

Регистрационный № 16605-15

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы напольные медицинские электронные ВМЭН-150, ВМЭН-200

Назначение средства измерений

Весы напольные медицинские электронные ВМЭН-150, ВМЭН-200 (далее – весы) предназначены для статического измерения массы.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании деформации упругих элементов вибродатчика, возникающей под действием силы тяжести взвешиваемого груза, в выходной аналоговый электрический сигнал, изменяющийся пропорционально массе груза. Далее сигнал поступает в устройство обработки аналоговых данных (микропроцессор), в котором сигнал обрабатывается для отображения на цифровом дисплее (терминал управления) результатов взвешивания в единицах массы.

Результаты взвешивания и значения массы груза индицируются на цифровом дисплее, расположенном на стойке вместе с функциональной клавиатурой, предназначенной для управления процессом взвешивания.

Конструктивно весы состоят из грузоприёмного устройства, весоизмерительного прибора с вибродатчиком, цифрового дисплея (терминал управления).

Условное обозначение весов имеет следующий вид:

ВМЭН-Х- Z₁/Z₂ -С-И-СТ-Д-А-ЗВ-ПК,

где: Х – наибольший предел взвешивания (150, 200);

[Z₁/Z₂] – значение цены поверочного деления;

[С] – наличие в весах сервисных функций;

[И] – наличие интерфейса связи с персональным компьютером;

[СТ] – терминал управления - на стойке;

[А] – автономный источник питания;

[Д] – грузоприёмное устройство и терминал управления, выполнены в отдельных корпусах, варианты исполнения терминалов управления – Д1, Д2, Д3;

[ЗВ] – озвучивание показаний весов;

[ПК] – индикация показаний на персональном компьютере.

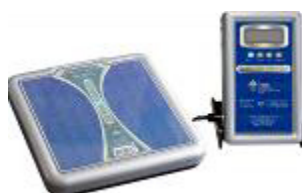
Питание весов осуществляется через адаптер сетевого электрического питания (сетевое питание) или аккумулятора или батареек (автономное питание). В зависимости от модификации весы снабжены следующими устройствами (в скобках указаны соответствующие пункты ГОСТ OIML R 76-1-2011):

- устройство установки по уровню (Т.2.7.1);
- устройство первоначальной установки нуля (Т.2.7.2.4);
- устройство слежения за нулём (Т.2.7.3);
- устройство уравнивания тары (Т.2.7.4.1);
- многоцелевое использование показывающих устройств (4.4.4);

– запоминающее устройство (4.4.6).
Общий вид весов показан на рисунке 1.



ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-СТ-А



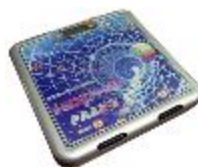
ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-Д1-А



ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-Д2-А



ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-А



ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-А-3В



ВМЭН-Z₁/Z₂-Х-Д3



ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-С-СТ-А



ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-С-СТ-ПК



ВМЭН-200-Z₁/Z₂-С-(И)-СТ-А



ВМЭН-150(200)-Z₁/Z₂-C-(И)-Д1-А



ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-И



ВМЭН-200-Z₁/Z₂-C-ПК

Рисунок 1 – Общий вид весов

Весы выпускаются с жидкокристаллической и люминесцентной индикацией.

Весы выпускаются в различной цветовой гамме.

Весы с сервисными функциями могут поставляться в комплекте с ростомером типа РЭП (регистрационный номер 46693-11 в ФИФ ОЕИ), и интерфейсом USB для передачи данных на персональный компьютер.

Заводской номер в числовом формате в виде арабских цифр наносится на маркировочный шильдик, расположенный на задней стенке весов, фотохимическим или типографским способом.

Знак поверки непосредственно на весы не наносится.

Места пломбировки весов от несанкционированного доступа приведены на рисунке 2.



ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-ДЗ



ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-Д1-А



ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-Д2-А



Рисунок 2 – Места пломбировки весов

Программное обеспечение

Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) весов приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значения						
	ВМЭН-Х- Z ₁ /Z ₂ -СТ-А, ВМЭН-Х- Z ₁ /Z ₂ - Д1(Д2)-А	ВМЭН-Х- Z ₁ /Z ₂ -А	ВМЭН-Х- Z ₁ /Z ₂ -А-3В	ВМЭН-Х- Z ₁ /Z ₂ -Д3	ВМЭН-Х- Z ₁ /Z ₂ -С- СТ-А, ВМЭН- 150(200)- Z ₁ /Z ₂ -С- (И)-Д1-А, ВМЭН-Х- Z ₁ /Z ₂ -С- (И)-СТ-А	ВМЭН-Х- Z ₁ /Z ₂ -С-СТ- ПК, ВМЭН-200- Z ₁ /Z ₂ -С-ПК	ВМЭН- Х-Z ₁ /Z ₂ - И
Идентификационное наименование ПО	2210.92	22.12.01	SP.01.01	10b01v23	L62.00	Ver 1.9.4.6	ИД60 ИД61 ИД62 ИД63
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2210.92	22.12.01	SP.01.01	10b01v23	L62.00	Ver 1.9.4.6	ИД60 ИД61 ИД62 ИД63
Цифровой идентификатор ПО	153b	F2b7	D130	8834	F2b7	—	—

ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после загрузки. Доступ к изменению ПО осуществляется только в сервисном режиме, вход в который защищен административным паролем, который находится у изготовителя. Для всех модификаций весов пломбируется терминал управления или грузоприемное устройство. Пломба представляет собой оттиск клейма, где указаны: условный шифр организации, проводившей проверку; индивидуальный знак поверителя; год проведения проверки.

Номер версии, цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) ПО отображается на цифровом дисплее весов.

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

Метрологические и технические характеристики

По метрологическим характеристикам весы выпускаются в различных модификациях, отличающихся пределами взвешивания и значения нормируемых метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики весов приведены в таблицах 2 и 3 соответственно.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Таблица 2. Метрологические характеристики						
Модификации весов	Max ₁ / Max ₂ , кг	Min, кг	e=d, г	Число повероч- ных делений, n	Интервалы взвешивания, кг	Пределы допускаемой абсолютной погрешности при поверке (mpe), г
ВМЭН-150- 50/100	100/ 150	1,0	50	2000	От 1,0 до 25 кг включ.	±25
					Св. 25 до 100 кг включ.	±50
			100	1500	Св. 100 до 150 кг включ.	±100
ВМЭН-200- 50/100	100/ 200	1,0	50	2000	От 1,0 до 25 кг включ.	±25
					Св. 25 до 100 кг включ.	±50
			100	2000	Св. 100 до 200 кг включ.	±100
Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011						средний (III)
Пределы допускаемой погрешности при эксплуатации соответствуют удвоенному значению пределов допускаемой погрешности при поверке						

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Число значащих цифр индикации массы	6
Параметры электрического питания от сети переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	от 187 до 242 от 49 до 51
Параметры электрического питания от источника постоянного тока (сетевой адаптер): – напряжение, В	12
Параметры электрического питания от источника постоянного тока, В: - напряжение при питании от аккумулятора - напряжение при питании от интерфейса USB	6 5
Параметры электрического питания от внутреннего источника питания (батарейки типоразмеров AA): – напряжение, В	1,5
Потребляемая мощность, Вт, не более	1
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более – ВМЭН-X-Z ₁ /Z ₂ -Д1-(Д2)-А, ВМЭН-X-Z ₁ /Z ₂ -Д3 – ВМЭН-X-Z ₁ /Z ₂ -А, ВМЭН-X-Z ₁ /Z ₂ -А-3В – ВМЭН-X-Z ₁ /Z ₂ -СТ-А – ВМЭН-X-Z ₁ /Z ₂ -С-СТ-А, ВМЭН-X-Z ₁ /Z ₂ -С-СТ-ПК – ВМЭН-200-Z ₁ /Z ₂ -С-(И)-СТ-А, ВМЭН-150(200)- Z ₁ /Z ₂ -С-(И)-Д1-А – ВМЭН-200-Z ₁ /Z ₂ -С-ПК – ВМЭН-X-Z ₁ /Z ₂ -И	300×300×65 300×300×65 415×300×910 580×540×2430 580×540×2430 580×540×2430 200×140×70
Масса, кг, не более – ВМЭН-X-Z ₁ /Z ₂ -Д1-(Д2)-А, ВМЭН-200-Z ₁ /Z ₂ -С-ПК – ВМЭН-X-Z ₁ /Z ₂ -Д3 – ВМЭН-X-Z ₁ /Z ₂ -А – ВМЭН-X-Z ₁ /Z ₂ -А-3В – ВМЭН-X-Z ₁ /Z ₂ -СТ-А – ВМЭН-X-Z ₁ /Z ₂ -С-СТ-А	3 4 2,5 3,6 5 5,5

Наименование параметра	Значение
– ВМЭН-Х-Z ₁ /Z ₂ -С-СТ-ПК	13
– ВМЭН-200-Z ₁ /Z ₂ -С-(И)-СТ-А, ВМЭН-150(200)-Z ₁ /Z ₂ -С-(И)-Д1-А	13
– ВМЭН-Х-Z ₁ /Z ₂ -И	1,2
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха, %	от 10 до 40 от 30 до 80

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, расположенную на грузоприёмном устройстве и на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 4

Наименование	Количество
Весы в сборе	1 шт.
Руководства по эксплуатации (РЭ)	1 экз.
Кабель интерфейсный для модификаций в обозначении с индексом «И»	1 шт.
Адаптер сетевого электрического питания для весов с индексом «А»	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации для модификаций:

- ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-Д1-(Д2)-А, ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-Д3, ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-А, ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-СТ-А, ВМЭН-150(200)-Z₁/Z₂-С-(И)-Д1-А в разделе 3 «Установка весов и порядок работы»;
- ВМЭН-200-Z₁/Z₂-С-ПК, ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-С-СТ-ПК в разделе 5 «Работа с весами»;
- ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-С-СТ-А, ВМЭН-200-Z₁/Z₂-С-(И)-СТ-А в разделе 3 «Подготовка весов к работе и работа с весами»;
- ВМЭН-Х-Z₁/Z₂-И в разделе 3 «Порядок работы».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 4 июля 2022 г. № 1622 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы»

ТУ 9441-022-00226454-2005. Весы напольные медицинские электронные ВМЭН-150, ВМЭН-200. Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество «Тулиновский приборостроительный завод «ТВЕС»

(АО «ТВЕС»)

ИНН 6820002711

Адрес: 392511, Тамбовская обл., Тамбовский р-н, с. Тулиновка, ул. Позднякова, д. 3

Телефон: (4752) 61-72-60, факс: (4752) 71-26-05

E-mail: to.tves@mail.ru

Web-сайт: www.tves.com.ru

Испытательные центры

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Липецкой области»

(ГЦИ СИ ФБУ «Липецкий ЦСМ»)

Адрес: 398017, г. Липецк, ул. Гришина, д. 9а

Тел.: +7 (4742) 43-12-82, факс: +7 (474-62) 43-27-47

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30085-11

В части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области»

(ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): (8412) 49-82-65

E-mail: pscsm@sura.ru

Web-сайт: www.penzacsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311197

Регистрационный № 78807-20

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТВ

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТВ (далее - трансформаторы) предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в установках переменного тока промышленной частоты с номинальным напряжением 110 и 220 кВ.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на использовании явления электромагнитной индукции, т.е. на создании ЭДС переменным магнитным полем. Первичный ток, протекая по первичной обмотке, создает в магнитопроводе вторичной обмотки магнитный поток, который в свою очередь вызывает появление во вторичной обмотке ЭДС. Так как вторичная обмотка замкнута на внешнюю нагрузку, ЭДС вызывает появление во вторичной обмотке и внешней нагрузке тока, пропорционального первичному току.

