

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» сентября 2022 г. № 2189

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

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавля- емый изгото- витель	Дата утверж- дения акта испыта- ний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Газоанализаторы портативные	ПГ ЭРИС- 411, ПГ ЭРИС-414	ER411200048, ER411200049, ER411200050, ER411200051, ER411200052, ER411200053, ER411200054, ER411200063, ER411200067, ER411200111, ER411200112, ER411200113, ER414202104, ER414202105, ER414202106, ER414202107, ER414202108, ER414202109, ER414202110, ER414202111, ER414202112, ER414202113, ER414202114, ER414202115, ER414202116, ER414202117,	65108-16	-	-	МП 83-221- 2016 с изменением № 2	МП 128-221- 2020	-	15.07. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «ЭРИС» (ООО «ЭРИС»), Пермский край, г. Чайковский	УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Екатеринбург

			ER414203139, ER414203141, ER414203143, ER414203145, ER414203150, ER414222028, ER414222029, ER414222030, ER414222031, ER414222032, ER411220001, ER411220002, ER411220003, ER411220004, ER411220005, ER414222032, ER414222033, ER414222034, ER414222035, ER414222036, ER414222037, ER414222038									
2.	Преобразователи расхода	ЛПК410	ЛПК410-20-12- AI-ET зав №№ 5200, 5201,5202; ЛПК410-20-6- AI-ET зав. №№ 5203, 5204; ЛПК410- 25-18-AI-ET зав. №5221; ЛПК410-32-30- AI-ET зав. №№ 5205, 5206, 5207; ЛПК410-40-46- AI-ET зав. № 5222; ЛПК410- 50-72-AI-ET зав. №№ 5208, 5209, 5210; ЛПК410-50-36- AI-ET зав. №№ 5211, 5212; ЛПК410-	69536-17	-	-	РАЖТ.407111. 001 РЭ (раздел 10 Методика поверки)	МП 208-020- 2022	-	18.05. 2022	Акционерное общество «Научно- производственная фирма «Логика» (АО НПФ ЛОГИКА), г. Санкт-Петербург	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

			65-120-AI-ET зав. № 5223; ЛГК410-80-180-AI-ET зав. №№ 5213, 5214, 5215; ЛГК410-80-90-AI-ET зав. №№ 5216, 5217; ЛГК410-100-280-AI-ET зав. №№ 5218, 5219, 5220									
3.	Дефектоскопы ультразвуковые	УДС2М-11	зав. № 431, зав. № 215	71225-18	-	-	МП 016.Д4-18	МП 020.Д4-22	-	14.12.2021	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное объединение «РДМ-ВИГОР» (ООО НПО «РДМ-ВИГОР»), г. Москва	ФГУП «ВНИИОФИ», г. Москва
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Муниципальное унитарное предприятие города Абакана «Абаканские электрические сети» (МУП «АЭС»)	-	001	73502-18	-	-	МС 004-2018	-	-	08.07.2022	Муниципальное унитарное предприятие города Абакана «Абаканские электрические сети» (МУП «АЭС»), г. Абакан	ООО «МетроСервис», г. Красноярск
5.	Комплексы измерительные программно-технические	«Азимут 4»	исп. 01 зав. № 25-22, исп. 02 зав. № 26-22, исп. 03 зав. № 27-22, исп. 04 зав. № 28-22, исп. 05 зав. № 29-22	78866-20	-	-	ТБДД.466534.030 МП	651-22-042 МП	-	11.07.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Технологии безопасности дорожного движения» (ООО «ТБДД»), г. Пермь	ФГУП «ВНИИФТРИ», Московская обл., г. Солнечногорск, р.п. Менделеево

6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Северсталь» (ЧерМК)	-	2	83207-21	Публичное акционерное общество «Северсталь» (ПАО «Северсталь»), Вологодская обл., г. Череповец	-	МП-344-RA.RU.310556-2021	-	-	24.06.2022	Акционерное общество Научно-производственное предприятие «ЭнергопромСервис» (АО НПП «ЭнергопромСервис»), г. Москва	Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», г. Новосибирск
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация»	-	05	84107-21	Публичное акционерное общество "Квадра - Генерирующая компания" (ПАО "Квадра"), филиал ПАО "Квадра" - "Липецкая генерация", г. Тула	-	МП-04-06/09-2021	-	-	14.06.2022	Публичное акционерное общество "Квадра - Генерирующая компания" (ПАО "Квадра"), филиал ПАО "Квадра" - "Липецкая генерация", г. Тула	ФБУ «Липецкий ЦСМ», г. Липецк
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» на объекте Липецкая ТЭЦ-2	-	44	84108-21	Публичное акционерное общество "Квадра - Генерирующая компания" (ПАО "Квадра"), филиал ПАО "Квадра" - "Липецкая генерация", г. Тула	-	МП-04-06/10-2021	-	-	14.06.2022	Публичное акционерное общество "Квадра - Генерирующая компания" (ПАО "Квадра"), филиал ПАО "Квадра" - "Липецкая генерация", г. Тула	ФБУ «Липецкий ЦСМ», г. Липецк

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» сентября 2022 г. № 2189

Регистрационный № 71225-18

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дефектоскопы ультразвуковые УДС2М-11

Назначение средства измерений

Дефектоскопы ультразвуковые УДС2М-11 (далее – дефектоскопы) предназначены для измерений координат дефектов в рельсах железнодорожных путей, стрелочных переводов и сварных стыков.

Описание средства измерений

Принцип действия дефектоскопов основан на эхо-методе, зеркальном методе и зеркально-теневом методе акустического неразрушающего контроля.

Пьезоэлектрический преобразователь (ПЭП) дефектоскопа генерирует ультразвуковые колебания (УЗК), которые распространяются в объекте контроля, отражаясь от границы дефекта или граней объекта контроля, возвращаются обратно и преобразуются в электрический сигнал. Принятый сигнал усиливается, после чего преобразуется в цифровую форму, обрабатывается микропроцессором и отображается на экране дефектоскопа в графическом и цифровом виде.

Дефектоскоп состоит из следующих основных блоков и узлов: блока электронного, акустического блока, держателя акустического блока, бака для контактной жидкости, кронштейна, ручных ПЭП.

Общий вид дефектоскопов представлен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифрового обозначения наносится ударным способом либо методом гравировки на табличку, закрепленную на дефектоскопе в месте, указанном на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид дефектоскопов

Схема пломбировки от несанкционированного доступа представлена на рисунке 2.

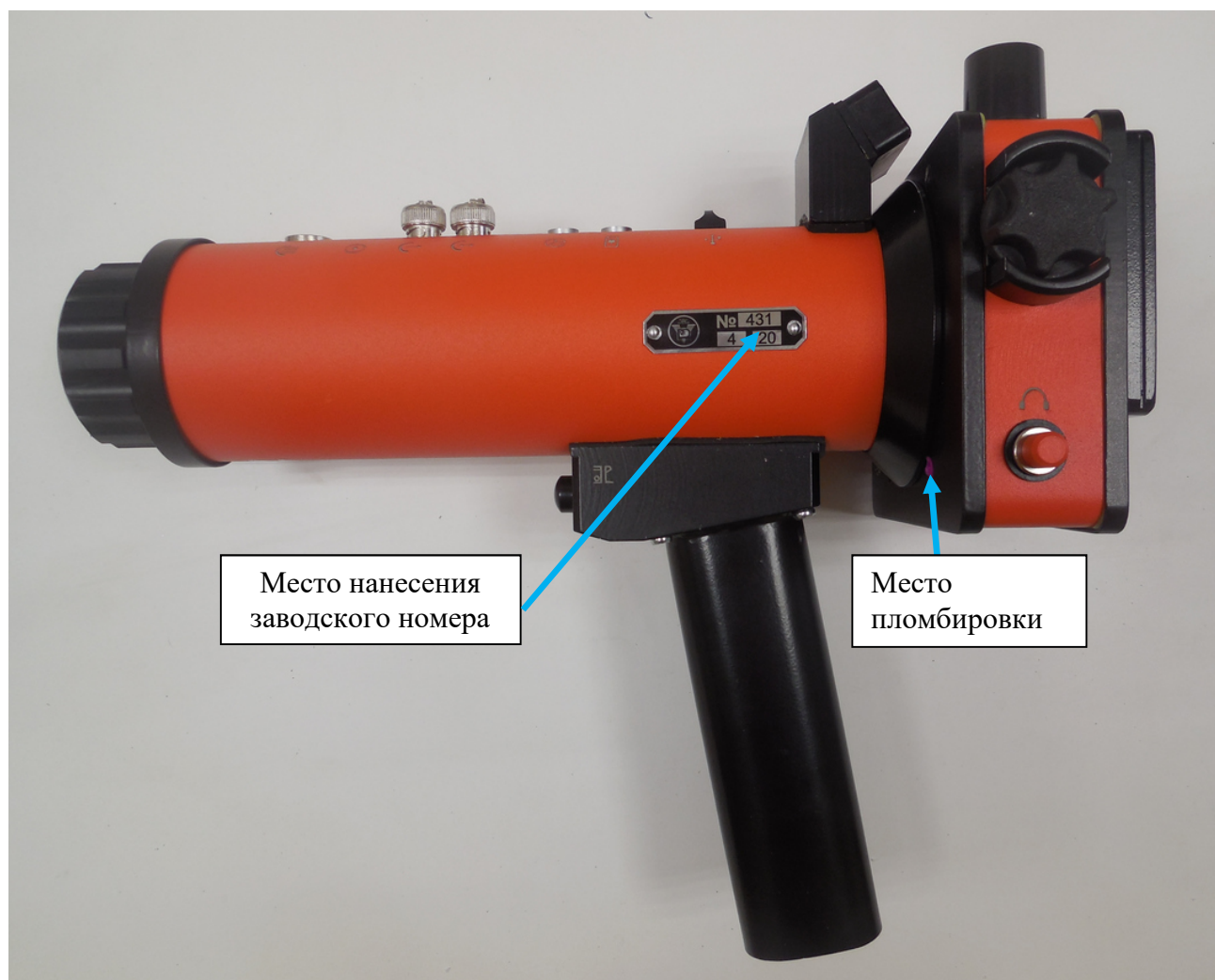


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа и обозначение места нанесения заводского номера

