/видео кадры, полученные от цифровых камер по NTP протоколу на сервер обработки данных, содержат информацию о времени и дате прошедшего события, а также другие служебные данные, формируемые автоматически.

Функционально АПК «Стрит Фалькон» применяются для фиксации: пересечения в нарушение ПДД линий разметки проезжей части дороги, проезда на запрещающий сигнал светофора, невыполнения требования об остановке перед стоп-линией, невыполнения требования об остановке перед знаком стоп, выезда на перекресток или пересечение проезжей части дороги в случае образовавшегося затора (или нарушение правил пересечения перекрестков с «вафельной» разметкой), поворота или движения прямо или разворота в нарушение требований предписанных дорожными знаками или разметкой проезжей части дороги, несоблюдения требований (предписанных дорожными знаками) запрещающими движение грузовых автотранспортных средств, выезд в нарушение ПДД на обочину (газоны, пешеходные тротуары, велослужбы, полосы для реверсивного движения, полосы для движения маршрутных ТС, трамвайные пути), выезд в нарушение ПДД на полосу, предназначенную для встречного движения, нарушения правил пользования внешними световыми приборами, нарушения правил применения ремней безопасности или мотошлемов, несоблюдения требований запрещающих остановку или стоянку транспортных средств, нарушения правил пользования телефоном водителем транспортного средства, движение транспортного средства во встречном направлении по дороге с односторонним движением,

нарушения требований об обязательном прохождении технического осмотра или обязательном страховании гражданской ответственности владельцев транспортных средств, установки на ТС без соответствующего разрешения спецсигналов (или опознавательного фонаря такси, опознавательного знака "Инвалид" и т.п.), невыполнения требования ПДД уступить дорогу пешеходам (велосипедистам или иным участникам дорожного движения), нарушения скоростного режима на протяженном участке дороги, несоблюдения дистанции к впереди движущемуся транспортному средству, выезда на железнодорожный переезд при закрытом или закрывающемся шлагбауме либо при запрещающем сигнале светофора, остановки (стоянки) или выезда на встречную полосу на железнодорожном переезде, движения автомобиля с разрешенной массой ТС по полосам в нарушение ПДД, нарушение правил, установленных для движения транспортных средств в жилых зонах прочих нарушений ПДД.

АПК «Стрит Фалькон» выполняют фиксации нарушений в области дорожного движения путем автоматического круглосуточного получения из зон контроля фото- и видеоматериалов с мест установки сетевых видеодатчиков с их привязкой к точному времени и дальнейшей их передачи в центр обработки данных по защищенным каналам связи для автоматического видеоанализа, автоматического формирования материалов фиксации нарушений, передачи их по защищенным каналам связи в уполномоченные контрольные органы, и хранения.

Общий вид АПК «Стрит Фалькон» представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид АПК «Стрит Фалькон»

Знак поверки на комплексы не наносится.

Пломбировка АПК «Стрит Фалькон» не предусмотрена.

Заводской номер наносится на прямоугольную самоклеящуюся этикетку, изготовленную типографским способом и размещаемую на сервере времени. Формат нанесения заводского номера буквенно-числовой.

Программное обеспечение

Программное обеспечение установлено на внутренний микропроцессор сервера обработки данных и выполняет функции управления режимами работы, обработки и представления измерительной информации.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Street Falcon
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2022.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки шкалы времени относительно шкалы времени UTC(SU), с	±2

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг, не более: - сервер времени - сервер обработки данных - цифровая камера	3,0 16,3 8,0
Рабочие условия применения: температура окружающей среды, °C - сервер времени, сервер обработки данных - цифровая камера	от +5 до +40 от -40 до +70
Габаритные размеры, мм, не более: - сервер времени ширина высота глубина - сервер обработки данных ширина высота глубина - цифровая камера ширина высота глубина	335 45 240 482 45 550 300 400 300
Минимальные требования к цифровой камере: степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-2015 разрешение, не ниже поддерживаемые протоколы форматы сжатия	IP66 2 Мпкс (1920 на 1080 пкс) HTTP, HTTPS, TCP/IP, IPv4, IPv6, RTSP, RTP, UDP, NTP, FTP, ICMP, ONVIF H.264 (High/Main/Baseline), H.265, MJPEG

Знак утверждения типа

наносится на верхнюю панель сервера времени в виде наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Сервер времени		1 шт.
Цифровая видеокамера		по заказу
Сервер обработки данных (ПЭВМ)		по заказу
Комплект кабелей		по заказу
Руководство по эксплуатации	РЕПМ.26.51.66-003-2017 РЭ	1 экз.
Методика поверки		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Использование по назначению» документа РЕПМ.26.51.66-003-2017 РЭ «Комплексы измерительные значений текущего времени с фото- и видеофиксацией «Стрит Фалькон» (АПК «Стрит Фалькон»). Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средствам измерений

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

ТУ 26.51.66.190-001-19029696-2017 Комплексы измерительные значений текущего времени с фото- и видеофиксацией «Стрит Фалькон» (АПК «Стрит Фалькон»). Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СТРИТ ФАЛЬКОН»

(ООО «СТРИТ ФАЛЬКОН»)

ИНН 7751058960

Адрес: 108814, г. Москва, поселение Сосенское, поселок Коммунарка, ул. Лазурная, д.16, квартира 360

Телефон: +7 (499) 394-18-55

E-mail: info@s-falcon.ru

Испытательный центр

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

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

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

В части вносимых изменений

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений»

(ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.