Трансформаторы по принципу конструкции – встроенные, применяются для работы внутри конструкции элегазового бакового выключателя, а также устанавливаются на вводах ячеек элегазовых комплектных распределительных устройств.

Первичной обмоткой трансформатора является проходящий через ввод токоведущий стержень. Вторичные обмотки размещаются на тороидальных сердечниках, выполненных из ленты электротехнической стали. Для получения различных коэффициентов трансформации вторичная обмотка имеет несколько ответвлений. Выводы вторичных обмоток должны быть подключены к клеммным колодкам шкафов управления.

Трансформаторы изготавливаются в следующих модификациях: ТВ – 110, ТВ – 220, которые отличаются габаритными размерами и массой.

Рабочее положение трансформаторов в пространстве - любое.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено, знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится в паспорт.

На трансформаторах размещена табличка технических данных. Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на табличку технических данных методом термотрансферной печати.

Общий вид трансформаторов, место нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 1.

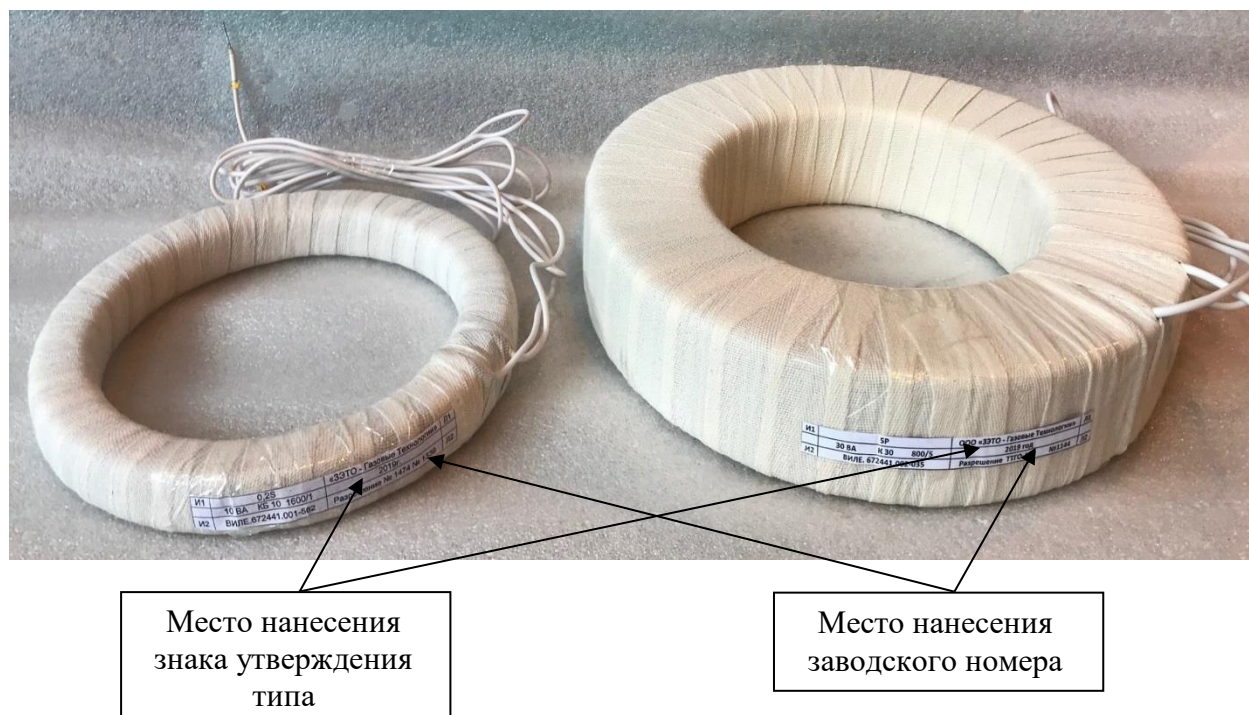


Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов тока ТВ,
таблички с указанием места нанесения знака утверждения типа, заводского номера

Пломбирование трансформаторов тока ТВ не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций	
	ТВ - 110	ТВ - 220
Номинальное напряжение ввода, кВ	110	220
Номинальный первичный ток ($I_{1ном}$), А	от 50 до 4000	
Диапазон первичных токов, % от значения $I_{1ном}$	от 1 до 200	
Номинальный вторичный ток ($I_{2ном}$), А	1 и/или 5	
Класс точности вторичных обмоток для измерений и учета	0,2; 0,5; 0,2S; 0,5S	
Класс точности вторичных обмоток для защиты	5P; 10P; 5PR; 10PR; TPY; TPZ	
Номинальная вторичная нагрузка с индуктивно-активным коэффициентом мощности $\cos \varphi_2 = 0,8$, В·А	от 3 до 100	
Номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos \varphi_2 = 1$, В·А	0,5; 1; 2; 2,5; 5	
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты	от 10 до 150	
Номинальный коэффициент безопасности приборов вторичных обмоток для измерений	от 5 до 20	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций	
	ТВ - 110	ТВ - 220
Габаритные размеры, мм: - наружный диаметр - внутренний диаметр - высота	от 180 до 500 от 150 до 300 от 10 до 200	от 300 до 700 от 225 до 550 от 10 до 200
Масса, кг	от 5 до 100	
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ2	
Средний срок службы, лет	40	
Средняя наработка до отказа, ч	$2 \cdot 10^6$	

Знак утверждения типа

наносится на табличку технических данных трансформатора методом термотрансферной печати, на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение		Количество
	ТВ - 110	ТВ - 220	
Трансформатор тока			1 шт.
Руководство по эксплуатации	ВИЛЕ.672441.008РЭ		1 экз. на партию из 3 шт.
Паспорт	ВИЛЕ.672441.008-02	ВИЛЕ.672441.008-10	1 экз.
Методика поверки	-		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

пункт 1.4 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации ВИЛЕ.672441.008РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»

ГОСТ 8.217–2024 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки

ТУ 3414-110-49040910-2013 Трансформаторы тока ТВ. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЗЭТО-Газовые Технологии»
(ООО «ЗЭТО-Газовые Технологии»)

Адрес: 182113, г. Великие Луки Псковской области, пр-кт Октябрьский, д. 79

ИНН 6025033520

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии - филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им.Д.И.Менделеева»

Адрес: 620075, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311373

Регистрационный № 69001-17

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Сосногорская ТЭЦ (СТЭЦ)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Сосногорская ТЭЦ (СТЭЦ) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и средней мощности.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчик активной и реактивной электроэнергии (счетчик), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 17049-14 (Рег. № 17049-14), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включающий в себя сервер баз данных (далее - СБД) на базе виртуальной машины Microsoft Hyper-V, локальную вычислительную сеть (далее - ЛВС), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ (№402), заводские номера средств измерений уровней ИИК, ИВКЭ, ИВК, идентификационные обозначения элементов уровня ИВК указаны в формуляре.

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 преобразуют 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.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производит опрос цифровых счетчиков.

Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

ИВК с периодичностью не реже одного раза в сутки производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация и вычисление электроэнергии и мощности, записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC (SU). В СОЕВ входят часы: счетчиков, УСПД, сервера АИИС КУЭ. В качестве устройства синхронизации времени используется ЭКОМ-3000 со встроенным ГЛОНАСС/GPS-приемником.

Приемник сигналов точного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию времени УСПД с ежесекундным сличением. Корректировка времени часов УСПД осуществляется автоматически при условии расхождения времени УСПД и ГЛОНАСС/GPS-приемника на величину более чем ± 1 с.

УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков.

Сличение времени сервера с временем УСПД осуществляется при каждом обращении сервера к УСПД. Корректировка времени сервера выполняется при условии расхождения времени сервера и УСПД на величину более чем ± 2 с.

Сличение времени счетчиков с временем УСПД осуществляется при каждом обращении УСПД к счетчику. Корректировка времени счетчиков осуществляется раз в сутки, при условии расхождения времени счетчика и УСПД на величину более чем ± 3 с.

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ПК АИИС КУЭ с точностью не хуже ± 5 с/сут.

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

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Идентификационное наименование ПО	Pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	7.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИИК	Вид СИ	Фаза	Обозначение, тип	Рег. №	Класс точности	Коэффициент трансформации
1	2	3	4	5	6	7	8
1	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 6	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	200/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000:√3/ 100:√3
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик УСПД	СЭТ-4ТМ.03М.16 ЭКОМ-3000Т		36697-12 17049-14	0,2S/0,5 —	— —
2	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 7	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	300/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000:√3/ 100:√3
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик УСПД	СЭТ-4ТМ.03М.16 ЭКОМ-3000Т		36697-12 17049-14	0,2S/0,5 —	— —