Количество каналов, реализуемых при работе с акустическим блоком в режиме сплошного контроля - 8. Количество каналов возбуждения и приема УЗК, предусмотренных для работы с ручными пьезоэлектрическими преобразователями – 2.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО), входящее в состав дефектоскопов, позволяет выполнять изменение настроек контроля, отображать результаты контроля на экране дефектоскопа, сохранять результаты контроля, выводить сохраненные результаты контроля на экран дефектоскопа, осуществлять передачу данных на USB-накопитель.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Управляющая программа электронного блока УДС2М-11
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1 и выше
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное значение амплитуды импульсов генератора импульсов возбуждения (ГИВ) и её отклонение в каналах: - с отдельной схемой излучения и приема УЗК, В; - с совмещенной схемой излучения и приема УЗК, В.	100±10 75±8
Номинальное значение длительности импульсов ГИВ и её отклонение, нс	200±10
Диапазон установки усиления эхо-сигналов с дискретностью 1, дБ	От 0 до 70
Отклонение установки усиления эхо-сигналов от номинальной, дБ, не более	$\pm(1+0,05 \cdot U_{\text{ном}}^{**})$
Запас чувствительности по каналам эхо-метода, дБ, не менее	25
Мертвая зона дефектоскопа, мм, не более: - с ПЭП П121-2,5-65, П121-2,5-70, П112-2,5; - с ПЭП П121-2,5-42, П121-2,5-45, П121-2,5-50, П121-2,5-55	3 6
Диапазон установки условной чувствительности* по каналам, работающим зеркально-теневым методом с ПЭП П112-2,5 и резонатором РП РС2, с дискретностью 1, дБ	от 4 до 20
Диапазон измерений толщины изделия и глубины залегания дефектов при работе с прямыми ПЭП для каналов ручного контроля, мм	от 3 до 200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений толщины изделия и глубины залегания дефектов при работе с прямыми ПЭП для каналов ручного контроля, мм	$\pm(1+0,02 \cdot H^{***})$
Диапазон измерений координат дефектов при работе с наклонными ПЭП для каналов ручного контроля, мм: - для ПЭП с углом ввода 42°, 45° и 50°; - для ПЭП с углом ввода 55°; - для ПЭП с углом ввода 65° и 70°.	от 6 до 200 от 6 до 120 от 3 до 200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений координат дефектов при работе с наклонными ПЭП для каналов ручного контроля, мм: - глубины залегания для ПЭП с углом ввода 42°, 45° и 50°; - глубины залегания для ПЭП с углом ввода 55°, 65° и 70°; - расстояние от точки ввода до проекции дефекта на поверхность для ПЭП с углом ввода 42°, 45° и 50°; - расстояние от точки ввода до проекции дефекта на поверхность для ПЭП с углом ввода 55°, 65° и 70°.	$\pm(1+0,02 \cdot H^{***})$ $\pm(0,5+0,04 \cdot H^{***})$ $\pm(1+0,02 \cdot L^{****})$ $\pm(0,5+0,04 \cdot L^{****})$
* для донного сигнала, полученного в мере №3Р при времени распространения УЗК 66 мкс от начала зондирующего импульса ** где $U_{\text{ном}}$ – установленное номинальное значение приращения усиления, дБ *** где H – измеренное значение толщины изделия (глубины залегания дефекта), мм **** где L – измеренное значение расстояния от точки ввода до проекции дефекта на поверхность, мм	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Минимальная условная протяженность дефекта (условный размер по длине рельса), выявляемого в рельсе, при скорости перемещения дефектоскопа 3,6 км/ч, мм	10
Параметры электрического питания от внешнего источника: – напряжение переменного тока, В Параметры электрического питания от аккумулятора: – напряжение постоянного тока, В – потребляемый ток, при номинальном напряжении 7,3 В, А не более Напряжение, при котором происходит автоматическое выключение дефектоскопа, В	220±22 от 5,8 до 8,4 0,5 5,6
Время непрерывной работы дефектоскопа от полностью заряженной аккумуляторной батареи при температуре $(25 \pm 15)^\circ\text{C}$, ч, не менее	8
Масса, кг, не более: – дефектоскопа в рабочем состоянии без запаса технологической жидкости; – ручного ПЭП 2,5; – ручного ПЭП типов П121 и П112.	5,5 0,1 0,25
Габаритные размеры, мм, не более: в рабочем состоянии без съемной рукоятки – длина – ширина – высота	1200 200 270
Степень защиты от попадания внутрь электронного блока дефектоскопа твердых тел (пыли) и воды по ГОСТ 14254-2015	IP54
Устойчивость к механическим воздействиям синусоидальных вибраций с частотой, Гц	от 10 до 55
Показатели надежности: – средняя наработка на отказ с учетом технического обслуживания и ЗИП, ч, не менее; – среднее время восстановления работоспособного состояния дефектоскопа, ч, не более; – средний срок службы дефектоскопа, лет, не менее.	15000 6 5
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$; – относительная влажность воздуха при температуре плюс 35 $^\circ\text{C}$, %.	от -40 до +50 от 0 до 98

Знак утверждения типа

наносится на заднюю панель электронного блока дефектоскопа методом наклеивания этикетки и на титульный лист руководства по эксплуатации в левом верхнем углу методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Электронный блок	-	1 шт.
Кронштейн	-	1 шт.
Держатель акустического блока	-	1 шт.
Бак	-	1 шт.
Акустический блок	-	2 шт.
Беспроводные стереонаушники	-	1 шт.
Соединительный кабель	-	1 шт.
Кабель к ПЭП	-	2 шт.
ПЭП П112-2,5	-	1 шт.
ПЭП П121-2,5-42	-	1 шт.
ПЭП П121-2,5-45	-	2 шт.
ПЭП П121-2,5-50	-	1 шт.
ПЭП П121-2,5-55	-	1 шт.
ПЭП П121-2,5-65	-	1 шт.
ПЭП П121-2,5-70	-	1 шт.
Настроечный образец	-	1 шт.
Держатель	-	1 шт.
Тубус	-	1 шт.
Упор	-	1 шт.
Зарядное устройство	-	1 шт.
Устройство координатное	-	1 шт.
Устройство хранения информации USB-накопитель	-	2 шт.
Трубка для подачи контактной жидкости 1 м	-	1 шт.
Сумка	-	1 шт.
Рюкзак	-	1 шт.
Ремень	-	1 шт.
Дефектоскоп ультразвуковой УДС2М-11. Паспорт	11.00.00.00-01 ПС	1 экз.
Дефектоскоп ультразвуковой УДС2М-11. Руководство по эксплуатации	УДС2М-11.00.00.00-03 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в разделе 9 «Подготовка к работе» и разделе 10 «Порядок работы» руководства по эксплуатации «Дефектоскоп ультразвуковой УДС2М-11. Руководство по эксплуатации УДС2М-11.00.00.00-03 РЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3383 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений ослабления напряжения постоянного тока и электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 20 Гц до 178,4 ГГц»;

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

ТУ 26.51.66.121-011-03327411-2018 «Дефектоскоп ультразвуковой УДС2М-11. Технические условия (Изменение № 1)».

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное объединение «РДМ-ВИГОР» (ООО НПО «РДМ-ВИГОР»)

ИНН 9721005114

Адрес: 109507, г. Москва, Волгоградский пр-т, д. 197, пом. 3

Телефон (факс): +7 (495) 372-50-11

Web-сайт: <http://rdm-vigor.ru>

E-mail: npo.rdmvigor@mail.ru

Научно-производственное предприятие «MDR Grup» SRL (НПП «MDR Grup» SRL)

Адрес: Республика Молдова, г. Кишинев, б-р Гагарина, д.2

Телефон: +37322-57-98-17

Web-сайт: <http://rdm.md>

E-mail: service@rdm.md

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт оптико-физических измерений» (ФГУП «ВНИИОФИ»)

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

Телефон: (495) 437-56-33

Факс: (495) 437-31-47

Web-сайт: www.vniiofi.ru

E-mail: vniiofi@vniiofi.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц №30003-14.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи расхода ЛГК410

Назначение средства измерений

Преобразователи расхода ЛГК410 предназначены для измерений объемного расхода и объема не агрессивных электропроводящих жидкостей.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей расхода основан на использовании закона электромагнитной индукции. При движении проводящей электрический ток жидкости в магнитном поле в ней наводится ЭДС индукции с амплитудой, пропорциональной скорости движения жидкости. ЭДС снимается с потока жидкости посредством контактных электродов. Результат измерения ЭДС пропорционален скорости потока, что позволяет определить объемный расход и объем жидкости.

Преобразователи расхода ЛГК410 состоят из двух функциональных узлов – первичного преобразователя и электронного блока, которые жестко связаны единой механической конструкцией.

Первичный преобразователь представляет собой трубу из нержавеющей стали, на внутреннюю поверхность которой нанесено покрытие из непроводящего материала (футеровка). В футеровку встроены электроды. Для формирования магнитного поля поверх измерительной трубы размещена обмотка возбуждения.

Электронный блок предназначен для обработки сигналов ЭДС, а также для питания обмотки возбуждения.

В монтажном отсеке электронного блока размещены разъемы для внешних подключений. Доступ к элементам, расположенным внутри электронного блока, в том числе несущим программное обеспечение, ограничен пломбированием. Общий вид и схема пломбирования преобразователей расхода ЛГК410 приведены на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 – Общий вид преобразователей расхода ЛГК410

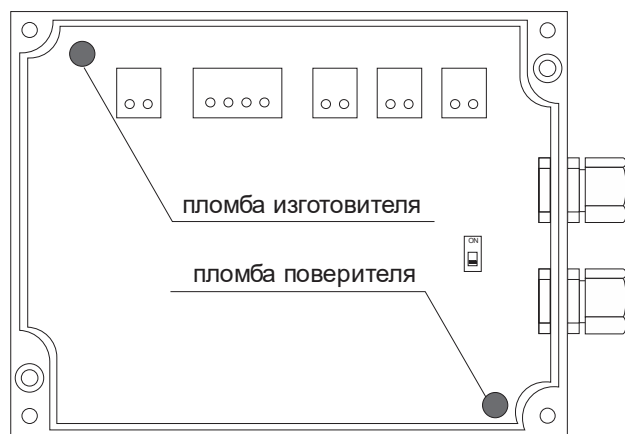


Рисунок 2 – Схема пломбирования (монтажный отсек)

Преобразователи расхода имеют модификации, отличающиеся условным диаметром DN, диапазоном измерений объемного расхода ($Q_{\min} \dots Q_{\max}$), уровнем точности измерений и наличием дисплея. Код модификации преобразователя приводится в его обозначении, которое имеет вид: "ЛГК410–XX–YY–Z–NN", где XX – условный диаметр, мм; YY – верхний предел измерений расхода, м³/ч; Z – уровень точности измерений, I, II, AI или AII; NN – информация о наличии или отсутствии дисплея (коды E1 или E0 соответственно).

Заводской номер, однозначно идентифицирующий каждый экземпляр преобразователя представлен в виде целого десятичного числа из четырех, пяти или шести значащих цифр.

Обозначение и заводской номер наносятся термотрансферным методом на табличку из полимерного материала, размещенную на боковой стенке электронного блока преобразователя (рисунок 1).