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
3	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ОМВ-110 кВ	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	600/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000:√3/ 100:√3
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
4	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 9	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	600/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000:√3/ 100:√3
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
5	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 11	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	600/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000:√3/ 100:√3
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
6	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 16	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	200/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	$110000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
7	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 17	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	300/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	$110000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
8	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 18	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	300/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	$110000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
9	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 19	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	200/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000:√3/ 100:√3
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
10	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 20	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	200/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000:√3/ 100:√3
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
11	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 12	ТТ	А	ТГМ-110 УХЛ1	59982-15	0,2S	600/1
			В	ТГМ-110 УХЛ1			
			С	ТГМ-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000:√3/ 100:√3
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
12	СТЭЦ, ОРУ-35 кВ, яч. 1	ТТ	А	ТОЛ-35	21256-03	0,5S	100/5
			В	ТОЛ-35			
			С	ТОЛ-35			
		ТН	А	ТЮ7	25429-03	0,5	35000:√3/ 100:√3
			В	ТЮ7			
			С	ТЮ7			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
13	СТЭЦ, ОРУ-35 кВ, яч. 2	ТТ	А	GIF	29713-06	0,5S	200/5
			В	GIF			
			С	GIF			
		ТН	А	ТЮ7	25429-03	0,5	35000:√3/ 100:√3
			В	ТЮ7			
			С	ТЮ7			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
14	СТЭЦ, ОРУ-35 кВ, яч. 4	ТТ	А	ТОЛ-35	21256-03	0,5S	100/5
			В	ТОЛ-35			
			С	ТОЛ-35			
		ТН	А	ТЮ7	25429-03	0,5	35000:√3/ 100:√3
			В	ТЮ7			
			С	ТЮ7			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
15	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 5	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5S	300/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 УЗ	3344-04	0,5	6000:√3/ 100:√3
			В	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
			С	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
16	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 14	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5S	300/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 УЗ	3344-04	0,5	6000:√3/ 100:√3
			В	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
			С	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
17	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 23	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5S	400/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 УЗ	3344-04	0,5	6000:√3/ 100:√3
			В	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
			С	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.01		27524-04	0,5S/1,0	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
18	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 25	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5S	300/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 УЗ	3344-04	0,5	6000:√3/ 100:√3
			В	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
			С	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
19	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 27	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5S	600/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 УЗ	3344-04	0,5	6000:√3/ 100:√3
			В	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
			С	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
20	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 4	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,2S	600/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 УЗ	3344-04	0,5	6000:√3/ 100:√3
			В	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
			С	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
21	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 11	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5S	300/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 УЗ	3344-04	0,5	6000:√3/ 100:√3
			В	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
			С	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
22	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 24	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,2S	600/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 УЗ	3344-04	0,5	$6000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
			С	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
23	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 29	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,2S	600/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 УЗ	3344-04	0,5	$6000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
			С	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
24	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 30	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,2S	600/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 УЗ	3344-04	0,5	$6000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
			С	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
25	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 9	ТТ	А	ТПОЛ-10М	47958-11; 47958-16	0,2S	600/5
			В	ТПОЛ-10М			
			С	ТПОЛ-10М			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 УЗ	3344-04	0,5	$6000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
			С	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
26	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 20	ТТ	А	ТПОЛ-10М	47958-11	0,2S	600/5
			В	ТПОЛ-10М			
			С	ТПОЛ-10М			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 УЗ	3344-04	0,5	$6000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
			С	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
27	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 28	ТТ	А	ТПОЛ-10	47958-16	0,2S	750/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 УЗ	3344-04	0,5	$6000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
			С	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
28	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 17	ТТ	А	ТПОЛ-10	47958-11	0,5S	750/5
			В	ТПОЛ-10			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 УЗ	3344-04	0,5	$6000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
			С	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
29	КТП-6/0,4 кВ 400 кВА, ввод тр-ра 0,4 кВ	ТТ	А	ТШП-0,66 УЗ	47957-11	0,5S	100/5
			В	ТШП-0,66 УЗ			
			С	ТШП-0,66 УЗ			
		ТН	А	-	-	-	-
			В	-			
			С	-			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.09		36697-12	0,5S/1,0	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
31	ТГ-3	ТТ	А	ТШВ 15	84101-21	0,5	8000/5
			В	-			
			С	ТШВ 15			
		ТН	А	ЗНОМ-15-63М	46277-10	0,5	$6000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОМ-15-63М			
			С	ЗНОМ-15-63М			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—
32	ТГ-4	ТТ	А	ТШВ 15	84101-21	0,5	8000/5
			В	-			
			С	ТШВ 15			
		ТН	А	ЗНОМ-15-63	83843-21	0,5	$6000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОМ-15-63			
			С	ЗНОМ-15-63			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
33	ТГ-5	ТТ	А	ТШВ 15	84101-21	0,5	8000/5
			В	-			
			С	ТШВ 15			
		ТН	А	ЗНОМ-15-63	83843-21	0,5	$6000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОМ-15-63			
			С	ЗНОМ-15-63			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	—
34	ТГ-6	ТТ	А	ТШВ 15	84101-21	0,5	8000/5
			В	-			
			С	ТШВ 15			
		ТН	А	ЗНОМ-15-63	83843-21	0,5	$6000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОМ-15-63			
			С	ЗНОМ-15-63			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	—
35	ТГ-7	ТТ	А	ТШЛ 20-I	84100-21	0,5	8000/5
			В	-			
			С	ТШЛ 20			
		ТН	А	ЗНОМ-15-63	83843-21	0,5	$6000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОМ-15-63			
			С	ЗНОМ-15-63			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	—
36	ТГ-8	ТТ	А	ТШВ 15Б	84101-21	0,5	8000/5
			В	-			
			С	ТШВ 15Б			
		ТН	А	ЗНОМ-15-63	83843-21	0,5	$10000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОМ-15-63			
			С	ЗНОМ-15-63			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	—
36	ТГ-8	УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 0,6$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
	0,8	$\pm 1,1$	$\pm 0,8$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$
	0,5	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,5	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
	0,8	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,5	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	$\pm 2,2$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,5	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
12 – 19, 21, 28 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	$\pm 2,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,8	$\pm 2,7$	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$
	0,5	$\pm 4,9$	$\pm 3,1$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
12 – 16, 18, 19, 21, 28 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5) ГОСТ Р 52425-2005	0,8	$\pm 4,1$	$\pm 2,8$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
	0,5	$\pm 2,7$	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
17 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5) ГОСТ 26035-83	0,8	$\pm 4,9$	$\pm 3,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,5	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
12 – 19, 21, 28 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	$\pm 2,4$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,8	$\pm 3,0$	$\pm 2,2$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
	0,5	$\pm 5,1$	$\pm 3,4$	$\pm 2,7$	$\pm 2,7$
Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
12 – 16, 18, 19, 21, 28 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5) ГОСТ Р 52425-2005	0,8	$\pm 5,2$	$\pm 4,2$	$\pm 3,4$	$\pm 3,4$
	0,5	$\pm 4,0$	$\pm 3,5$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
17 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5) ГОСТ 26035-83	0,8	$\pm 6,1$	$\pm 3,7$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
	0,5	$\pm 4,4$	$\pm 2,8$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
20, 22 – 26 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	$\pm 1,1$	$\pm 0,8$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$
	0,8	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,5	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
20, 22 – 26 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$
	0,5	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
20, 22 – 26 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,8	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,5	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
20, 22 – 26 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
	0,5	$\pm 1,8$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
27 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	$\pm 1,4$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,8	$\pm 1,7$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,5	$\pm 2,3$	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
27 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5) ГОСТ Р 52425-2005	0,8	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,5	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
27 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	$\pm 1,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	0,8	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,5	$\pm 2,8$	$\pm 2,5$	$\pm 2,2$	$\pm 2,2$
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
27 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5) ГОСТ Р 52425-2005	0,8	$\pm 4,0$	$\pm 3,8$	$\pm 3,6$	$\pm 3,6$
	0,5	$\pm 3,7$	$\pm 3,4$	$\pm 3,4$	$\pm 3,4$
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
29 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН -)	1,0	$\pm 2,0$	$\pm 1,0$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
	0,8	$\pm 2,6$	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
	0,5	$\pm 4,7$	$\pm 2,8$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
29 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН -)	0,8	$\pm 4,0$	$\pm 2,6$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,5	$\pm 2,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
29 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН -)	1,0	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
	0,8	$\pm 2,9$	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,5	$\pm 4,9$	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
29 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН -)	0,8	$\pm 5,1$	$\pm 4,0$	$\pm 3,6$	$\pm 3,6$
	0,5	$\pm 4,0$	$\pm 3,4$	$\pm 3,3$	$\pm 3,3$
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
31 – 36 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	$\pm 1,8$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
	0,8	-	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$
	0,5	-	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
31 – 36 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	$\pm 4,6$	$\pm 2,6$	$\pm 2,1$
	0,5	-	$\pm 2,7$	$\pm 1,8$	$\pm 1,5$
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
31 – 36 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
	0,8	-	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
	0,5	-	$\pm 5,7$	$\pm 3,3$	$\pm 2,7$
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
31 – 36 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	$\pm 5,5$	$\pm 4,0$	$\pm 3,7$
	0,5	-	$\pm 4,1$	$\pm 3,5$	$\pm 3,4$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания					
1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$.					
2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	35
Нормальные условия применения: параметры сети: - температура окружающей среды, °С: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$	от +20 до +25 от 99 до 101 от 1 до 120
Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ: диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчика электроэнергии - для ИВК относительная влажность воздуха при +30°С, %, не более атмосферное давление, кПа	от -40 до +50 от +10 до +35 от +15 до +30 90 от 84,0 до 106,7
Рабочие условия применения АИИС КУЭ: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1 – 29 - сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 31 – 36 - коэффициент мощности - частота, Гц Индукция магнитного поля внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,6 до 50,4 0,5
Параметры электрического питания средств приема-передачи данных: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±10 50,0±0,2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Среднее время наработки на отказ компонентов АИИС КУЭ, ч, не менее - измерительных трансформаторов тока - измерительных трансформаторов напряжения - счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - УСПД ЭКОМ-3000Т - сервера	4000000 400000 165000 90000 90000 286800
Среднее время восстановления АИИС КУЭ, ч, не более	24
Средний срок службы АИИС КУЭ, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра на систему АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, /экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТБМО-110	30
	ТГМ-110	3
	ТОЛ-35	6
	GIF-36	3
	ТПОЛ-10	25
	ТПОЛ-10М	6
	ТШП-0.66	3
	ТШВ 15	8
	ТШВ 15Б	2
	ТШЛ 20	1
	ТШЛ 20-І	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110	6
	ТЮ 7	6
	ЗНОЛ.06	9
	ЗНОМ-15-63	18
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	34
	СЭТ-4ТМ.03	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000Т	1
Сервер баз данных	Виртуальная машина Microsoft Hyper-V	1
Формуляр	ТЕ.411711.402.04.ФО	1
Эксплуатационная документация	ТЕ.411711.402.04-ЛУ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Сосногорская ТЭЦ, аттестованном ФБУ «НИЖЕГОРОДСКИЙ ЦСМ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 01.00269-2013.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения
ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»
(ООО «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»)
ИНН 7705803916
Адрес: 121421. г. Москва, ул. Рябиновая д.26, стр.2
Юридический адрес: 115230, г. Москва, Хлебозаводский пр-д, д.7, стр. 9
Телефон/факс: +7 (495) 795-09-30
Web-сайт: www.telecor.ru
E-mail: info@telecor.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области»

(ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)

Адрес: 603950. г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д. 1

Телелфон/факс: 8- 800-200-22-14

Web-сайт: <http://www.nncsm.ru>

E-mail: mail@nncsm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации 30011-13 в Реестре аккредитованных лиц

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ»

(ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

ИНН 7456013961

Юридический адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-кт Ленина, д. 124, офис 15

Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр.2, помещ. 1, нежилые помещ. 34, 38, 39, 41

Телефон: +7 (3519) 450-490

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312601

Регистрационный № 73808-19

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока измерительные ТТЕ и ТТЕ-А 0,66 кВ

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока измерительные ТТЕ и ТТЕ-А 0,66 кВ (далее по тексту – трансформаторы) предназначены для преобразований и передачи сигналов измерительной информации приборам коммерческого учета, измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов заключается в преобразовании переменного тока промышленной частоты в переменный ток для измерения с помощью стандартных измерительных приборов, а также обеспечении гальванического разделения измерительных приборов от цепи высокого напряжения.

Конструкция трансформаторов представляет собой кольцевой магнитопровод с вторичной обмоткой, заключенный в пластмассовый изолирующий корпус. В качестве первичной обмотки используют шину или кабель, устанавливаемые в окне магнитопровода трансформаторов.

На корпусе трансформатора имеются клеммные зажимы, гальванически соединенные с выводами вторичной обмотки, а также вывод напряжения для модификации со встроенной шиной. Все клеммы расположены под защитной крышкой, которая опломбирована от несанкционированного вмешательства.

По принципу конструкции трансформаторы являются шинными и имеют следующие модификации:

Модификации ТТЕ-А и ТТЕ-S имеют первичную обмотку, выполненную в виде встроенной шины, которая, имеет внутреннее электрическое соединение с клеммой напряжения «V», расположенной под защитной крышкой со средствами для пломбирования.

Модификации ТТЕ-30, ТТЕ-30М, ТТЕ-40, ТТЕ-60, ТТЕ-85, ТТЕ-100, ТТЕ-125 и ТТЕ-125В не имеют встроенной первичной обмотки, в качестве таковой в окне магнитопровода трансформаторов тока крепятся шина или кабель соответствующего размера.

Обозначение трансформаторов в зависимости от модификации приведено на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на трансформаторы не предусмотрено.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносят на корпус трансформатора методом лазерной маркировки под прозрачной крышкой.

TTE-	XX-	XXX/	X-	X	EKF	
						зарегистрированный товарный знак изготовителя
						класс точности
						номинальный вторичный ток трансформатора $I_{2ном}$, А
						номинальный первичный ток трансформатора $I_{1ном}$, А
						А – модель со встроенной первичной обмоткой
						S – трансформатор тока с поворотной шиной
						30; 30M; 40; 60; 85; 100; 125; 125B – модели, отличающиеся массой, габаритными размерами и преобразуемыми токами, без встроенной первичной обмотки
						Трансформатор тока

Рисунок 1 – Структурная схема условного обозначения трансформатора

Общий вид трансформаторов представлен на рисунках 2–8. Место нанесения пломбировки и знака утверждения типа указаны на рисунке 4. Место нанесения заводского номера и место пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунках 5–8.