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) преобразователей расхода встроенное, неперегружаемое, имеющее метрологически значимую часть. ПО реализует вычислительные, диагностические и интерфейсные функции согласно эксплуатационной документации. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений "высокий" по Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование	–
Номер версии (идентификационный номер)	1.0.x.x.xx
Цифровой идентификатор (контрольная сумма)	BB71

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики преобразователей расхода ЛГК410

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений расхода ($Q_{\min} \dots Q_{\max}$) при прямом направлении потока, м³/ч: DN 20 (0,017...12); (0,017...6)¹⁾; (0,0085...6)²⁾ DN 25 (0,026...18); (0,026...9)¹⁾; (0,013...9)²⁾ DN 32 (0,043...30); (0,043...15)¹⁾; (0,021...15)²⁾ DN 40 (0,066...46); (0,066...23)¹⁾; (0,033...23)²⁾ DN 50 (0,103...72); (0,103...36)¹⁾; (0,051...36)²⁾ DN 65 (0,17...120); (0,17...60)¹⁾; (0,086...60)²⁾ DN 80 (0,26...180); (0,26...90)¹⁾; (0,13...90)²⁾ DN 100 (0,40...280); (0,40...140)¹⁾; (0,20...140)²⁾	
Диапазоны измерений расхода ($Q_{\min} \dots Q_{\max}$) при обратном направлении потока, м³/ч: DN 20 (0,048...12); (0,048...6)¹⁾; (0,024...6)²⁾ DN 25 (0,072...18); (0,072...9)¹⁾; (0,036...9)²⁾ DN 32 (0,120...30); (0,120...15)¹⁾; (0,060...15)²⁾ DN 40 (0,184...46); (0,184...23)¹⁾; (0,092...23)²⁾ DN 50 (0,288...72); (0,288...36)¹⁾; (0,144...36)²⁾ DN 65 (0,48...120); (0,48...60)¹⁾; (0,24...60)²⁾ DN 80 (0,72...180); (0,72...90)¹⁾; (0,36...90)²⁾ DN 100 (1,12...280); (1,12...140)¹⁾; (0,56...140)²⁾	
Диапазон показаний объема, м ³	от 0 до 999999999
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема (прямое направление потока), %: - для исполнений с уровнем точности I $\pm[0,9 + 0,0058 \cdot Q_{\max}/Q]$ - для исполнений с уровнем точности II $\pm[0,9 + 0,0116 \cdot Q_{\max}/Q]$ - для исполнений с уровнем точности AI $\pm 0,9$ при $Q_{\max}/Q \leq 200$; $\pm[0,0045 \cdot Q_{\max}/Q]$ при $Q_{\max}/Q > 200$ - для исполнений с уровнем точности AII $\pm 0,9$ при $Q_{\max}/Q \leq 100$; $\pm[0,25 + 0,0065 \cdot Q_{\max}/Q]$ при $Q_{\max}/Q > 100$	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема (обратное направление потока), %	$\pm[0,9 + 0,0232 \cdot Q_{\max}/Q]$ ¹⁾ $\pm[0,9 + 0,0116 \cdot Q_{\max}/Q]$ ²⁾
Примечания: 1 – Для исполнений с уровнем точности II 2 – Для исполнений с уровнями точности I, AI, AII	

Таблица 3 – Технические характеристики преобразователей расхода ЛГК410

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура, °С - относительная влажность при 35 °С и более низких температурах, % - атмосферное давление, кПа	от 0 до 50 95 от 84 до 106,7
Параметры измеряемой среды: - температура, °С - избыточное давление, МПа	от 0 до 150 от 0 до 1,6
Электропитание внешнее постоянного тока, В	12±2
Потребляемый ток от внешнего источника, мА, не более	400
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более:	
DN 20	115×68×157
DN 25	115×80×168
DN 32	128×90×178
DN 40	128×100×188
DN 50	153×114×202
DN 65	153×135×223
DN 80	186×150×238
DN 100	217×170×258
Масса, кг, не более:	
DN 20	2,1
DN 25	2,5
DN 32	2,8
DN 40	3,2
DN 50	3,5
DN 65	4,8
DN 80	6,3
DN 100	8,0
Средняя наработка на отказ, ч	75000
Средний срок службы, лет	12
Степень защиты от проникновения пыли и воды внутрь корпуса	IP65

Знак утверждения типа

наносится на крышку электронного блока преобразователя расхода методом трафаретной печати и на первую страницу эксплуатационных документов типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Количество
Преобразователь расхода ЛГК410	1 шт.
Клемма DG333K-3.5-02P	4 шт.
Клемма DG333K-3.5-04P	1 шт.
Проводник заземления	2 шт.
Шайба Ø5	2 шт.
Винт M5×10	2 шт.

Наименование	Количество
Прокладка	2 шт.
Заглушка кабельного ввода	2 шт.
Паспорт (РАЖГ.407111.001 ПС)	1 экз.
Руководство по эксплуатации с методикой поверки (РАЖГ.407111.001 РЭ)	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе РАЖГ.407111.001 РЭ "Преобразователи расхода ЛГК410. Руководство по эксплуатации".

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 28723-90 Расходомеры скоростные, электромагнитные и вихревые. Общие технические требования и методы испытаний;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. №256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости;

ТУ 4213-098-23041473-2016 Преобразователи расхода ЛГК410. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Научно-производственная фирма «Логика» (АО «НПФ «ЛОГИКА»)
ИНН 7809002893,

Адрес: 190020, г. Санкт-Петербург, наб. Обводного канала, 150, корп. 1, лит. А, пом. 427.

Тел./факс: (812) 2522940, 4452745

E-mail: office@logika.spb.ru

Web-сайт: www.logika.spb.ru.

Испытательный центр

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

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

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» сентября 2022 г. № 2189

Регистрационный № 84108-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» на объекте Липецкая ТЭЦ-2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» на объекте Липецкая ТЭЦ-2 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени на объекте Липецкая ТЭЦ-2 филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация», сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) и измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики электрической энергии многофункциональные (далее - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-327 (рег. № 41907-09), устройство синхронизации времени типа УССВ-2 (рег. № 54074-13) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе специализированного программного обеспечения из состава «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии Альфа-ЦЕНТР» (рег № 44595-10) включает в себя сервера баз данных (СБД), автоматизированное рабочее место (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- измерение 30-ти минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ);
- хранение информации о результатах измерений в специализированной базе данных по заданным критериям;
- передача информации о результатах измерений АО «АТС» и внешним пользователям;
- доступ к информации и передача ее в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ);
- диагностика и функционирование средств измерений, технических и программных средств АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются ТТ и ТН в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям измерительных цепей поступают на соответствующие входы счетчика. 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, реактивной 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 по проводным линиям связи поступает на УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям связи с использованием интерфейса RS-485 на сервер, а также отображение информации на подключенных к УСПД автоматизированных рабочих местах. Далее цифровой сигнал при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и передача измерительной информации.

СБД автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи. Архивы информации о результатах измерений приращений потребленной электроэнергии хранятся не менее 5 лет.

Коммерческая информация, передаваемая внешним пользователям, отражает результаты потребления электроэнергии по ИК за интервал времени 30 мин. Передача информации происходит в формате XML.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ с национальной шкалой времени UTC (SU) с помощью приема сигналов от навигационной системы ГЛОНАСС/GPS УССВ-2, имеющего погрешность синхронизации с национальной шкалой времени UTC (SU) ± 1 мкс. Синхронизация внутренних часов УСПД и сервера БД происходит автоматически при расхождении со шкалой времени УССВ-2 более чем на ± 2 с не реже 1 раза в час. Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД на величину более чем ± 2 с выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Заводской номер 44 в виде цифрового обозначения наносится в паспорт печатным способом.

Программное обеспечение

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

ПО является метрологически значимым.

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 каналов передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии ПО и цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма), которые отображаются на мониторе при запуске программы. Идентификационные данные (признаки) ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2. Основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/ УССВ/ Сервер ИБК
1	2	3	4	5	6
1	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч. №11, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 –Металлургическая Левая (ВЛ 110 кВ ТЭЦ– 2 Левая) 483070001107201	ТБМО-110 УХЛ1 200/1, КТ 0,2S рег. №23256-05	НКФ 110-57 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №1188-58	Альфа А1800 исп. А1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-06	RTU-327LV рег. №41907-09/ УССВ-2, рег. № 54074-13/ Proliant DL380G4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч. №10, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 –Металлургическая Правая (ВЛ 110 кВ ТЭЦ– 2 Правая) 483070001107102	ТБМО-110 УХЛ1 200/1, КТ 0,2S рег. №23256-05	НКФ 110-57 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №1188-58	Альфа А1800 исп. А1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-06	RTU-327LV рег. №41907-09/ УCCB-2, рег. № 54074-13/ Proliant DL380G4
3	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч. №5, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 -Металлургическая (ВЛ 110 кВ Промышленная) 483070001107203	ТБМО-110 УХЛ1 200/1, КТ 0,2S рег. №23256-05	НКФ 110-57 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №1188-58	Альфа А1800 исп. А1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-06	
4	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч. №25, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Правая (ВЛ 110 кВ Чугун Правая) 483070001107103	ТБМО-110 УХЛ1 200/1, КТ 0,2S рег. №23256-05	НКФ 110-57 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №1188-58	Альфа А1800 исп. А1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-06	
5	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч. №26, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Левая (ВЛ-110 кВ Чугун Левая) 483070001107204	ТБМО-110 УХЛ1 200/1, КТ 0,2S рег. №23256-05	НКФ 110-57 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №1188-58	Альфа А1800 исп. А1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-06	
6	Липецкая ТЭЦ-2, РУСН-6кВ ВК, яч. №13, КЛ-6кВ СМО-1 481150002314101	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 рег. №2473-69	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5; рег. №3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-06	
7	Липецкая ТЭЦ-2, РУСН-6кВ ВК, яч. №2, КЛ-6кВ СМО-2 481150002314201	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 рег. №2473-69	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5; рег. №3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-06	
8	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 1 сек.ш. I, II СШ 110 кВ, Яч.2 483070001107101	ТБМО-110 УХЛ1 300/1, КТ 0,2S рег. №23256-05	НКФ-110-57 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №1188-58	Альфа А1800, исп. А1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
9	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 1 сек.ш. I, II СШ 110 кВ, Яч.1 483070001107202	ТБМО-110 УХЛ1 300/1, КТ 0,2S рег. №23256-05	НКФ-110-57 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №1188-58	Альфа А1800, исп. А1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
10	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 1 сек.ш. I, II СШ 110 кВ, Яч.4 483070001107104	ТБМО-110 УХЛ1 300/1, КТ 0,2S рег. №23256-05	НКФ 110-57 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №1188-58	Альфа А1800, исп. А1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
11	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 2 сек.ш. I, II СШ 110 кВ, Яч.20 483070001107120	ТФЗМ 150Б-1У1 1200/5, КТ 0,5 рег. №5313-76	НКФ 110-57 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №1188-58	Альфа А1800, исп. А1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 2 сек.ш. I, II СШ 110 кВ, Яч.19 483070001107219	ТФЗМ 150Б-1У1 1200/5, КТ 0,5 рег. №5313-76	НКФ 110-57 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №1188-58	Альфа А1800, исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	RTU-327LV рег. №41907-09/ УССВ-2, рег. № 54074-13/ Proliant DL380G4
13	Липецкая ТЭЦ-2, РУСН-6кВ ГК, яч. №9, КЛ-6кВ РТК-1 481150002314104	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,2S рег. №48923-12	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5; рег. №3344-04	Альфа А1800, исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
14	Липецкая ТЭЦ-2, РУСН-6кВ ГК, яч. №10, КЛ-6кВ РТК-2 481150002314205	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,2S рег. №48923-12	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5; рег. №3344-04	Альфа А1800, исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
15	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч. №28, ВЛ-110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Ситовка I цепь 483070001107108	ТВ, модиф. ТВ- 110 600/1, КТ 0,2S рег. №64181-16	НКФ 110-57 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №1188-58	Альфа А1800, исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
16	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч. №30, ВЛ-110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Ситовка II цепь 483070001107109	ТВ, модиф. ТВ- 110 600/1, КТ 0,2S рег. №64181-16	НКФ 110-57 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №1188-58	Альфа А1800, исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1-5, 8-10, 13-16	Активная	0,5	1,1
	Реактивная	1,4	2,6
6,7,11,12	Активная	0,6	1,7
	Реактивная	2,0	4,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с/сутки			5
Примечания:			
1 Характеристики погрешности ИК даны для получасовых измерений электроэнергии.			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности $P=0,95$.			
3 Границы относительной погрешности в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ и $I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	16
Начальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды, °C	от 90 до 110 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности: $\cos \varphi$ $\sin \varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды для счётчика Альфа А1800, °C - температура окружающей среды для сервера ИВК, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от -45 до +40 от -40 до +65 от +10 до +30
Надёжность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счётчик Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327LV: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 120000 2 250000 2 80000 1
Глубина хранения информации: Счётчик Альфа А1800: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - хранение данных при отключении питания, лет, не менее УСПД RTU-327LV: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее - хранение данных при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояния средств измерений, лет, не менее	 180 30 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- резервное питание УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование канала связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	24
	ТЛМ-10	10
	ТФЗМ 150Б-1У1	6
	ТВ-110	6
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57	12
	ЗНОЛ.06	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RAL-P4GB-DW-4	16
УСПД	RTU-327 LV	1
УССВ	УССВ-2	1
Сервер ИВК	Proliant DL380G4	1
ПО	АльфаЦЕНТР	1
Документация		
Паспорт	2021РД-13.03 ЭСУ.ПС	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности в филиале ПАО «Квадра»-«Липецкая генерация» на объекте Липецкая ТЭЦ-2, аттестованным ФБУ «Липецкий ЦСМ» (Регистрационный номер RA.RU.312081 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации). Зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.34.2021.40875.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Квадра – Генерирующая компания» (ПАО «Квадра»), филиал ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация»
Адрес: 398600, Липецкая область, г. Липецк, ул. Московская, д.8а
Юридический адрес: 300012, Тульская обл., г. Тула, ул. Тимирязева, д. 99в
ИНН 6829012680