Рисунок 2 – Внешний вид трансформатора ТТЕ-А, без клеммы напряжения



Рисунок 3 – Внешний вид трансформатора ТТЕ-А, с клеммой напряжения под защитной крышкой

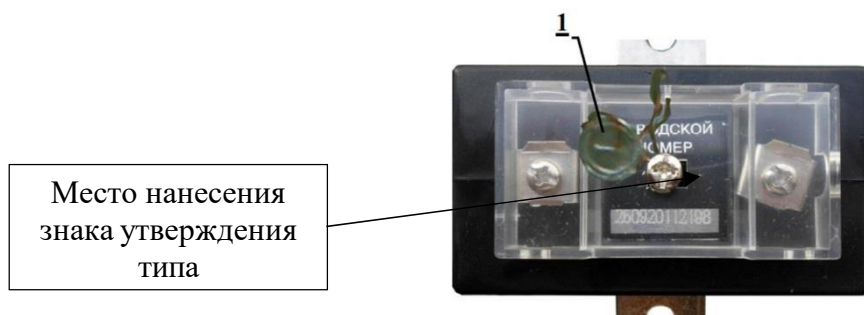


Рисунок 4 – Вид сверху трансформатора ТТЕ-А, место нанесения знака утверждения типа и место пломбировки

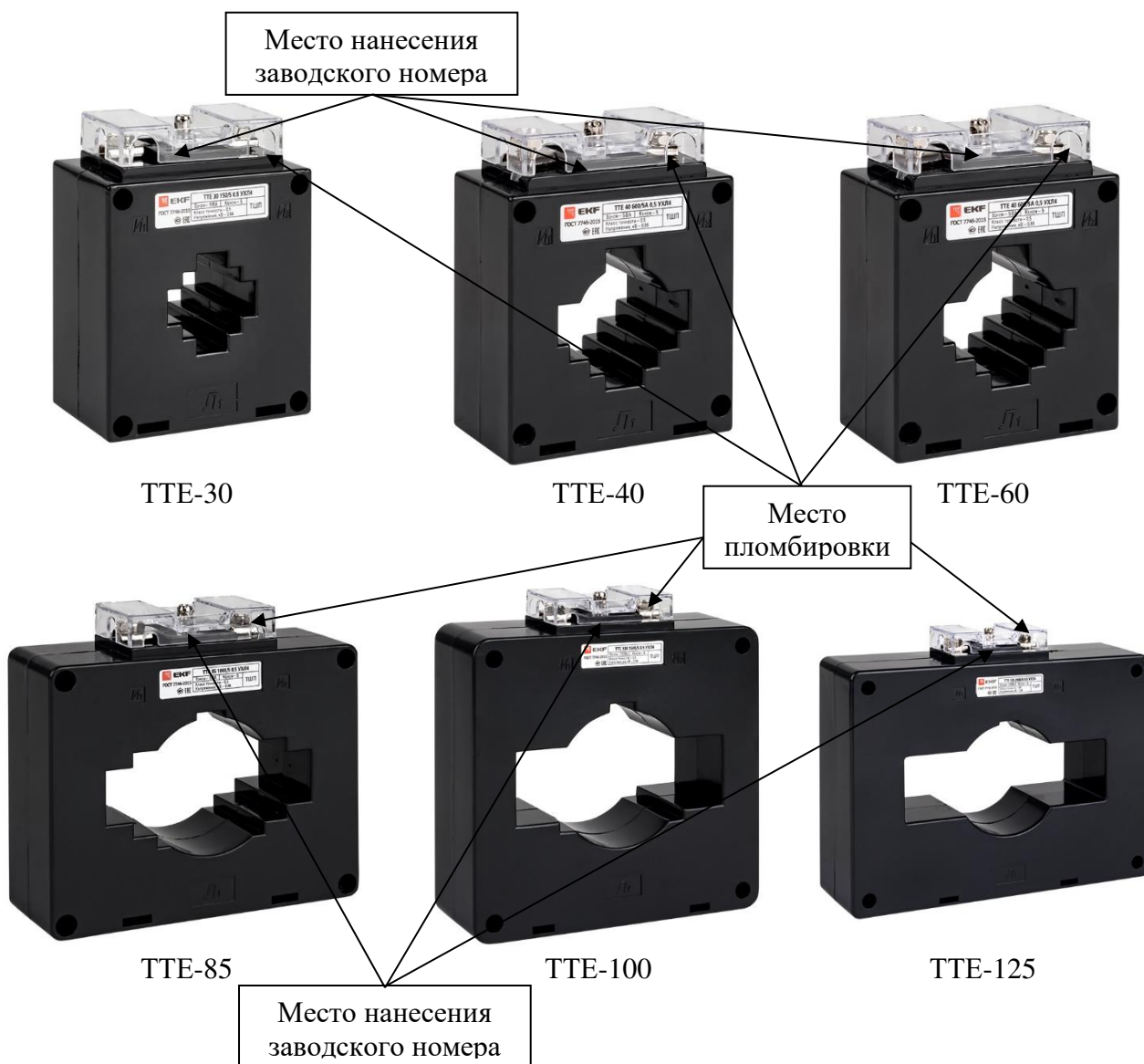


Рисунок 5 – Внешний вид трансформаторов ТТЕ-30, ТТЕ-40, ТТЕ-60, ТТЕ-85, ТТЕ-100, ТТЕ-125, место нанесения заводского номера и место пломбировки

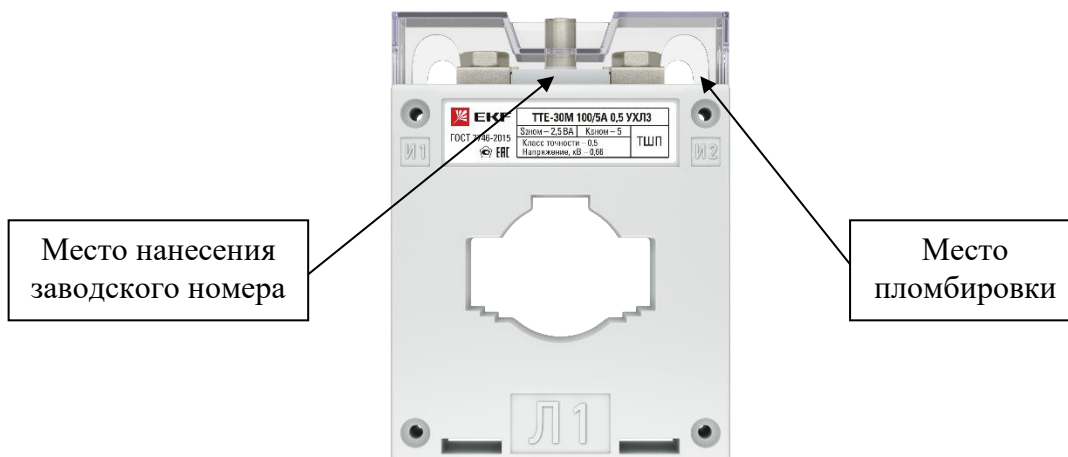


Рисунок 6 – Внешний вид трансформатора ТТЕ-30М, места нанесения заводского номера и место пломбировки

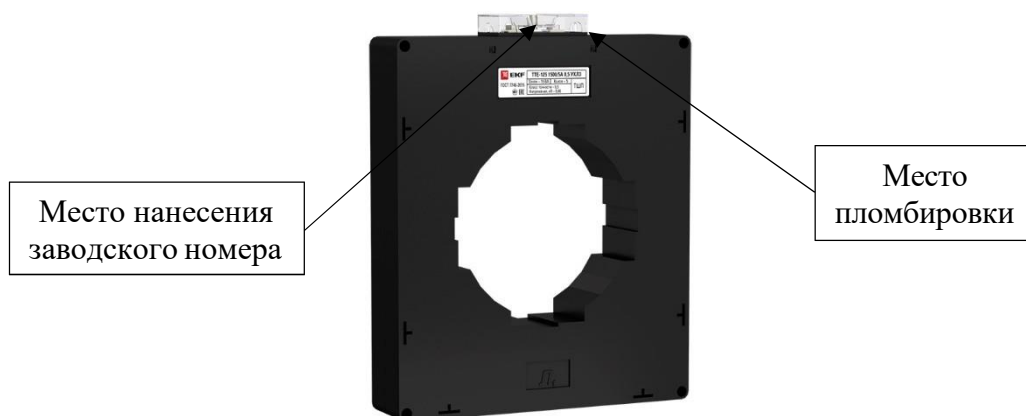


Рисунок 7 – Внешний вид трансформатора ТТЕ-125В, места нанесения заводского номера и место пломбировки

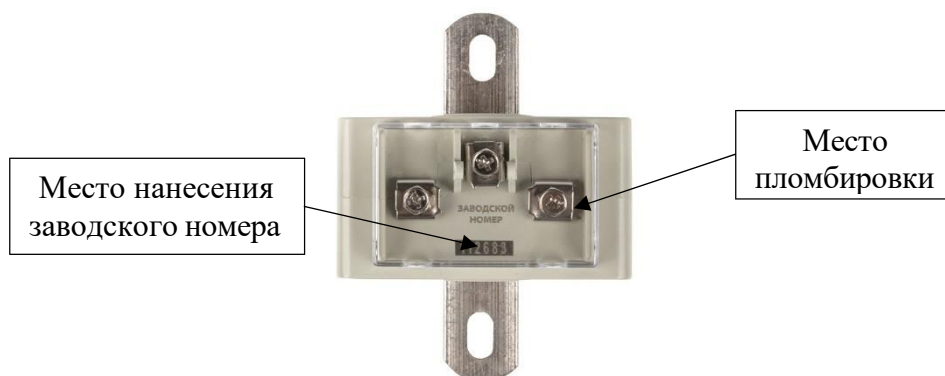


Рисунок 8 – Внешний вид трансформатора ТТЕ-S, места нанесения заводского номера и место пломбировки

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение									
Модификация трансформаторов	TTE-A	TTE-30	TTE-40	TTE-60	TTE-85	TTE-100	TTE-125	TTE-30M	TTE-125B	TTE-S
Номинальное напряжение трансформатора $U_{ном}$, кВ	0,66									
Наибольшее напряжение трансформатора, кВ	0,72									
Номинальная частота напряжения сети, $f_{ном}$, Гц	50									
Номинальный первичный ток, А	5; 10 15; 20; 25 30; 40 50; 60 75; 80 100 120 125 150 200 250 300 400 500 600 750 800 1000	100	100					100		5; 10 15; 20 30; 40 50 75; 80 100 150 200 250 300 400 500 600 750 800 1000

Наименование характеристики	Значение									
Модификация трансформаторов	TTE-A	TTE-30	TTE-40	TTE-60	TTE-85	TTE-100	TTE-125	TTE-30M	TTE-125B	TTE-S
					1200 1500	1200 1500 1600 2000 2250 2500 3000	1500 1600 2000 2250 2500 3000 4000 5000		1500 2000 2500 3000 4000 5000	
Номинальный вторичный рабочий ток $I_{2ном}$, А	5									
Номинальная полная мощность вторичной нагрузки $S_{2ном}$, В·А	1,25; 2,5; 5; 10; 15									
Класс точности	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S									
Номинальный коэффициент безопасности $K_{бном}$	5									
Испытательное одноминутное напряжение частотой 50 Гц, кВ	3									