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Квадра – Генерирующая компания» (ПАО «Квадра»), филиал ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация»
Адрес: 398600, Липецкая область, г. Липецк, ул. Московская, д.8а
Юридический адрес: 300012, Тульская обл., г. Тула, ул. Тимирязева, д. 99в
ИНН 6829012680

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Липецкой области» (ФБУ «Липецкий ЦСМ»)
Адрес: 398017, г. Липецк, ул. И.Г. Гришина, д. 9а
Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311563.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» сентября 2022 г. № 2189

Регистрационный № 84107-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными объектами филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация», сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) и измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики электрической энергии многофункциональные (далее - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-327 (рег. № 41907-09), устройство синхронизации времени типа УССВ-2 (рег. № 54074-13) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе специализированного программного обеспечения из состава «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии Альфа-ЦЕНТР» (рег № 44595-10) включает в себя сервер баз данных (СБД), автоматизированное рабочее место (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- измерение 30-ти минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ);

- хранение информации о результатах измерений в специализированной базе данных по заданным критериям;
- передача информации о результатах измерений АО «АТС» и внешним пользователям;
- доступ к информации и передача ее в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ);
- диагностика и функционирование средств измерений, технических и программных средств АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются ТТ и ТН в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям измерительных цепей поступают на соответствующие входы счетчика. 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, реактивной 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 по проводным линиям связи поступает на УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям связи с использованием интерфейса RS-485 на сервер, а также отображение информации на подключенных к УСПД автоматизированных рабочих местах. Далее цифровой сигнал при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и передача измерительной информации.

СБД автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергии. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи. Архивы информации о результатах измерений приращений потребленной электроэнергии хранятся не менее 5 лет.

Коммерческая информация, передаваемая внешним пользователям, отражает результаты потребления электроэнергии по ИК за интервал времени 30 мин. Передача информации происходит в формате XML.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ с национальной шкалой времени UTC (SU) с помощью приема сигналов от навигационной системы ГЛОНАСС/GPS УССВ-2, имеющего погрешность синхронизации с национальной шкалой времени UTC (SU) ± 1 мкс. Синхронизация внутренних часов УСПД и сервера БД происходит автоматически при расхождении со шкалой времени УССВ-2 более чем на ± 2 с не реже 1 раза в час. Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД на величину более чем ± 2 с выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Заводской номер 05 в виде цифрового обозначения наносится в паспорт печатным способом.

Программное обеспечение

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

ПО является метрологически значимым.

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 каналов передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии ПО и цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма), которые отображаются на мониторе при запуске программы. Идентификационные данные (признаки) ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2. Основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/ УССВ/ Сервер ИБК
1	2	3	4	5	6
1	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.12 483070003107101	ТГФМ-110 600/5, КТ 0,2S рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3, КТ0,2 рег. №24218-03	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	RTU-327LV рег. №41907-09/ УССВ-2, рег.№ 54074-13/ Proliant DL380G4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.11 483070003107102	ТРГ-110 П* 400/5, КТ 0,2S рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3, КТ0,2 рег. №24218-03	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	RTU-327LV рег. №41907-09/ УССБ-2, рег.№ 54074-13/ Proliant DL380G4
3	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.8 483070003107103	ТРГ-110 П* 400/5, КТ 0,2S рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3, КТ0,2 рег. №24218-03	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ0,2S/0,5 рег.№31857-11	
4	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.10 483070003107104	ТОГ-110 400/5, КТ 0,2S рег. № 26118-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3, КТ0,2 рег. №24218-03	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
5	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.4 483070003107105	ТРГ-110 П* 200/1, КТ 0,2S рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3, КТ0,2 рег. №24218-03	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
6	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.2 483070003107106	ТРГ-110 П* 200/1, КТ 0,2S рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3, КТ0,2 рег. №24218-03	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
7	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.6, ОЭВ-110 кВ 483070003107901	ТРГ-110 П* 600/5, КТ 0,2 рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3, КТ0,2 рег. №24218-03	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
8	Елецкая ТЭЦ, ТГ-4 6 кВ 481150001114003	ТЛП-10 800/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	НОЛ.08 6000/100, КТ 0,2 рег. №3345-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
9	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, яч.1, КЛ-1Т 483070003208101	ТВ 300/5, КТ 0,2S рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 (35000:√3)/(100:√3), КТ0,5; рег. № 912-70 ЗНОМ-35 У1 (35000:√3)/(100:√3) КТ0,5 рег. № 51200-12	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
10	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, яч.2, КЛ-2Т 483070003208102	ТВ 300/5, КТ 0,2S рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 (35000:√3)/(100:√3), КТ0,5; рег. № 912-70 ЗНОМ-35 У1 (35000:√3)/(100:√3) КТ0,5 рег. № 51200-12	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
11	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, яч.2, КЛ-2Т 483070003208102	ТЛП-10 400/5, КТ 0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	Елецкая ТЭЦ, ГРУ - 6 кВ, яч.4 481150001114102	ТЛП-10 200/5, КТ 0,2S рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	RTU-327LV рег. №41907-09/ УССВ-2, рег.№ 54074-13/ Proliant DL380G4
13	Елецкая ТЭЦ, ГРУ - 6 кВ, яч.6 481150001114103	ТЛП-10 300/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
14	Елецкая ТЭЦ, ГРУ - 6 кВ, яч.10 481150001114104	ТЛП-10 400/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
15	Елецкая ТЭЦ, ГРУ- 6кВ, яч.14 481150001114105	ТЛП-10 400/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ0,2S/0,5 рег.№31857-11	
16	Елецкая ТЭЦ, ГРУ - 6 кВ, яч.16 481150001114201	ТЛП-10 600/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
17	Елецкая ТЭЦ, ГРУ - 6 кВ, яч.20 481150001114211	ТЛП-10 150/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. №3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
18	Елецкая ТЭЦ, ГРУ- 6 кВ, яч.22 481150001114202	ТЛП-10 400/5. КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
19	Елецкая ТЭЦ, ГРУ- 6 кВ, яч.24 481150001114203	ТЛП-10 400/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ0,2S/0,5 рег.№31857-11	
20	Елецкая ТЭЦ, ГРУ- 6 кВ, яч.25 481150001114208	ТЛП-10 400/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04 2СШ Зав.№2106	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
21	Елецкая ТЭЦ, ГРУ- 6 кВ, яч.28 481150001114204	ТЛП-10 400/5, КТ0,2S рег. № 30709-07 ТЛП-10 400/5, КТ0,5S рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
22	Елецкая ТЭЦ, ГРУ- 6 кВ, яч.30 481150001114205	ТЛП-10 600/5, КТ0,2S рег. №30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	RTU-327LV рег. №41907-09/ УССВ-2, рег.№ 54074-13/ Proliant DL380G4
23	Елецкая ТЭЦ, ГРУ- 6 кВ, яч.32 481150001114206	ТЛП-10 600/5. КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
24	Елецкая ТЭЦ, ГРУ- 6 кВ, яч.33 481150001114209	ТЛП-10 600/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
25	Елецкая ТЭЦ, ГРУ- 6 кВ, яч.34 481150001114207	ТЛП-10-М 400/5, КТ0,5S рег. № 22192-03	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
26	Елецкая ТЭЦ, ГТ-1 10 кВ 481150001313001	ТЛШ-10 2000/5, КТ0,2S рег. № 11077-07	ЗНОЛП (10000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 23544-07	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
27	Елецкая ТЭЦ, ГТ-2 10 кВ 481150001313002	ТЛШ-10 2000/5, КТ0,2S рег. № 11077-07	ЗНОЛП (10000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 23544-07	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
28	Елецкая ТЭЦ, ТГ-5 6 кВ 481150001114004	ТПОЛ 10 1500/5, КТ0,2S рег. №1261-02	ЗНОЛП (6300:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 23544-07	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
29	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-3 10 кВ 481150002213003	ТШВ 15Б 8000/5, КТ 0,5 рег. №5719-76	ЗНОМ-15-63 10000:√3/100:√3, КТ 0,5 рег.№ 1593-70	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
30	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-1 18 кВ 481150002132001	ТШЛ 20 8000/5, КТ 0,2 рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 18000: √3/100:√3, КТ 0,5 рег. №1593-62	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11 Зав. № 01260384	
31	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-2 10 кВ 481150002213002	ТШВ 15Б 8000/5, КТ 0,5 рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 10000: √3/100:√3, КТ 0,5 рег. № 1593-70	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	

Окончание таблицы 2

32	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-4 10 кВ 481150002213004	ТШЛ 20 10000/5, КТ 0,2 рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$, КТ 0,5 рег. № 1593-70	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	RTU-327LV рег. №41907-09/ УССВ-2, рег.№ 54074-13/ Proliant DL380G4
33	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-5 10 кВ 481150002213005	ТШВ 15Б 8000/5, КТ 0,5 рег. № 5719-76	ЗНОЛ.06 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,5 рег. № 3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1-8, 11-20, 22-24, 26-28	Активная Реактивная	0,6 1,2	1,8 2,0
9, 10	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,4 2,6
21, 25	Активная Реактивная	0,7 1,4	2,1 2,6
29, 31, 33	Активная Реактивная	1,1 2,0	2,4 4,7
30, 32	Активная Реактивная	0,9 2,1	2,7 3,9

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с/сутки

5

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для получасовых измерений электроэнергии.
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности $P=0,95$.
- 3 Границы относительной погрешности в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ и $I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	33
Начальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды, °C	от 90 до 110 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности: $\cos \varphi$ $\sin \varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды для счётчика Альфа А1800, °C - температура окружающей среды для сервера ИБК, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от -45 до +40 от -40 до +65 от +10 до +30
Надёжность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счётчик Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327LV: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер ИБК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 120000 2 250000 2 80000 1
Глубина хранения информации: Счётчик Альфа А1800: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - хранение данных при отключении питания, лет, не менее УСПД RTU-327LV: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее - хранение данных при отключении питания, лет, не менее Сервер ИБК: - хранение результатов измерений и информации состояния средств измерений, лет, не менее	 180 30 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- резервное питание УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование канала связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110	3
	ТРГ-110 II*	15
	ТОГ-110	3
	ТЛП-10	30
	ТВ	6
	ТПЛ-10-М	2
	ТЛШ-10	6
	ТПОЛ 10	3
	ТШВ 15Б	9
	ТШЛ 20	6

1	2	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
	НОЛ.08	2
	ЗНОМ-35-65	2
	ЗНОМ-35 У1	1
	ЗНОЛ.06	12
	ЗНОЛП	9
	ЗНОМ-15-63	9
	ЗНОМ-20-63	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RAL-P4GB-DW-4	33
УСПД	RTU-327 LV	2
УССВ	УССВ-2	2
Сервер ИВК	Proliant DL380G4	1
ПО	АльфаЦЕНТР	1
Документация		
Паспорт	2021РД-13.04 ЭСУ.ПС	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности в филиале ПАО «Квадра»-«Липецкая генерация», аттестованным ФБУ «Липецкий ЦСМ» (Регистрационный номер RA.RU.312081 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации). Зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.34.2021.40874.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Квадра – Генерирующая компания» (ПАО «Квадра»), филиал ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация»

ИНН 6829012680

Адрес: 398600, Липецкая область, г. Липецк, ул. Московская, д.8а

Юридический адрес: 300012, Тульская обл., г. Тула, ул. Тимирязева, д. 99в

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Квадра – Генерирующая компания» (ПАО «Квадра»), филиал ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация»

ИНН 6829012680

Адрес: 398600, Липецкая область, г. Липецк, ул. Московская, д.8а

Юридический адрес: 300012, Тульская обл., г. Тула, ул. Тимирязева, д. 99в

Испытательный центр

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

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

Уникальный номер реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311563.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» сентября 2022 г. № 2189

Регистрационный № 83207-21

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Северсталь» (ЧерМК)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Северсталь» (ЧерМК) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- привязку результатов измерений к шкале времени UTC(SU);
- ведение журналов событий с данными о состоянии объектов измерений и средств измерений;
- периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений и журналов событий;
- хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных в течение 3,5 лет;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- подготовка данных в виде электронного документа XML для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, и журналам событий по запросу со стороны внешних систем;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ имеет двухуровневую структуру:

- 1-й уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счётчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счётчики), установленные на присоединениях, вторичные измерительные цепи и технические средства приёма-передачи данных;

- 2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя сервер опроса и баз данных (далее – сервер БД), автоматизированные рабочие места операторов АИИС КУЭ, технические средства приёма-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, её обработку и хранение, передачу отчётных документов коммерческому оператору, системному оператору и субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счётчиков. В счётчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счётчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учёта коэффициентов трансформации для счётчиков А1800, для остальных типов счётчиков – мгновенные значения умножаются на коэффициенты ТТ и ТН, внесенные в энергонезависимую память счётчиков. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счётчиков с привязкой к шкале времени UTC (SU).

Для предотвращения искажения информации, передаваемой между уровнями ИИК ТИ и ИВК, производится вычисление и сравнение контрольных сумм, переданных и принятых данных.

ИВК выполняет следующие функции:

- сбор, первичную обработку и хранение результатов измерений и служебной информации ИИК ТИ;
- занесение результатов измерений и их хранение в базе данных ИВК;
- пересчёт результатов измерений с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (для счётчиков А1800);
- визуальный просмотр результатов измерений из базы данных;
- передачу результатов измерений во внешние системы, в том числе в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС», другим субъектам оптового рынка по протоколу SMTP в виде XML-файлов макетов 80020, 80030, 51070;
- ведение журнала событий ИВК;
- оформление справочных и отчётных документов.

Передача информации от сервера БД во внешние системы осуществляется посредством сети Internet с использованием выделенного канала связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), в которую входят часы сервера ИВК, счётчиков и блока коррекции времени ЭНКС-2. ЭНКС-2 формирует шкалу времени UTC(SU) путем обработки сигналов точного времени, полученных от навигационных спутниковых систем с помощью антенны ГЛОНАСС/GPS и передает ее в ИВК. Сличение часов сервера с часами ЭНКС-2 осуществляется каждые 10 минут, корректировка часов сервера происходит при поправке часов (расхождении) более чем на 0,5 с. Сличение часов счётчиков и часов сервера происходит при каждом обращении сервера к счётчику, корректировка часов счётчиков происходит при расхождении часов счётчика и часов сервера более чем ± 2 с.

Журналы событий счётчиков и сервера АИИС КУЭ содержат факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 2 в виде цифро-буквенного обозначения наносится в формуляр.

Программное обеспечение

В ИВК используется программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера» из состава системы автоматизированной информационно-измерительной «Энергосфера».

Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Идентификационное наименование программного обеспечения	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Программное обеспечение имеет уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 – «средний».