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации	
Диапазон рабочих температур, °С - ТТЕ-А, ТТЕ-30, ТТЕ-60, ТТЕ-30М, ТТЕ-40, ТТЕ-85, ТТЕ-100, ТТЕ-125, ТТЕ-125В; - ТТЕ-S	от -45 до +50 от -45 до +45
Относительная влажность при +25 °С, %, не более	98
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Диапазон температур транспортирования и хранения, °С	от -50 до +55
Габаритные размеры и масса	
Масса, кг, не более - ТТЕ-А, ТТЕ-S, ТТЕ-30, ТТЕ-60, ТТЕ-30М - ТТЕ-40 - ТТЕ-85 - ТТЕ-100 - ТТЕ-125, ТТЕ-125В	0,60 0,38 0,75; 0,82; 0,89; 0,99; 1,02 0,80; 0,85; 0,94; 1,10; 1,16 1,00; 1,15; 1,45; 1,60; 1,90; 2,20
Габаритные размеры (длина×высота×ширина), мм, не более - ТТЕ-30 - ТТЕ-30М - ТТЕ-40 - ТТЕ-60 - ТТЕ-85 - ТТЕ-100 - ТТЕ-125 - ТТЕ-125В - ТТЕ-А от 5/5А до 300/5А - ТТЕ-А от 400/5А до 500/5А - ТТЕ-А от 600/5А до 1000/5А - ТТЕ-S от 100/5А до 300/5А с клеммой напряжения - ТТЕ-S от 400/5А до 600/5А с клеммой напряжения - ТТЕ-S от 750/5А до 1000/5А с клеммой напряжения	75×98×42 60×79×37 75×98×42 101×127×42 128×119×42 144×152×45 186×150×48 190×220×43 87×103×120 87×103×118 87×103×118 83×103×120 83×103×118 83×103×118

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	25
Средняя наработка на отказ, ч, не более	230000

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист паспорта и методом трафаретной печати со слоем защитного покрытия на табличку на корпусе трансформаторов тока.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Трансформатор тока	ТТЕ; ТТЕ-А	1
Держатели для крепления на шине (кроме модификации ТТЕ-А и ТТЕ-S)	—	2
Держатели для крепления на монтажной панели	—	4
Винты для крепления на шине (кроме модификации ТТЕ-А)	—	2
Крепёжная планка для крепления	—	1
Пластиковые наконечники для винтов	—	2
Паспорт	—	1
Упаковочная коробка	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Устройство и принцип действия» руководства по эксплуатации «Трансформаторы тока измерительные на напряжение 0,66 кВ типа ТТЕ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»

ГОСТ 7746-2015 «Межгосударственный стандарт. Трансформаторы тока. Общие технические условия»

ГОСТ 8.217-2024 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»

ТУ 271142-122-52681400-2024 Трансформаторы тока измерительные ТТЕ и ТТЕ-А 0,66 кВ. Технические условия

Изготовитель

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

ИНН 7721403552

Адрес: 127273, г. Москва, ул. Отрадная, д. 2Б, стр. 9, эт. 5

Телефон (факс): +7 (495) 788-88-15

E-mail: info@ekf.su

Web-сайт: <http://ekfgroup.com>

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13

В части вносимых изменений

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

(ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

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

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

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

Регистрационный № 65215-16

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1223

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1223 (далее – СИКНП) предназначена для автоматических измерений массы нефтепродуктов.

Описание средства измерений

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

СИКНП представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из двух независимых технологических блоков для измерений количества нефтепродуктов, общего блока контрольной измерительной линии и общего блока подключения передвижной поверочной установки. Каждый технологический блок состоит из блока фильтров, блока измерительных линий, блока отбора проб, блока регулирования давления, системы сбора, обработки информации и управления и системы дренажа нефтепродуктов. Монтаж и наладка СИКНП осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКНП и эксплуатационными документами на ее измерительные компоненты.

Каждый блок измерительных линий состоит из двух рабочих и одной контрольно-резервной измерительных линий, блок контрольной измерительной линии состоит из одной контрольной измерительной линии.

Все измерительные компоненты (средства измерений) и оборудование СИКНП размещены в отапливаемых помещениях.

В составе СИКНП функционально выделены измерительные каналы (ИК) массы и массового расхода нефтепродуктов.

В состав СИКНП 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 – Измерительные компоненты

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF 400 с преобразователями серии 2700 (далее – СРМ)	45115-10
Датчики температуры 644	39539-08
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	52638-13
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400	57762-14
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 (далее – ИВК)	75139-19
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-400	15773-11

В состав СИКНП входят показывающие средства измерений температуры и давления утвержденных типов.

СИКНП обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массы нефтепродуктов по каждому блоку измерительных линий прямым методом динамических измерений за установленные интервалы времени;
- автоматические измерения плотности нефтепродуктов в каждом блоке отбора проб;
- измерения давления и температуры нефтепродуктов автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик рабочих СРМ, входящих в состав ИК массы и массового расхода нефтепродуктов, с применением контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного, или контрольного СРМ, входящего в состав общего блока контрольной измерительной линии;
- определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефтепродуктов и проведение контроля метрологических характеристик СРМ, входящих в состав ИК массы и массового расхода нефтепродуктов, с применением передвижной поверочной установки в автоматизированном режиме;
- автоматический и ручной отбор проб нефтепродуктов согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматические измерения объемного расхода нефтепродуктов в каждом блоке отбора проб;
- автоматический контроль параметров измеряемой среды (нефтепродуктов), их индикация и сигнализация нарушений установленных границ, регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- защита информации от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа.

Для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут повлиять на результат измерений, конструкцией СРМ, входящих в состав ИК массы и массового расхода нефтепродуктов, предусмотрены места установки пломб, несущих знаки поверки, которые наносятся методом давления на две свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на противоположных фланцах первичного измерительного преобразователя массового расхода

CMF 400, и одну свинцовую (пластмассовую) пломбу, установленную на контровочной проволоке, охватывающей корпус преобразователя серии 2700.

Места установки пломб для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства представлены на рисунках 1 и 2.

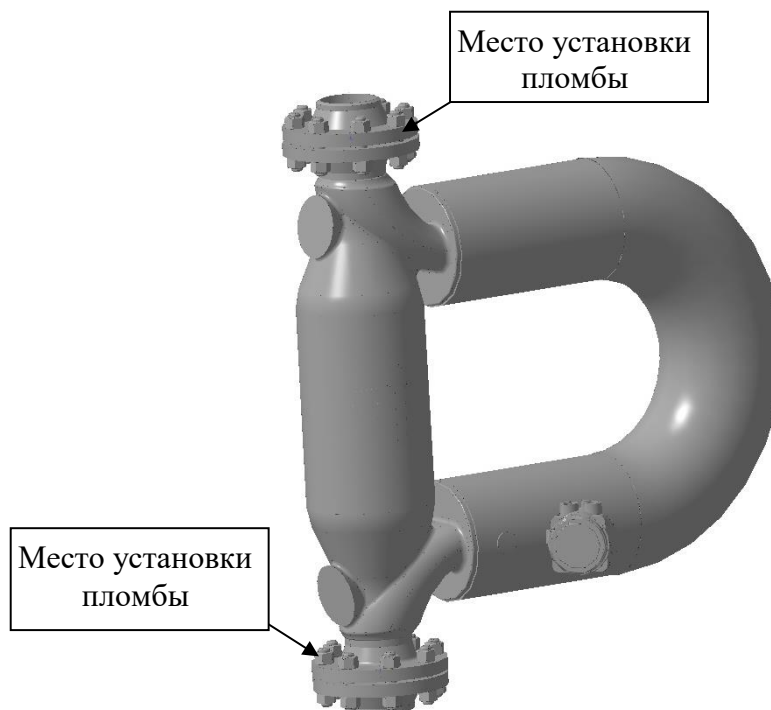


Рисунок 1 – Места установки пломб для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства первичного измерительного преобразователя массового расхода CMF 400



Рисунок 2 – Место установки пломбы для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства преобразователя серии 2700

Единичный экземпляр СИКНП имеет заводской № 646.

Заводской номер СИКНП нанесен графическим методом на маркировочную табличку, установленную на стене блочно-модульного здания технологического блока СИКНП.

Возможность нанесения знака поверки на СИКНП не предусмотрена.

Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНП (ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора) обеспечивает реализацию функций СИКНП. ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях СИКНП в целях утверждения типа.

Наименование ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО АРМ оператора «ФОРВАРД»			ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1	PX.7000.01.09
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	30747EDB	F8F39210	1B8C4675
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32	CRC32	CRC32

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКНП приведены в таблицах 3, 4 и 5.

Таблица 3 – Состав и метрологические характеристики ИК массы и массового расхода нефтепродуктов СИКНП

Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
		Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
ИК массы и массового расхода нефтепродуктов	6 (блоки измерительных линий), 1 (блок контрольной измерительной линии)	СРМ	ИВК	от 56 до 400 т/ч	$\pm 0,25\%$ ¹⁾ , $\pm 0,20\%$ ²⁾
¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтепродуктов с рабочим СРМ и контрольно-резервным СРМ, применяемым в качестве резервного. ²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефтепродуктов с контрольным СРМ и контрольно-резервным СРМ, применяемым в качестве контрольного.					

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода измеряемой среды (нефтепродуктов), т/ч	от 56 до 400*
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы измеряемой среды (нефтепродуктов), %	$\pm 0,25$
*Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКНП и не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Нефтепродукты по ГОСТ 32511-2013 «Межгосударственный стандарт. Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия» и ГОСТ 32513-2013 «Межгосударственный стандарт. Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	7 (4 рабочие, 2 контрольно-резервные, 1 контрольная)

Наименование характеристики	Значение
Избыточное давления измеряемой среды, МПа:	
- рабочее	0,7
- минимально допустимое	0,5
- максимально допустимое	1,5
- расчетное	1,5
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от –20 до +50
Диапазон вязкости кинематической измеряемой среды, мм ² /с (сСт)	от 1,2 до 9
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 710 до 860
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКНП	периодический, автоматизированный
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	380±38 (трехфазное)
- частота переменного тока, Гц	220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации:	
- диапазон температуры наружного воздуха, °С	от –40 до +39
- температура воздуха в помещении блочно-модульного здания технологического блока, °С, не ниже	+10
- диапазон температуры воздуха в помещении операторной, °С	от +18 до +25

Знак утверждения типа

наносится в правом верхнем углу титульного листа инструкции по эксплуатации СИКНП типографским способом и на маркировочную табличку графическим методом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНП приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность СИКНП

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1223, заводской № 646	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1223» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2023.46548).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)
ИНН 7736545870

Адрес места осуществления деятельности: 105187, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53,
к. 15

Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47а
Телефон: +7 (495) 221-10-50
Факс: +7 (495) 221-10-51
Web-site: www.imsholding.ru
E-mail: ims@imsholding.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»)
ИНН 7809022120

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

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Телефон: +7 (843) 272-70-62
Факс: +7 (843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592

В части вносимых изменений

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

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, 19
Адрес места осуществления деятельности: 420088, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. 2-я Азинская, д. 7«а»

Телефон (факс): (843) 272-70-62, (843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniim.ru
E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314555

Регистрационный № 83959-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Топкинский цемент

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Топкинский цемент (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации через удаленный АРМ энергосбытовой организации в ПАК АО «АТС», ПАО «Кузбассэнергосбыт», Сетевую организацию, филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ. Полученные данные и результаты измерений используются для коммерческих расчетов с энергосбытовыми организациями и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) (для ИК №№ 1 – 18, 20), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) (для ИК №№ 1 – 16, 20), счетчики электрической энергии и вторичные измерительные цепи.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) (для ИК №№ 1 – 16) включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации системного времени (УССВ) с приемником сигналов ГЛОНАСС/GPS и встроенным сервером NTP, средства приема-передачи данных (модемы, каналобразующая аппаратура).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя ЭВМ в серверном исполнении для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений, прикладное программное обеспечение (программа опроса и коммерческого учета, баз данных, технические средства приема-передачи данных (каналобразующая аппаратура), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, удаленное автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации (ЭСО).