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ ГПП-4, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т1	TG 145 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 Рег. № 79655-20	СРВ 123-550 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(110000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-96	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Сервер БД; Блок коррекции времени ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
2	ПС 110 кВ ГПП-4, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т2	TG 145 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 Рег. № 79655-20	СРВ 123-550 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(110000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-96	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	2	3	4	5	6
3	ПС 110 кВ ГПП-4, ЗРУ-10 кВ, 1 сш 10 кВ, яч.2, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 22192-03	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Сервер БД; Блок коррекции времени ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
4	ПС 110 кВ ГПП-4, ЗРУ-10 кВ, 2 сш 10 кВ, яч.23, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 22192-03	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
5	ПС 110 кВ ГПП-4, ЗРУ-10 кВ, 3 сш 10 кВ, яч.33, КЛ-10 кВ Город-33	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 22192-03	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
6	ПС 110 кВ ГПП-4, ЗРУ-10 кВ, 4 сш 10 кВ, яч.45, КЛ-10 кВ Город-45	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-00	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
7	ПС 110 кВ ГПП-4, ЗРУ-10 кВ, 4 сш 10 кВ, яч.46, КВЛ-10 кВ Город-46	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 22192-03	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-00	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
8	ПС 220 кВ ГПП-14, РУ-10 кВ, 1С, яч.106А	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 30709-05	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 16687-02	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
9	ПС 220 кВ ГПП-14, РУ-10 кВ, 2С, яч.203Б	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 30709-05	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 16687-02	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
10	ПС 220 кВ ГПП-6, РУ-220 кВ, Ввод 1Т 220 кВ	VAU Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 250/5 Рег. № 53609-13	VAU Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 53609-13	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
11	РП-38А 10 кВ, РУ-10 кВ, 1С, яч.4	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-53	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	ПС 220 кВ ГПП-1, КРУЭ-110 кВ, яч.2	ELK-CT0 Кл.т. 0,2S КТТ = 1000/1 Рег. № 49474-12	VCU Кл.т. 0,2 $K_{TH}=(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 53610-13	ExpertMeter 720 (EM 720) Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 39235-13	Сервер БД; Блок коррекции времени ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
13	ПС 220 кВ ГПП-1, КРУЭ-110 кВ, яч.4	ELK-CT0 Кл.т. 0,2S КТТ = 1000/1 Рег. № 49474-12	VCU Кл.т. 0,2 $K_{TH}=(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 53610-13	ExpertMeter 720 (EM 720) Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 39235-13	
14	ПС 220 кВ ГПП-6, РУ-220 кВ, Ввод 2Т 220 кВ	VAU Кл.т. 0,2S КТТ = 250/5 Рег. № 53609-13	VAU Кл.т. 0,2 $K_{TH}=(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 53609-13	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
15	ПС 220 кВ ГПП-1, ЗРУ-10 кВ №1, яч.3	ТПОФ Кл.т. 0,5 КТТ = 600/5 Рег. № 518-50	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 КТТ = 10000/100 Рег. № 20186-05	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
16	ПС 220 кВ ГПП-1, ЗРУ-10 кВ №2, яч.3Б	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 КТТ = 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 КТТ = 10000/100 Рег. № 831-53	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
17	ПС 220 кВ ГПП-1, ЗРУ-10 кВ №2, яч.15В	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 КТТ = 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 КТТ = 10000/100 Рег. № 20186-05	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
18	ПС 220 кВ ГПП-7, РУ-10 кВ, яч.14Д	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 КТТ = 1000/5 Рег. № 7069-79	НОМ-10-66 Кл.т. 0,5 КТТ = 10000/100 Рег. № 4947-75	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
19	ПС 220 кВ ГПП-3А, ЗРУ-220 кВ, Ввод Т2 220 кВ	ТВ-220 Кл.т. 0,2S КТТ = 1000/1 Рег. № 20644-05	СРВ 123-550 Кл.т. 0,2 $K_{TH}=(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 15853-96	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
20	ПС 220 кВ ГПП-3А, ЗРУ-220 кВ, Ввод Т1 220 кВ	ТВ-220 Кл.т. 0,2S КТТ = 1000/1 Рег. № 20644-05	СРВ 123-550 Кл.т. 0,2 $K_{TH}=(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 15853-96	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
21	ПС 220 кВ ГПП-1, КРУЭ-220 кВ, яч.5	СТSG Кл.т. 0,2S КТТ = 1000/1 Рег. № 30091-05	СРА 72-550 Кл.т. 0,2 $K_{TH}=(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 47846-11	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
22	ПС 220 кВ ГПП-1, КРУЭ- 220 кВ, яч.2	CTSG Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 30091-05	CPA 72-550 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 47846-11	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	Сервер БД; Блок коррекции времени ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
23	ПС 220 кВ ГПП-11, ЗРУ- 220 кВ, Ввод 1Т 220 кВ	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 37850-08	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37850-08	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
24	ПС 220 кВ ГПП-11, ЗРУ- 220 кВ, Ввод 2Т 220 кВ	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 37850-08	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37850-08	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
25	ПС 220 кВ ГПП-11, ЗРУ- 220 кВ, Ввод 5Т 220 кВ	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 37850-08	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37850-08	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
26	ПС 220 кВ ГПП-11, ЗРУ- 220 кВ, Ввод 3Т 220 кВ	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 37850-08	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37850-08	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
27	ПС 220 кВ ГПП-11, ЗРУ- 220 кВ, Ввод 4Т 220 кВ	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 37850-08	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37850-08	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
28	ПС 220 кВ ГПП-7, ЗРУ- 220 кВ, яч.5	ТГ-220 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 18472-05	ЗНОГ-220 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 47592-11	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
29	ПС 220 кВ ГПП-7, ЗРУ- 220 кВ, яч.8	ТГ-220 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 18472-05	ЗНОГ-220 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 47592-11	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
30	ПС 220 кВ ГПП-3, РУ-220 кВ, Ввод 1Т 220 кВ	ТВ-220 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 20644-05	CPB 123-550 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-96	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
31	ПС 220 кВ ГПП-3, РУ-220 кВ, Ввод 2Т 220 кВ	ТВ-220 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 20644-05	CPB 123-550 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-96	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
32	ПС 220 кВ ГПП-3, РУ-220 кВ, Ввод 5Т 220 кВ	ТВ-220 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 20644-05	СРВ 123-550 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-96	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	Сервер БД; Блок коррекции времени ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
33	ПС 220 кВ ГПП-3, РУ-220 кВ, Ввод 7Т 220 кВ	ТВ-220 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 20644-05	СРВ 123-550 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-96	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
34	ПС 220 кВ ГПП-3, РУ-220 кВ, Ввод 8Т 220 кВ	ТВ-220 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 20644-05	СРВ 123-550 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-96	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
35	ПС 220 кВ ГПП-3, РУ-220 кВ, Ввод 6Т 220 кВ	ТВ-220 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 20644-05	СРВ 123-550 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-96	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
36	ПС 220 кВ ГПП-6, РУ-10 кВ, 1С, В1 10 кВ	ТЛШ-10У3 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег.№ 6811-78	НОМ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 4947-75	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
37	ПС 220 кВ ГПП-6, РУ-10 кВ, 2С, В2 10 кВ	ТЛШ-10У3 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег.№ 6811-78	НОМ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 4947-75	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
38	ПС 220 кВ ГПП-12, РУ-10 кВ, 4С, В4 10 кВ	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 5000/5 Рег.№ 1423-60	НОМ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 4947-75	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
39	ПС 220 кВ ГПП-12, РУ-10 кВ, 2С, В2 10 кВ	ТПШВ15 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 6000/5 Рег.№ 5718-76	НОМ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 4947-75	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
40	ПС 220 кВ ГПП-12, РУ-10 кВ, 1С, В1 10 кВ	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 5000/5 Рег.№ 1423-60	НОМ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 4947-75	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
41	ПС 220 кВ ГПП-12, РУ-10 кВ, 3С, В3 10 кВ	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 5000/5 Рег.№ 1423-60	НОМ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 4947-75	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
42	ТЭЦ-ЭВС-2, ЗРУ-220 кВ, яч.3	ТФГ-220 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 57800-14	НКФ-220-58 Кл.т. 1 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 1382-60	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	Сервер БД; Блок коррекции времени ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
43	ТЭЦ-ЭВС-2, ЗРУ-220 кВ, яч.13	ТГФМ-220 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 52260-12	НКФ-220-58 Кл.т. 1 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 1382-60	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
44	ТЭЦ-ЭВС-2, ЗРУ-220 кВ, яч.4, ОВВ	ТФГ-220 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 57800-14	НКФ-220-58 Кл.т. 1 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 1382-60	PM175-E Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
45	РП-5, РУ-10 кВ, яч.8	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
46	РП-5, РУ-10 кВ, яч.22	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
47	ПС-132, РУ-10 кВ, 1С, яч.11 Ввод №3 ПС-37	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
48	ПС-132, РУ-10 кВ, 2С, яч.20 Ввод №4 ПС-37	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
49	ТЭЦ-ЭВС-2, ГРУ-10 кВ, яч.8-1	ТОЛ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 47959-16	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	PM175 Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 34868-07	
50	ТЭЦ-ЭВС-2, ГРУ-10 кВ, яч.74-2	ТОЛ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 47959-16	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	PM175 Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 34868-07	
51	РП-248, РУ-10 кВ, яч.6 248ТП4	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 11094-87	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
52	РП-248, РУ-10 кВ, яч.9 248ТП4	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 11094-87	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	Сервер БД; Блок коррекции времени ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
53	РП-46, РУ-10 кВ, яч.8 ТП-46Л	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
54	РП-46, РУ-10 кВ, яч.22 ТП-46Л	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
55	ТЭЦ-ПВС, ГРУ-10,5 кВ, 1С, яч.17 Ввод №1 ПС-37	ТПОФ Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-53	PM175 Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 34868-07	
56	ТЭЦ-ПВС, ГРУ-10,5 кВ, 6С, яч.116 Ввод №2 ПС-37	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-53	PM175 Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 34868-07	
57	ПС 220 кВ ГПП-12, РУ-220 кВ, Ввод 1Т 220 кВ	VAU Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/1 Рег. № 53609-13	VAU Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 53609-13	BINOM339 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	
58	ПС 220 кВ ГПП-12, РУ-220 кВ, Ввод 2Т 220 кВ	VAU Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/1 Рег. № 53609-13	VAU Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 53609-13	BINOM339 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	
59	ПС 220 кВ ГПП-12, РУ-220 кВ, Ввод 3Т 220 кВ	VAU Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/1 Рег. № 53609-13	VAU Кл.т. 0,2 К _{ТН} =(220000/√3)/(100/√3) Рег. № 53609-13	BINOM339 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	

Примечания:

- Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков на аналогичные утверждённых типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик;
- Допускается изменения наименований ИК без изменения технологического объекта, на котором производятся измерения, а также уменьшение числа ИК;
- Изменения по п.п. 1 и 2 примечаний оформляются техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносятся изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %
1, 2, 57-59	0,50	±1,8	±1,5	±1,3	±1,3	±0,9	±0,8	±0,9	±0,8
	0,80	±1,2	±1,8	±0,9	±1,4	±0,6	±1,0	±0,6	±1,0
	0,87	±1,1	±2,1	±0,8	±1,6	±0,6	±1,1	±0,6	±1,1
	1,00	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-	±0,5	-
10, 12- 14, 19- 35	0,50	±1,8	±1,9	±1,3	±1,8	±0,9	±1,2	±0,9	±1,2
	0,80	±1,2	±2,2	±0,9	±1,9	±0,6	±1,3	±0,6	±1,3
	0,87	±1,1	±2,4	±0,8	±2,0	±0,6	±1,4	±0,6	±1,4
	1,00	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-	±0,5	-
8, 9	0,50	±2,1	±2,0	±1,7	±1,9	±1,4	±1,3	±1,4	±1,3
	0,80	±1,3	±2,4	±1,1	±2,1	±0,9	±1,6	±0,9	±1,6
	0,87	±1,3	±2,6	±1,0	±2,3	±0,8	±1,8	±0,8	±1,8
	1,00	±1,0	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-
42, 43, 44	0,50	±3,0	±2,3	±2,7	±2,2	±2,6	±1,8	±2,6	±1,8
	0,80	±1,8	±2,9	±1,7	±2,7	±1,6	±2,4	±1,6	±2,4
	0,87	±1,7	±3,4	±1,5	±3,1	±1,4	±2,8	±1,4	±2,8
	1,00	±1,4	-	±1,2	-	±1,2	-	±1,2	-
51, 52	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,8	±1,7	±2,0	±1,4
	0,80	-	-	±3,0	±4,5	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,4	±2,9	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
11, 15-18, 36-41, 55, 56	0,50	-	-	±5,4	±3,0	±2,9	±1,8	±2,2	±1,5
	0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,6	±2,6	±1,2	±2,1
	0,87	-	-	±2,5	±5,6	±1,4	±3,1	±1,1	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
45, 46, 47, 48, 53, 54	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-
3, 4, 5, 6, 7	0,50	±4,8	±2,4	±3,0	±1,8	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,6	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,1	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
49, 50	0,50	±4,8	±2,7	±3,0	±2,1	±2,2	±1,5	±2,2	±1,5
	0,80	±2,6	±4,1	±1,7	±2,9	±1,2	±2,1	±1,2	±2,1
	0,87	±2,2	±5,0	±1,5	±3,3	±1,1	±2,4	±1,1	±2,4
	1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δW^A %	δW^P %	δW^A %	δW^P %	δW^A %	δW^P %	δW^A %	δW^P %
1, 2, 57-59	0,50	±1,9	±2,0	±1,4	±1,9	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,80	±1,3	±2,3	±1,0	±2,0	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	0,87	±1,2	±2,5	±1,0	±2,1	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	1,00	±1,1	-	±0,6	-	±0,6	-	±0,6	-
10, 12- 14, 19- 35	0,50	±1,9	±3,2	±1,4	±3,2	±1,1	±2,9	±1,1	±2,9
	0,80	±1,3	±3,4	±1,0	±3,3	±0,8	±3,0	±0,8	±3,0
	0,87	±1,2	±3,5	±1,0	±3,3	±0,8	±3,0	±0,8	±3,0
	1,00	±1,1	-	±0,6	-	±0,6	-	±0,6	-
8, 9	0,50	±2,2	±3,2	±1,7	±3,2	±1,5	±3,0	±1,5	±3,0
	0,80	±1,5	±3,5	±1,2	±3,4	±1,1	±3,1	±1,1	±3,1
	0,87	±1,4	±3,7	±1,2	±3,5	±1,0	±3,2	±1,0	±3,2
	1,00	±1,2	-	±0,8	-	±0,8	-	±0,8	-
42, 43, 44	0,50	±3,1	±3,4	±2,8	±3,4	±2,6	±3,2	±2,6	±3,2
	0,80	±1,9	±3,9	±1,8	±3,8	±1,7	±3,6	±1,7	±3,6
	0,87	±1,8	±4,2	±1,6	±4,1	±1,5	±3,8	±1,5	±3,8
	1,00	±1,5	-	±1,3	-	±1,2	-	±1,2	-
51, 52	0,50	-	-	±5,6	±3,9	±3,1	±3,1	±2,4	±3,0
	0,80	-	-	±3,3	±5,2	±2,1	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±3,0	±6,1	±2,0	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,3	-	±1,2	-
11, 15-18, 36-41, 55, 56	0,50	-	-	±5,4	±4,0	±3,0	±3,2	±2,3	±3,1
	0,80	-	-	±2,9	±5,3	±1,7	±3,7	±1,4	±3,4
	0,87	-	-	±2,6	±6,2	±1,5	±4,1	±1,2	±3,6
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
45, 46, 47, 48, 53, 54	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
3, 4, 5, 6, 7	0,50	±4,8	±2,8	±3,0	±2,2	±2,3	±1,8	±2,3	±1,8
	0,80	±2,6	±4,2	±1,8	±2,9	±1,4	±2,3	±1,4	±2,3
	0,87	±2,3	±5,0	±1,6	±3,4	±1,2	±2,6	±1,2	±2,6
	1,00	±1,7	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
49, 50	0,50	±4,8	±3,7	±3,0	±3,4	±2,3	±3,1	±2,3	±3,1
	0,80	±2,6	±4,9	±1,8	±3,9	±1,4	±3,4	±1,4	±3,4
	0,87	±2,3	±5,6	±1,6	±4,3	±1,2	±3,6	±1,2	±3,6
	1,00	±1,7	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-

Примечание к таблицам 3 и 4:

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

δ_{w0}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;
 δ_{w0}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;
 δ_w^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;
 δ_w^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	59
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °C:	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое / ручное
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	100

Окончание таблицы 5

1	2
Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надёжность системных решений:

- резервирование питания сервера посредством применения источника бесперебойного питания;
- резервирование питания счётчиков.

Регистрация событий с фиксацией времени и даты наступления:

- в журнале событий счётчика:
 - изменение данных и конфигурации;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе;
 - перерывы питания;
 - попытки несанкционированного доступа;
 - факты и величина коррекции времени;
 - результаты автоматической самодиагностики;
- в журналах сервера БД:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов ТТ и ТН;
 - изменение конфигурации;
 - замены счётчика;
 - величины коррекции системного времени;
 - события из журнала счётчиков.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа (установка пломб, знаков визуального контроля):
 - счётчика;
 - испытательной коробки;
 - измерительных цепей;
 - сервера ИВК;
- защита на программном уровне:
 - установка паролей на счётчик;
 - установка паролей на сервер;
 - установка паролей на АРМ пользователей.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра ГДАР.411711.078/4.01ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Северсталь» (ЧерМК). Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	VAU-123/245/362	15
Трансформаторы тока	VAU	15
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	CTSG	6
Трансформаторы тока	ТФГ-220	6
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТПОФ	4
Трансформаторы тока	ТЛП-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	3
Трансформаторы тока	TG 145	6
Трансформаторы тока	ТВ-220	24
Трансформаторы тока	ELK-CT0	6
Трансформаторы тока	ТОЛ	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	12
Трансформаторы тока	ТГ-220	6
Трансформаторы тока	ТШВ15	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	18
Трансформаторы тока	ТГФМ-220	3
Трансформаторы тока	ТЛШ-10У3	4
Трансформаторы напряжения	VAU-123/245/362	15
Трансформаторы напряжения	VAU	15
Трансформаторы напряжения	CPB 123-550	18
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-220	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформаторы напряжения	VCU	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	6
Трансформаторы напряжения	CPA 72-550	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	8
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	6
Трансформаторы напряжения	НОМ-10-66	15
Счетчики	ExpertMeter 720 (EM 720)	2
Счетчики	PM175	4
Счетчики	A1802RAL-P4GB-DW-4	7
Счетчики	PM175-E	35
Счетчики	EM133	8
Счетчики	BINOM339	3
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1

Окончание таблицы 6

1	2	3
ПО ИВК	ПК «Энергосфера»	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Северсталь» (ЧерМК). Формуляр	ГДАР.411711.078/4.01 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПАО «Северсталь» (ЧерМК)» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПАО «Северсталь» (ЧерМК)

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

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

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Северсталь» (ПАО «Северсталь»)
ИНН 3528000597
Адрес: 162608, Вологодская обл., г. Череповец, ул. Мира, д. 30
Телефон: +7(8202) 53-09-00
E-mail: severstal@severstal.com

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Северсталь» (ПАО «Северсталь»)
ИНН 3528000597
Адрес: 162608, Вологодская обл., г. Череповец, ул. Мира, д. 30
Телефон: +7(8202) 53-09-00
E-mail: severstal@severstal.com

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, Российская Федерация, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4
Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60
E-mail: director@sniim.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительные программно-технические «Азимут 4»

Назначение средства измерений

Комплексы измерительные программно-технические «Азимут 4» (далее - комплексы) предназначены для измерений в автоматическом режиме скорости движения транспортных средств (далее - ТС) в зоне контроля и на контролируемом участке по видеокадрам, скорости движения ТС в зоне контроля и на контролируемом участке радиолокационным методом; значений текущего времени, синхронизированных с национальной шкалой времени UTC(SU); измерений текущих навигационных параметров и определения на их основе координат комплексов.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов при измерении скорости движения ТС по видеокадрам основан на автоматическом измерении расстояния, пройденного ТС, и интервала времени, за которое это расстояние пройдено.

Принцип действия комплексов при измерении скорости ТС радиолокационным методом основан на измерении разности частоты высокочастотных сигналов при отражении от ТС (эффект Доплера).

Принцип действия комплексов при измерении скорости движения ТС на контролируемом участке основан на измерении расстояния, пройденного ТС от точки фиксации в зоне контроля на въезде до точки фиксации в зоне контроля на выезде с участка, а также измерения интервала времени между моментами фиксации ТС в зоне контроля на въезде и зоне контроля на выезде с контролируемого участка.

Принцип действия комплексов при измерении значений текущего времени и координат основан на параллельном приеме и обработке сигналов навигационных космических аппаратов космических навигационных систем ГЛОНАСС/GPS с помощью приемника, входящего в состав комплекса, автоматической синхронизации шкалы времени комплекса с национальной шкалой времени UTC(SU) и записи текущего момента времени и координат в сохраняемые фото- и видеокадры, формируемые комплексом.

Функционально комплексы применяются для фиксации: превышения установленной скорости движения транспортного средства, пересечения в нарушение ПДД линий разметки проезжей части дороги, проезда на запрещающий сигнал светофора, невыполнения требования об остановке перед стоп-линией, невыполнения требования об остановке перед знаком стоп, выезда на перекресток или пересечение проезжей части дороги в случае образовавшегося затора (или нарушение правил пересечения перекрестков с «вафельной» разметкой), поворота или движения прямо или разворота в нарушение требований предписанных дорожными знаками или разметкой проезжей части дороги, несоблюдения требований (предписанных дорожными знаками) запрещающими движение грузовых автотранспортных средств, выезд в нарушение ПДД на обочину (газоны, пешеходные тротуары, велодорожки, полосы для реверсивного движения, полосы для движения маршрутных ТС, трамвайные пути), выезд в нарушение ПДД на полосу, предназначенную для встречного движения, нарушения правил пользования внешними световыми приборами, нарушения правил применения ремней безопасности или мотошлемов, несоблюдения требований запрещающих остановку или стоянку транспортных средств, нарушения правил пользования телефоном водителем транспортного средства, движение транспортного средства во встречном направлении по дороге с односторонним движением, нарушения требований об обязательном прохождении технического осмотра или обязательном страховании гражданской ответственности владельцев транспортных средств, установки на ТС без соответствующего разрешения спецсигналов (или опознавательного фонаря такси, опознавательного знака "Инвалид" и т.п.), невыполнения требования ПДД уступить дорогу пешеходам (велосипедистам или иным участникам дорожного движения), нарушения скоростного режима на протяженном участке дороги, несоблюдения дистанции к впереди движущемуся транспортному средству, выезда на железнодорожный переезд при закрытом или закрываемом шлагбауме либо при запрещающем сигнале светофора, остановки (стоянки) или выезда на встречную полосу на железнодорожном переезде, движения автомобиля с разрешенной массой ТС по полосам в нарушение ПДД, нарушение правил, установленных для движения транспортных средств в жилых зонах прочих нарушений ПДД приближающихся и удаляющихся ТС двигающихся в плотном потоке во всей зоне контроля с формированием пакета данных и траектории движения (трекинг) по каждому ТС с внесением координат установки комплексов и времени фиксации ТС.

В состав комплексов в зависимости от исполнения входят:

Вычислительный модуль (ВМ) — специализированный компьютер со встроенным специализированным программным обеспечением (ВСПО);

Выносной распознающий (детализирующий) телевизионный датчик (ТВДД), в состав которого входит видеокамера высокого разрешения и инфракрасная (ИК) система освещения. ТВДД в зависимости от решаемых задач и формы исполнения подразделяются на три типа:

- тип 1 - используется для измерений скорости движения ТС, измерений значений текущего времени, синхронизированных с национальной шкалой времени UTC(SU), измерений текущих навигационных параметров и определения на их основе координат комплексов (форма – цилиндрическая);

- тип 2 - используется для измерений значений текущего времени, синхронизированных с национальной шкалой времени UTC(SU), измерений текущих навигационных параметров и определения на их основе координат комплексов (форма – цилиндрическая);

- тип 3 - используется для измерений значений текущего времени, синхронизированных с национальной шкалой времени UTC(SU), измерений текущих навигационных параметров и определения на их основе координат комплексов (форма – купольная);

Общие виды ТВДД представлены на рисунках 1 – 3.

Моноблок тип 1 (МБ1), включающий в себя специализированный компьютер с ВСПО, приемную аппаратуру ГНСС ГЛОНАСС/GPS, видеокамеру высокого разрешения и ИК систему освещения;

Моноблок тип 2 (МБ2), включающий в себя специализированный компьютер с ВСПО, приемную аппаратуру ГНСС ГЛОНАСС/GPS, видеокамеру высокого разрешения, ИК систему освещения и радиолокационный модуль. Измерение скорости движения ТС в зоне контроля моноблоком типа 2 может производиться одновременно как методом по видеокадрам, как и радиолокационным методом. В этом случае только при совпадении, с заданной погрешностью, измеренных значений скорости движения ТС, результат передается для дальнейшей обработки;

Моноблок тип 3 (МБ3), включающий в себя специализированный компьютер с ВСПО, приемную аппаратуру ГНСС ГЛОНАСС/GPS, видеокамеру высокого разрешения и ИК систему освещения;

Моноблок тип 4 (МБ4), включающий в себя специализированный компьютер с ВСПО, приемную аппаратуру ГНСС ГЛОНАСС/GPS, видеокамеру высокого разрешения, ИК систему освещения и радиолокационный модуль. Измерение скорости движения ТС в зоне контроля моноблоком типа 4 может производиться одновременно как методом по видеокадрам, как и радиолокационным методом. В этом случае только при совпадении, с заданной погрешностью, измеренных значений скорости движения ТС, результат передается для дальнейшей обработки.

Моноблоки могут изготавливаться следующих цветов: белый, серый, серебристый, черный.

Вспомогательное оборудование, не влияющее на метрологические характеристики и выполняющее функции распределения питания и обеспечения связи между компонентами комплекса и обеспечения связи с внешними информационными системами, включая программно-технические элементы защиты информации (Аккумуляторные батареи, ВРУ, ШПС и пр.); обеспечения полноты доказательной базы (обзорные ТВ датчики (ТВДО) и пр.); обеспечения фиксации и крепежа комплекса и его компонентов (устройства позиционирования, кронштейны, треноги и пр.)

Комплексы выпускаются в следующих исполнениях:

- исполнение 01 состоит из одного или нескольких вычислительных модулей (ВМ) приемной аппаратуры ГНСС ГЛОНАСС/GPS, ТВДД и вспомогательного оборудования. К одному ВМ может быть одновременно подключено до 8 ТВДД;

- исполнение 02 состоит из одного или нескольких моноблоков типа 1, вспомогательного оборудования;

- исполнение 03 состоит из одного или нескольких моноблоков типа 2, вспомогательного оборудования;

- исполнение 04 состоит из одного или нескольких моноблоков типа 3, вспомогательного оборудования;

- исполнение 05 состоит из одного или нескольких моноблоков типа 4, вспомогательного оборудования;

Общий вид комплексов, схема пломбировки от несанкционированного доступа, места нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунках 4-9.