Основными функциями АИИС КУЭ являются:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

- один раз в сутки и по запросу сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии со счетчиков (ИИК), с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах электроэнергии и журналов событий в базе данных сервера ИВК в течение не менее 3,5 лет (для 30 минутных приращений энергии);
- резервирование баз данных на DVD-дисках;
- разграничение доступа посредством паролей к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- конфигурирование параметров и настроек АИИС КУЭ;
- защита от несанкционированного доступа маркированием и пломбированием узлов системы;
- подготовку данных по результатам измерений в XML-формате для их передачи по электронной почте через удаленный АРМ ЭСО в ПАК АО «АТС», ПАО «Кузбассэнергосбыт», Сетевую организацию, филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ;
- ведение журнала событий технических и программных средств (счетчики, УСПД, линии связи, ПК «Энергосфера») на сервере ИВК, УСПД и счетчиках;
- ведение системы единого времени.

Принцип действия:

Для ИК №№ 1 – 16, 20 первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. Для ИК №№ 17, 18 первичные фазные токи преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы и напряжение с шины 0,4 кВ по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. Для ИК №№ 19, 21 первичные фазные токи и напряжение 0,4 кВ по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии.

Счетчики производят измерения и вычисления полученной активной и реактивной энергии и мощности. Интервал времени усреднения мощности для коммерческого учета установлен равным 30 минут. Счетчики автоматически записывают в память измеренные величины (активной и реактивной энергии), с интервалом усреднения 30 минут, на глубину не менее 45 суток (в соответствии с техническими требованиями АО «АТС» Приложение 11.1). В памяти счетчика хранятся два четырехканальных (актив/реактив, прием/отдача) независимых массива профиля мощности. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе и их последовательность, определяются при программировании счетчика.

Для ИК №№ 1 – 16 по запросу или в автоматическом режиме измерительная информация и журналы событий по счетчикам электрической энергии направляются на УСПД. В УСПД собранная информация консолидируется и далее по автоматическим запросам передается на сервер ИВК. Для ИК №№ 17 – 21 по запросу или в автоматическом режиме измерительная информация и журналы событий по счетчикам электрической энергии направляются напрямую на сервер ИВК. Для всех ИК вычисление величин потребления электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения производится с помощью программного обеспечения ПК «Энергосфера» на сервере ИВК. Просмотр полученной информации об электропотреблении по всем ИК доступен на автоматизированном рабочем месте.

С ИВК АИИС КУЭ данные через удаленный АРМ ЭСО передаются в ПАК АО «АТС», ПАО «Кузбассэнергосбыт», Сетевую организацию, филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). В СОЕВ входят все средства измерений времени (встроенные часы счетчиков, УСПД, сервера, УССВ), влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные

характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени.

На уровне ИВКЭ СОЕВ организована с помощью подключенного к УСПД устройства синхронизации системного времени ЭНКС-2 с приемником сигналов ГЛОНАСС/GPS и встроенным сервером NTP.

Коррекция внутренних часов УСПД происходит по протоколу синхронизации NTP по сети Ethernet при расхождении часов УСПД и УССВ более чем на ± 1 с (программируемый параметр).

Коррекция часов сервера ИВК происходит при расхождении часов сервера ИВК и УСПД более чем на ± 1 с (программируемый параметр).

Часы счетчиков ИК №№ 1 – 16 синхронизируются от часов УСПД с периодичностью не реже 1 раза в сутки, коррекция часов счетчиков ИК проводится при расхождении времени счетчика ИК и времени УСПД более чем на ± 2 с (программируемый параметр). Часы счетчиков ИК №№ 17 – 21 синхронизируются от часов сервера ИВК с периодичностью не реже 1 раза в сутки, коррекция часов счетчиков ИК проводится при расхождении времени счетчика ИК и времени сервера ИВК более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже ± 5 с/сут.

Нанесение заводского номера и знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 25. Заводской номер указывается в формуляре-паспорте на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в формуляре-паспорте на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (СПО) ПК «Энергосфера». Уровень защиты СПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть СПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты						Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УССВ	Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110/35/6 кВ «Топкинская», ЗРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, яч. №8, ВЛ 35 кВ ф 35-А-23	ТОЛ-СЭЩ-35 300/5, КТ 0,5S Рег. № 40086-08	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	HPE ProLiant DL360	Активная Реактивная	±1,6 ±2,9	±2,1 ±3,5
2	ПС 110/35/6 кВ «Топкинская», ЗРУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, яч. №6, ВЛ 35 кВ ф 35-А-22	ТФМ-35-П 200/5, КТ 0,5 Рег. № 17552-98	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная Реактивная	±1,7 ±3,0	±2,3 ±3,8
3	ПС 110/35/6 кВ «Топкинская», ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. №28, ф 6-28-К	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная Реактивная	±1,7 ±3,0	±2,3 ±3,8
4	ПС 110/35/6 кВ «Топкинская», ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. №23, ф 6-23-СО	ТПОЛ-10 800/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная Реактивная	±1,7 ±3,0	±2,3 ±3,8
5	ПС 110/35/6 кВ «Топкинская», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. №12, ф 6-12-ДО	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-01	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная Реактивная	±1,7 ±3,0	±2,3 ±3,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	ПС 110/35/6 кВ «Топкинская», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №7, ф 6-7-С	ТОЛ 10-1 200/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-01	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	HPE ProLiant DL360	Активная Реактивная	±1,7 ±3,0	±2,3 ±3,8
7	ПС 110/35/6 кВ «Топкинская», ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. №26, ф 6-26-СО	ТПОЛ-10 800/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная Реактивная	±1,7 ±3,0	±2,3 ±3,8
8	ПС 110/35/6 кВ «Топкинская», ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. №25, ф 6-25-К	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная Реактивная	±1,7 ±3,0	±2,3 ±3,8
9	ПС 110/35/6 кВ «Топкинская», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. №14, ф 6-14-К	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная Реактивная	±1,7 ±3,0	±2,3 ±3,8
10	ПС 110/35/6 кВ «Топкинская», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №9, ф 6-9-ДО	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-01	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная Реактивная	±1,7 ±3,0	±2,3 ±3,8
11	ПС 110/35/6 кВ «Топкинская», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. №18, ф 6-18-ЦМ	ТПОЛ-10 1500/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная Реактивная	±1,7 ±3,0	±2,3 ±3,8
12	ПС 110/35/6 кВ «Топкинская», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №11, ф 6-11-К	ТОЛ 10-1 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-01 Рег. № 15128-03	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная Реактивная	±1,7 ±3,0	±2,3 ±3,8
13	ПС 110/35/6 кВ «Топкинская», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш., яч. №15, ф 6-15-ЦМ	ТПОЛ 10 1500/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная Реактивная	±1,7 ±3,0	±2,3 ±3,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
14	ПС 110/35/6 кВ «Топкинская», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. №8, ф 6-8-ПО	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	HPE ProLiant DL360	Активная	±1,7	±2,3
15	ПС 110/35/6 кВ «Топкинская», ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. №29, ф 6-29-ПО	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Реактивная	±3,0	±3,8
16	ПС 110/35/6 кВ «Топкинская», ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. №34, ф 6-34-ЦМ	ТПОЛ 10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,7	±2,3
17	ТП Водозабор 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод №1 0,4 кВ	ТТИ 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	-			Реактивная	±3,0	±3,8
18	ТП Водозабор 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод №2 0,4 кВ	ТТИ 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18				Активная	±1,3	±3,2
19	ВРУ-0,4 кВ ООО «Газпром Трансгаз Томск», Ввод от ВЛ-0,4 кВ фидер ГРС	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.22 КТ 1,0/2,0 Рег. № 50460-18				Реактивная	±2,7	±5,5
20	РУ-6 кВ АБК ООО «Сибцремонт», Ввод 6 кВ	ТПЛ-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18				Активная	±1,3	±3,2
21	РУ-0,4 кВ Автогараж ООО «Сибцремонт», Ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.22 КТ 1,0/2,0 Рег. № 50460-18				Реактивная	±2,8	±5,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), (Δ), с, не более									±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой); 2 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95; 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электроэнергии от 0 до плюс 40 °С; 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик; 5 Допускается замена УСПД на аналогичное, утвержденного типа; 6 Допускается замена УССВ на аналогичное, утвержденного типа; 7 Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 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.										

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	21
Нормальные условия: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ, °C - температура окружающей среды для ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от -45 до +50 от -45 до +40 от -45 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М.01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05МК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД (ЭКОМ-3000): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ (ЭНКС-2): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 165000 2 75000 24 35000 1 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, суток, 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 Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 45 3,5

Надежность системных решений:

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

- резервирование каналов связи со счетчиками;

- резервирование используемых серверов.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование: счетчиков;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательных коробок;

- УСПД;

- УССВ;

- сервера;

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

- счетчиков;

- УСПД;

- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);

- УСПД (функция автоматизирована);

- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);

- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерение приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);

- сбора результатов измерений – 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 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	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформатор тока	ТПОЛ-СЭЩ-35	2
Трансформатор тока	ТФМ-35-II	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	20
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	8

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	ТТИ	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	16
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ-05МК	5
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Сервер	HPE ProLiant DL360	1
Формуляр-паспорт	01.2021.032-АУ.ФО-ПС (изменение от 07.08.2025 г.)	1
Руководство по эксплуатации	01.2021.032-АУ.РЭ (изменение от 07.08.2025 г.)	1
Методика поверки	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ Топкинский цемент, аттестованном ФБУ «Кузбасский ЦСМ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310473.

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 «Топкинский цемент»

(ООО «Топкинский цемент»)

ИНН 4229004316

Юридический адрес: 652300, Кемеровская область – Кузбасс, м.о. Топкинский, г. Топки, тер. Промплощадка ООО Топкинский цемент

Телефон: (384-54) 380-10

Факс: (384-54) 380-26

Web-сайт: www.sibcem.ru

E-mail: topcem@sibcem.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Сибэнергоконтроль»

(АО «Сибэнергоконтроль»)

ИНН: 4205290890

Адрес: 650992, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, пр-кт Советский, д. 6, офис 37

Телефон: (3842) 59-25-92

E-mail: sibencontrol@mail.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области - Кузбассе»

(ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

Адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Телефон: (384-2) 36-43-89

Факс: (384-2) 75-88-66

Web-сайт: www.kuzcsm.ru, www.кузцсм.рф

E-mail: info@kuzcsm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312319

Регистрационный № 93464-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Амурская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Амурская (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Факт корректировки времени отражается в журналах событий счётчиков, УСПД и сервера ИВК с указанием времени (включая секунды) корректируемого и корректирующего компонентов в момент, предшествующий коррекции и величины коррекции.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Заводской номер АИИС КУЭ 056.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование СПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) СПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор СПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe
Примечание – алгоритм вычисления цифрового идентификатора СПО – MD5.	

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-220 кВ, 2С 220 кВ, яч. №16, КВЛ 220 кВ Амурская - ГПП	ТОГФ кл.т. 0,2S Ктт 1000/1 рег. № 82676-21	ДФК-245 кл.т. 0.2 Ктн (220000/√3)/(100/√3) рег. № 80254-20	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАЗ ИЕС DAS рег. № 65921-16 / СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-110 кВ, 1С 110 кВ, яч. №3, ВЛ 110 кВ Амурская - Новый ЦП I цепь	TG кл.т. 0,2S Ктт 600/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т. 0.2 Ктн (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	
3	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-110 кВ, 2С 110 кВ, яч. №6, ВЛ 110 кВ Амурская - Новый ЦП II цепь	TG кл.т. 0,2S Ктт 600/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т. 0.2 Ктн (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	

Примечания

1. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,3	0,8	0,6	0,6
	0,5	2,1	1,3	1,0	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,0	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,6	1,0	0,8	0,8
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,5	1,2	0,9	0,9
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,4	2,0	1,7	1,7
	0,5	2,0	1,6	1,5	1,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	3
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(2) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1(2) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - средняя наработка на отказ, ч, не менее: для счетчиков СТЭМ-300 - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - средняя наработка на отказ, ч, не менее УССВ ИВК: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000 72 140000 100000
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	125 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

- коррекции времени.
- в журналах событий УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - выключение и включение УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - выводов измерительных трансформаторов тока;
 - счетчиков;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - пароль на счетчиках;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОГФ	3
Трансформаторы тока	TG	6
Трансформаторы напряжения емкостные	ДФК-245	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ	6
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	СТЭМ-300	3
Устройства сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	1
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1
Формуляр	ЭСТ.020.ФСК.01.2026-ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Амурская», аттестованном ООО «Энергостандарт», г. Хабаровск, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314710 от 28.03.2024 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Стадии создания»

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»

(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

Факс: +7 (495) 664-81-33

E-mail: info@fsk-ees.ru

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»

(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

Факс: +7 (495) 664-81-33

E-mail: info@fsk-ees.ru

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

ИНН 7722844084

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

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

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

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»

(ООО «Энергостандарт»)

ИНН 2724235650

Адрес: 680014, г. Хабаровск, ул. Промышленная, д. 3, оф. 312, оф. 314

Телефон: +7 (962) 500-81-51

E-mail: estandart27@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314580

Регистрационный № 82195-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» НчЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» НчЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctional, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

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), multifunctional счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи;

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) и технические средства приема-передачи данных;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер ИВК, устройства синхронизации системного времени (УССВ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0»

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов без учета коэффициентов трансформации, 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:

– 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.

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется преобразование измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление, хранение и передача накопленных данных по выбранному ИВК каналу связи (проводные линии, GSM канал, сеть Ethernet), на верхний уровень системы.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации во внешние программно-аппаратные комплексы потребителей, сбытовых организаций, АИИС КУЭ смежных субъектов на оптовом и розничном рынке электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с регламентом.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя два сервера точного времени (основной и резервный в холодном режиме), на основе ГЛОНАСС-приемника типа СТВ-01 (Регистрационный №86603-22), таймеры УСПД, сервера ИВК и счетчиков. Сравнение времени сервера ИВК с таймером приемника осуществляется 1 раз в час, синхронизация производится при расхождении показаний таймеров приемника и сервера ИВК на величину более ± 1 с. Сервер ИВК осуществляет синхронизацию времени УСПД, а УСПД, в свою очередь, счетчиков, подключенных к УСПД. Сличение времени таймера сервера ИВК с временем таймеров УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, корректировка времени сервером выполняется при достижении расхождения времени таймеров счетчиков и УСПД на величину ± 1 с. Сличение времени таймеров счетчиков с временем УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем таймера УСПД ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 359115.10.2019. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: BinaryPackControls.dll CheckDataIntegrity.dll ComIECFunctions.dll ComModbusFunctions.dll ComStdFunctions.dll DateTimeProcessing.dll SafeValuesDataUpdate.dll SimpleVerifyDataStatuses.dll SummaryCheckCRC.dll ValuesDataProcessing.dll	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476 E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7 BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27 AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917 EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373 D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB 61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39 EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5 013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1		2	3	4	5
1	ПС 110 кВ БСИ, ф-113	ТЛО-10 КТ 0,5S; 600/5 Рег.№25433-11	НОЛП КТ 0,2; 6000/100 Рег.№ 27112-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
2	ПС 110 кВ БСИ, ф-407	ТЛО-10 КТ 0,5S; 400/5 Рег.№25433-11	НОЛП КТ 0,2; 6000/100 Рег.№ 27112-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
3	ПС 110 кВ Сидоровка, ВЛ 110 кВ Сидоровка- РОС 1ц	ТВГ-110 КТ 0,2S; 1000/5 Рег.№22440-07	ЗНОГ-110 КТ 0,2; 110000/√3:100/√3 Рег.№ 23894-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ПС 110 кВ Сидоровка, ВЛ 110 кВ Сидоровка- РОС 2Ц	ТВГ-110 КТ 0,2S; 1000/5 Рег.№22440-07	ЗНОГ-110 КТ 0,2; 110000/√3:100/√3 Рег.№ 23894-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
5	ПС 110 кВ Сидоровка, ОВ 110 кВ	ТВГ-110 КТ 0,2S; 1000/5 Рег.№22440-07	ЗНОГ-110 КТ 0,2; 110000/√3:100/√3 Рег.№ 23894-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
6	ПС 110 кВ Сидоровка, ф-112	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5S; 600/5 Рег.№32139-06	НОЛ.08 КТ 0,5; 6000/100 Рег.№ 3345-09	Меркурий 230 КТ 0,5S/1,0 Рег.№23345-07	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
7	ПС 110 кВ Сидоровка, ф-414	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5S; 600/5 Рег.№32139-06	НОЛ.08 КТ 0,5; 6000/100 Рег.№ 3345-09	Меркурий 230 КТ 0,5S/1,0 Рег.№23345-07	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
8	ТП 16-7, яч.7	ТОЛ-10 Ш КТ 0,2S; 75/5 Рег.№36308-07	НОЛП КТ 0,2; 10000/100 Рег.№ 27112-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	-
9	ТП 16-7, яч.8	ТОЛ-10 Ш КТ 0,2S; 75/5 Рег.№36308-07	НОЛП КТ 0,2; 10000/100 Рег.№ 27112-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	-

Примечания:

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

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа.

3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке.

Предприятие-владелец АИИС КУЭ вносят изменения в эксплуатационные документы. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		Границы основной погрешности, (δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ) %
1	2	3	4
1, 2	Активная реактивная	±0,9 ±2,5	±2,9 ±2,9
8, 9	Активная реактивная	±0,6 ±1,2	±1,4 ±2,1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
3, 4, 5	Активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,5$	$\pm 2,1$ $\pm 2,6$
6, 7	Активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 3,0$	$\pm 3,3$ $\pm 3,4$
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ± 5 с			
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном}$ $\cos \varphi = 0,8_{инд.}$, $W_{2\%}$			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	9
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos \varphi$ – частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 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, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000 70000 100000 100000

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации: счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 90 10 45 5 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД 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 счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция времени в счетчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110	9
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 III	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	9
Трансформаторы напряжения	НОЛП	8
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	2
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	5
Серверы точного времени	СТВ-01	2
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Паспорт-формуляр	ПФ.359115.10.2025	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359115.10.2025	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе РЭ.359115.10.2025. Часть 2. Раздел 4 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Набережночелнинские электрические сети

(Филиал АО «Сетевая компания» НчЭС)

ИНН 1655049111

Адрес: 423810, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, пр-т Московский, 114

Телефон (факс): 8(8552) 74-55-59, 8(8552) 59-95-93

E-mail: office.nches@gridcom-rt.ru

Изготовитель

Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Набережночелнинские электрические сети

(Филиал АО «Сетевая компания» НчЭС)

ИНН 1655049111

Адрес: 423810, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, пр-т Московский, 114

Телефон (факс): 8(8552) 74-55-59, 8(8552) 59-95-93

E-mail: office.nches@gridcom-rt.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан»

(ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д.24

Телефон (факс): +7 (843) 291 08 33

E-mail: isp16@tatcsm.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310659

Регистрационный № 88953-23

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «ГХК»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «ГХК») (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 multifunctional двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ИВК АО «Атомэнергопромсбыт», 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 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 АО «Атомэнергопромсбыт», где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление

электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами 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 результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов установленных форматов, в том числе заверенных электронно-цифровой подписью.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИБКЭ, ИБК). В состав СОЕВ входит УСВ, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение шкалы времени сервера ИБК АО «Атомэнергопромсбыт» со шкалой времени УСВ происходит не реже одного раза в сутки и при расхождении ± 1 с и более, сервер ИБК АО «Атомэнергопромсбыт» производит синхронизацию собственной шкалы времени.

Сравнение шкал времени счетчиков со шкалой времени сервера ИБК АО «Атомэнергопромсбыт» происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера ИБК АО «Атомэнергопромсбыт» осуществляется при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени счетчиков настраивается с учетом обеспечения допускаемой коррекции погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков и сервера ИБК 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 АИИС КУЭ 20221117 нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода на корпусе серверной стойки.

Общий вид сервера ИБК АО «Атомэнергопромсбыт» с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид сервера ИВК АО «Атомэнергопромсбыт»
с указанием места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню — «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
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 ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ВРУ-0,4 кВ здания ул. Ленина, 54А, ввод 0,4 кВ от яч. 11 РТП-217 6 кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 46634-11	Сервер ИВК АО «Атомэнергпромсбыт», УСВ-3, рег. № 64242-16
2	ПС 110 кВ П-9, РУ-6 кВ, яч. 8	ТВЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
3	ПС 110 кВ П-9, РУ-6 кВ, яч. 24	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
4	ПС 6 кВ П-19, РУ- 6 кВ, яч. 22	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
5	ПС 6 кВ П-19, РУ- 6 кВ, яч. 25	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
6	РТП-209 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, яч. 7	ТТН 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 75345-19	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
9	ВРУ-0,4 кВ здания ул. Ленина, 54Г, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	
10	СЩ-1 0,4 кВ Помещ. склад ЦСиП, авт. 6	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	
11	ВРУ-0,4 кВ ГК № 28, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	
12	СЩ-1 0,4 кВ Помещ. склад ЦСиП, авт. 34	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	
13	ВРУ-0,4 кВ ГК № 53, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	ВРУ-0,4 кВ ГК № 54/1, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	Сервер ИВК АО «Атомэнергпромсбыт», УСВ-3, рег. № 64242-16
15	ВРУ-0,4 кВ ГК № 54/2, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	
16	ВРУ-0,4 кВ ГК № 68 (М.А. Бобков), ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	
17	РЩ-1 0,4 кВ Об. 310 ЦСиП, авт. № 6	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	
18	ВРУ-0,4 кВ ПГК № 104А-Енисей, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	
19	ВРУ-0,4 кВ ПГК Локомотив, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	
20	РУ-0,4 кВ здания ул. Ленина, 54, ввод 0,4 кВ от руб. 7 0,4 кВ РТП- 217 6 кВ	ТТЭ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32501-08	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
21	РУ-0,4 кВ здания ул. Ленина, 54, ввод 0,4 кВ от руб. 14 0,4 кВ РТП- 217 6 кВ	ТТЭ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32501-08	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
22	ПС 110 кВ П-0, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ С-290	ТФМ-110 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 16023-97	НКФ110-83У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
23	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 21	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
24	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 35А	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
25	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 50	ТОЛ-10-І 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
26	РТП-131 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 6	ТЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
27	РТП-131 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 12	ТЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	Сервер ИВК АО «Атомэнергпромбыт», УСВ-3, рег. № 64242-16
28	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 5	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
29	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 6	ТПЛ-10-М 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
30	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 7	ТПФ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
31	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 22	ТПФ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
32	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 23	ТПЛ-10-М 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
33	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 25	ТПФ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
34	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 27	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59 ТПФ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
35	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 41	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
36	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 39	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
37	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 42	ТВК-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 8913-82	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
38	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 49	ТОЛ-10-I 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	Сервер ИВК АО «Атомэнергпромсбыт», УСВ-3, рег. № 64242-16
39	РП-138 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 3	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
40	РП-138 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 17	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
41	РП-138 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 15	ТЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
42	ПС 110 кВ П-5, РУ-35 кВ, яч. ВЛТ- 50, ВЛ 35 кВ ВЛТ- 50	ТОЛ-35 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 912-05 ЗНОМ-35-65 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
43	ПС 110 кВ П-5, РУ-6 кВ, яч. 39	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
44	РТП-214 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, яч. 18	ТШП-0,66 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15173-06 ТШП-0,66 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
45	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 02	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
46	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 04	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
47	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 24	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	Сервер ИВК АО «Атомэнергпромсбыт», УСВ-3, рег. № 64242-16
48	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 35	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
49	РТП-214 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, яч. 5	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	
50	РТП-108 6 кВ, РУ- 6 кВ, яч. 3	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/0,1 Рег. № 36697-08	
51	РТП-108 6 кВ, РУ- 6 кВ, яч. 14	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
52	ЩР-14 0,4 кВ, гр. 1, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ОАО Мегафон	-	-	МИР С-04.10-230- 5(100)-G2R-KQ-G-D Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 61678-15	
53	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 26	ТПФМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ART-00 Р Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
54	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 38	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ART-00 Р Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
55	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 9	ТПФМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ART-00 Р Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
56	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 16	ТПФМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ART-00 Р Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
57	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, яч. 31	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ART-00 Р Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
58	ТП-171 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, яч. 18	Т-0,66 УЗ 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	CE307 R34.543.OAA.SYUVL FZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
59	ТП-171 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 21	ТТЕ-А 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 73808-19	-	CE307 R34.543.OAA. SYUVLFZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	Сервер ИВК АО «Атомэнергопромсбыт», УСВ-3, рег. № 64242-16
60	ПС 6 кВ П-19, РУ-6 кВ, яч. 23	ТОЛ-НТЗ-10 75/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	ТЕ2000.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	
61	ВРУ-0,4 кВ здания ул.Ленина, 54А, ввод 0,4 кВ от яч. 3 РТП-217 6 кВ	-	-	CE308 S34.746. ОА.QYUVLFZ SPds Кл.т. 1,0/1,0 Рег. № 59520-14	
62	РТП-214 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 10	-	-	МИР С-04 10-230-5(100)-R-D Кл.т. 1,0/1,0 Рег. № 61678-15	
63	82Щ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону базовой станции ПАО МТС	-	-	CE307 R34.749.OA. QYUVLFZ Кл.т. 1,0/1,0 Рег. № 66691-17	
64	ЩР-14 0,4 кВ, гр.1, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ПАО МТС	-	-	МИР С-04.10-230-5(100)-G2R-KQ-G-D Кл.т. 1,0/1,0 Рег. № 61678-15	
65	ПС 110 кВ П-0, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 У3 100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 71031-18	-	ТЕ.2000.65 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	
66	ПС 110 кВ П-0, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 У3 100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 71031-18	-	ТЕ.2000.65 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	
67	ЩС-91 0,4 кВ, гр.3	-	-	НЕВА МТ 314 1.0 AR E4BSR26 Кл.т. 1,0 Рег. № 64506-16	
68	ТП-34 6 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 71031-18	-	CE307 R34.543.OAA.SYUVL FZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	
69	ПР 0,4 кВ Здания 301а, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	CE307 R34.543.OAA. SYUVLFZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
70	ПР 0,4 кВ Здания 301Г, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	CE307 R34.543.OAA. SYUVLFZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	Сервер ИВК АО «Атомэнергпромсбыт», УСВ-3, рег. № 64242-16
71	ВРУ-6 кВ Объекта 642, ЗРУ-6 кВ, КЛ- 6 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 69606-17	НОЛ-НТЗ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 69605-17	ТЕ2000.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	
72	ТП-95 6 кВ, РУ-0,4 кВ, АВ гр.3, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	CE307 R34.543.OAA. SYUVLFZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	
73	РУ-6 кВ П-29, РУ- 0,4 кВ, яч. 6, КЛ- 0,4 кВ	ТТИ-А 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 28139-12	-	CE307 R34.543.OAA. SYUVLFZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	
74	ВРУ-0,4 кВ Вагон- бытовка, КЛ-0,4 кВ	-	-	CE308 S34.746. ОА.QYUVLFZ SPds Кл.т. 1,0/1,0 Рег. № 59520-14	
75	РП-0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 УЗ 150/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 71031-18	-	CE307 R34.543. ОАА.SYUVLFZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	
76	ПС 6 кВ П-19, РУ- 6 кВ, яч. 24	ТОЛ-НТЗ-10 150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	ТЕ2000.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	
77	П-31/1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, руб.2	Т-0,66 250/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 71031-18	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
78	П-31/1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, руб.7	Т-0,66 150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
79	ТП-36 6 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-60 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 81837-21	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
80	ТП-36 6 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ-60 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 81837-21	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
81	ПС 6 кВ П-63, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 800/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	CE307 R34.543.OAA. SYUVLFZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
82	ПС 6 кВ П-63, Ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 800/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	CE307 R34.543.OAA. SYUVLFZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	Сервер ИВК АО «Атомэнергпромбыт», УСВ-3, рег. № 64242-16
83	ПС 6 кВ П-64, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	CE307 R34.543.OAA. SYUVLFZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	
84	ПС 6 кВ П-64, Ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	CE307 R34.543.OAA. SYUVLFZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	
85	ПС 35 кВ П-77, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 300/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	CE307 R34.543.OAA. SYUVLFZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	
86	ПС 35 кВ П-78, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТЕ-40 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 73808-19	-	CE307 R34.543.OAA. SYUVLFZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	
87	ПС 35 кВ П-80, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 300/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	CE307 R34.543.OAA. SYUVLFZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	
88	ПС 35 кВ П-79, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 800/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	CE307 R34.543.OAA. SYUVLFZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	
89	ПС 35 кВ П-79, Ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	CE307 R34.543.OAA. SYUVLFZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	
90	ПС 35 кВ П-79, Ввод 0,4 кВ Т-3	ТТЕ-100 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 73808-19	-	CE307 R34.543.OAA. SYUVLFZ SPds Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 66691-17	
91	ЩР-14 0,4 кВ, гр.5, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ООО «Т2 Мобайл»	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-01 POBR.R Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	

Примечания:

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

2. Допускается замена УСВ на аналогичное, утвержденного типа.

Продолжение таблицы 2

3. Допускается замена сервера ИВК без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 9-19, 49, 91	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,2	6,4
2-5, 22-41, 43, 45-48, 50, 51, 53-57, 60, 71, 76	Активная	1,3	3,3
	Реактивная	2,1	5,7
44, 65, 66, 77, 79, 80	Активная	1,1	3,3
	Реактивная	1,8	5,6
6, 20, 21, 78	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	1,8	5,6
42	Активная	1,3	3,4
	Реактивная	2,1	5,7
58, 59, 68-70, 72, 73, 81-90	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	1,6	4,6
52, 61-64, 74	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	1,1	3,8
67	Активная	1,1	3,2
75	Активная	1,1	3,3
	Реактивная	1,6	4,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с			5
Примечания:			
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.			
3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, для рабочих условий для ИК №№ 1-6, 9-41, 43, 45-64, 67-74, 76, 78, 81-91 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ и для ИК №№ 42, 44, 65, 66, 75, 77, 79, 80 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 °С до +40 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	88
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$	от 98 до 102

Продолжение таблицы 4

1	2
- сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-6, 9-41, 43, 45-64, 67-74, 76, 78, 81-91 для ИК №№ 42, 44, 65, 66, 75, 77, 79, 80 - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, 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 1(2) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,87 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: ПСЧ-3ТМ.05М.05, ПСЧ-4ТМ.05М.17, СЭТ-4ТМ.03М.01 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ПСЧ-4ТМ.05МК.24 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Меркурий 234 ART-00 Р, TE2000.65 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более CE307 R34.543.OAA.SYUVLFZ SPds, CE307 R34.749.OA.QYUVLFZ, CE308 S34.746.OA.QYUVLFZ SPds - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более МИР С-04 10-230-5(100)-R-D, МИР С-04.10-230-5(100)-G2R-KQ-G-D - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более НЕВА МТ 314 1.0 AR E4BSR26 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.G, Меркурий 234 ARTMX2-01 POBR.R - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-3: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	140000 72 165000 72 220000 72 400000 72 290000 72 280000 72 320000 72 70000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации:	
Счетчики:	
ПСЧ-3ТМ.05М.05, ПСЧ-4ТМ.05М.17, СЭТ-4ТМ.03М.01, ПСЧ-4ТМ.05МК.24, ТЕ 2000.65	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
Меркурий 234 ART-00 Р, Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.G, Меркурий 234 ARTMX2-01 POBR.R, CE308 S34.746.OA.QYUVLFZ SPds	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее, не менее	90
CE307 R34.543.OAA.SYUVLFZ SPds, CE307 R34.749.OA.QYUVLFZ, HEBA MT 314 1.0 AR E4BSR26	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее, не менее	128
МИР С-04 10-230-5(100)-R-D, МИР С-04.10-230-5(100)-G2R-KQ-G-D	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее, не менее	131
Сервер ИБК:	
- 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 счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
- журнал сервера:
параметрирования;
коррекции времени.

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-3ТМ.05М.05	12
	СЭТ-4ТМ.03М.01	32
	ПСЧ-4ТМ.05М.17	6
	ПСЧ-4ТМ.05МК.24	1
	Меркурий 234 ART-00 P	5
	CE307 R34.543.OAA.SYUVLFZ SPds	18
	МИР С-04 10-230-5(100)-R-D	1
	МИР С-04.10-230-5(100)-G2R-KQ-G-D	2
	CE307 R34.749.OA.QYUVLFZ	1
	НЕВА МТ 314 1.0 AR E4BSR26	1
	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.G	2
	TE2000.65	2
	CE308 S34.746.OA.QYUVLFZ SPds	2
	TE2000.01	3
	Меркурий 234 ARTMX2-01 POBR.R	1
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	22
	ТШП-0,66	3
	ТТЭ	6
	ТФМ-110	3
	ТПОЛ-10	12
	ТЛМ-10	6
	ТПЛ-10-М	4
	ТПФ	7
	ТПЛ-10	7
	ТВК-10	2
	ТОЛ-35	3
	ТТН	3
	ТОЛ-10-I	4
	ТПФМ-10	6
	Т-0,66 УЗ	27
	ТТЕ-А	9
	ТОЛ-НТЗ-10	6
	ТТИ-А	3
	ТТИ-60	6
	Т-0,66	27

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	9
	НТМИ-6	5
	НКФ110-83У1	3
	ЗНОЛ	3
	ЗНОМ-35-65	3
	НОЛ-НТЗ-6	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК АО «Атомэнергопромсбыт»	-	1
Документация		
Паспорт-формуляр	АЭПС.АИИС-ГХК.001.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «ГХК»)), аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации 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: +7 (495) 543-33-06

E-mail: info.apsbt@apsbt.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Атомэнергопромсбыт»

(АО «Атомэнергопромсбыт»)

ИНН 7725828549

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

Телефон: +7 (495) 543-33-06

E-mail: info.apsbt@apsbt.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»

(ООО «Энерготестконтроль»)

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

Телефон: +7 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

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

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: +7 (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047