Комплексы соответствуют требованиям Технического регламента Таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств» (ТР ТС 020/2011) и Технического регламента Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» (ТР ТС 004/2011).



Рисунок 1 – Общий вид ТВДД типа 1



Рисунок 2 – Общий вид ТВДД типа 2



Рисунок 3 – Общий вид ТВДД типа 3



Рисунок 4 – Общий вид вычислительного модуля комплексов



Рисунок 5 – Общий вид моноблоков типов 1,2



Рисунок 6 – Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера комплексов для моноблоков типов 1, 2



Рисунок 7– Общий вид моноблоков типов 3, 4

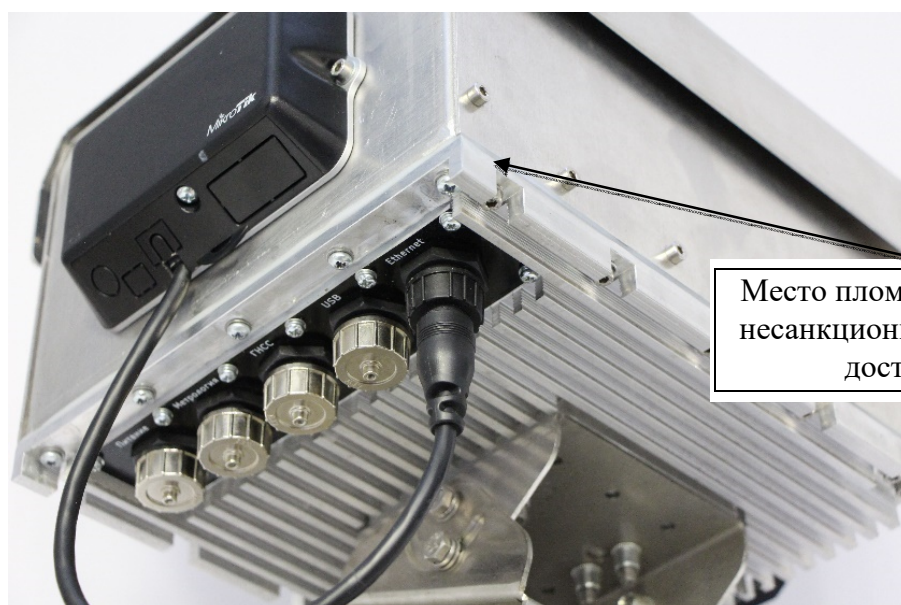


Рисунок 8 – Место пломбировки моноблоков типов 3, 4 от несанкционированного доступа



Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Рисунок 9 – Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера комплексов для моноблоков типов 3, 4

Знак поверки на комплексы не наносится.

Заводской номер наносится на прямоугольную самоклеящуюся этикетку, изготовленную типографским способом и размещаемую либо на внутренней части вычислительного модуля комплексов, либо на нижней части моноблоков для типов 1 и 2, либо на задней панели моноблоков типов 3 и 4. Формат нанесения заводского номера числовой.

Программное обеспечение

Функционирование комплексов осуществляется под управлением специализированного программного обеспечения (ПО).

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Азимут 4
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 4.0.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений скорости движения ТС, км/ч: – при измерении по видеокадрам в зоне контроля (исполнения 01, 02, 04) – при измерении на контролируемом участке – при измерении радиолокационным методом в зоне контроля (исполнение 03) – при измерении радиолокационным методом в зоне контроля (исполнение 05)	от 0 до 350 включ. от 0 до 350 включ. от 20 до 300 включ. от 0 до 350 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости движения ТС в диапазоне скоростей от 0 до 350 км/ч включ., км/ч: а) при измерении по видеокадрам (исполнения 01, 02, 04) б) при измерении на контролируемом участке в) при измерении радиолокационным методом в зоне контроля (исполнение 05) Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости движения ТС при измерении радиолокационным методом в зоне контроля (исполнение 03) – в диапазоне от 20 до 200 км/ч включ., км/ч – в диапазоне св. 200 км/ч до 300 км/ч включ., км/ч	±1 ±1 ±1 ±1 ±2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации внутренней шкалы времени комплекса с национальной шкалой времени UTC(SU), мкс	±10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности присвоения временной метки видеокадру, мс: - ТВДД типов 2,3 - ТВДД тип 1, моноблоки типов 1 - 4	±50 ±1
Границы допускаемой погрешности (при доверительной вероятности 0,95 и геометрическом факторе PDOP ≤ 3) определения координат в плане, м	±3

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Минимальная протяженность контролируемого участка, м	70
Максимальная протяженность контролируемого участка при измерении скорости движения ТС одним комплексом в исполнении 01, м	20 000
Размеры зоны контроля ТВДД тип 1, м: – длина – ширина	до 50 до 27
Габаритные размеры без крепежных, установочных, съемных элементов и блоков питания, мм, не более: а) вычислительный модуль – длина – ширина – высота б) моноблок типов 1, 2 – длина – ширина – высота	210 430 530 490 180 210

в) моноблок типов 3, 4	
– длина	270
– ширина	225
– высота	165
г) ТВДД тип 1	
– длина	410
– ширина	150
– высота	140
д) ТВДД тип 2	
– длина	430
– ширина	120
– высота	140
е) ТВДД тип 3	
– диаметр	190
– высота	332
Масса без крепежных, установочных, съемных элементов и блоков питания, кг, не более:	
– вычислительный модуль	14,5
– моноблок типов 1, 2	4,8
– моноблок типов 3,4	4,8
– ТВДД тип 1	2,9
– ТВДД тип 2	3,2
– ТВДД тип 3	4,7
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °С:	от -60 до +65
– относительная влажность воздуха при +30 °С, %	до 95

Знак утверждения типа

наносится на прямоугольную самоклеящуюся этикетку, изготовленную типографским способом и размещаемую либо на внутренней части вычислительного модуля комплексов, либо на нижней части моноблоков для типов 1 и 2, либо на задней панели моноблоков типов 3 и 4 и на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность комплексов

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерительный программно-технический «Азимут 4»		1 шт.*
Руководство по эксплуатации	ТБДД 466534.030 РЭ	1 экз.**
Руководство оператора	ТБДД.466534.030 РО1	1 экз.**
Паспорт	ТБДД.466534.030 ПС	1 экз.
Методика поверки		1 экз.**
* – состав комплексов зависит от заказанного исполнения ** – документы поставляются на цифровом носителе		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п 1.5.2 «Работа изделия» документа «Комплекс измерительный программно-технический «Азимут 4». ТБДД 466534.030 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средствам измерений

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

Комплекс измерительный программно-технический «Азимут 4». Технические условия. ТУ 26.51.66-005-24066729-19.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Технологии безопасности дорожного движения» (ООО «ТБДД»)

ИНН 5904286923

Адрес: 614010, г. Пермь, ул. Маршрутная, д.15

Телефон: +7 (342) 281 00 33

Web-сайт: www.tbdd.ru

E-mail: info@tbdd.ru

Испытательный центр

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

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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» сентября 2022 г. № 2189

Регистрационный № 65108-16

Лист № 1
Всего листов 28

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы портативные ПГ ЭРИС-411, ПГ ЭРИС-414

Назначение средства измерения

Газоанализаторы портативные ПГ ЭРИС-411, ПГ ЭРИС-414 (далее – газоанализаторы) предназначены для измерений содержания токсичных, горючих, углеводородных газов и кислорода в воздухе рабочей зоны промышленных помещений и открытых пространств промышленных объектов.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов основан на измерении и преобразовании сигнала входящих в его состав сенсоров (чувствительных элементов):

- электрохимический при измерении объемной доли, массовой концентрации токсичных газов, O₂;
- оптический инфракрасный и термokatалитический при измерении объемной доли, массовой концентрации, ДВК горючих и углеводородных газов, в том числе газов образованных в результате испарения горючих жидкостей таких как пары нефти, бензина, авиационного топлива, топлива для реактивных двигателей, дизельного топлива, керосина;
- фотоионизационный при измерении массовой концентрации и объемной доли вредных веществ.

Газоанализатор состоит из электронного блока и заменяемых сенсоров, размещенных в корпусе с креплением на одежду. Элементы питания размещены в изолированном отсеке корпуса, имеющем собственную крышку и отделенном стенками от остального внутреннего объема.

Газоанализатор проводит анализ определяемых компонентов газовой смеси (в зависимости от исполнения), осуществляет непрерывный мониторинг и отображение измеренных данных и показаний состояний газоанализатора на буквенно-цифровом жидкокристаллическом дисплее.

Газоанализатор обеспечивает:

- непрерывное измерение газов в воздухе и отображение измеренных значений на дисплее;
- диффузионный забор пробы воздуха (в отсутствии подключенного насоса);
- непрерывный забор пробы воздуха при подключении ручного или моторизованного насоса на расстоянии до 30 м от места забора;
- автоматическую и принудительную настройку нуля;
- самодиагностику при включении и во время работы;
- измерение среднесменного значения ПДК с записью результатов во внутреннюю энергонезависимую память прибора;

- запись событий и измеренных значений во внутреннюю энергонезависимую память с возможностью дальнейшего анализа на ПК;
- передачу данных по радиоканалу по протоколу E-WIRE, LORA, LORAWAN (в зависимости от исполнения);
- передачу цифровых сигналов, управление режимами работы бесконтактно по стандарту связи Bluetooth, NB-IoT, LTE, GSM, WiSUN, Zigbee, IEEE 802.15.4, ISA100.11a (по заказу);
- передачу данных на ПК при помощи кабеля передачи данных. Кабель подключается к компьютеру через USB порт.

Газоанализаторы оснащены цифровой индикацией, световой, звуковой, вибрационной предупреждающей сигнализацией о достижении содержания определяемых компонентов установленных пороговых значений. Пороги сигнализации устанавливаются изготовителем или потребителем.

Газоанализаторы выпускаются 4 исполнений: ПГ ЭРИС-411-1, ПГ ЭРИС-411-2, ПГ ЭРИС-414-1, ПГ ЭРИС-414-2 – отличающихся конструкцией, количеством устанавливаемых сенсоров и количеством определяемых компонентов.

Степень защиты оболочки от проникновения пыли и воды IP66/IP67 по ГОСТ 14254-2015.

Газоанализаторы портативные ПГ ЭРИС-411, ПГ ЭРИС-414 могут быть выполнены во взрывозащищенном исполнении.

Заводской номер газоанализаторов наносится на маркировочную табличку на заднюю часть корпуса газоанализаторов способом наклейки и имеет буквенно-числовой формат. Маркировочная табличка с указанием заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 1.

Конструкцией газоанализаторов не предусмотрена возможность нанесения знака поверки.

Для защиты от несанкционированного доступа в газоанализаторах предусмотрена установка разрушаемой пломбы-наклейки изготовителя. Общий вид газоанализаторов с указанием мест пломбирования представлен на рисунках 2-5.



Рисунок 1 - Маркировочные таблички газоанализаторов ПГ ЭРИС-411, ПГ ЭРИС-414 с указанием заводского номера и знака утверждения типа

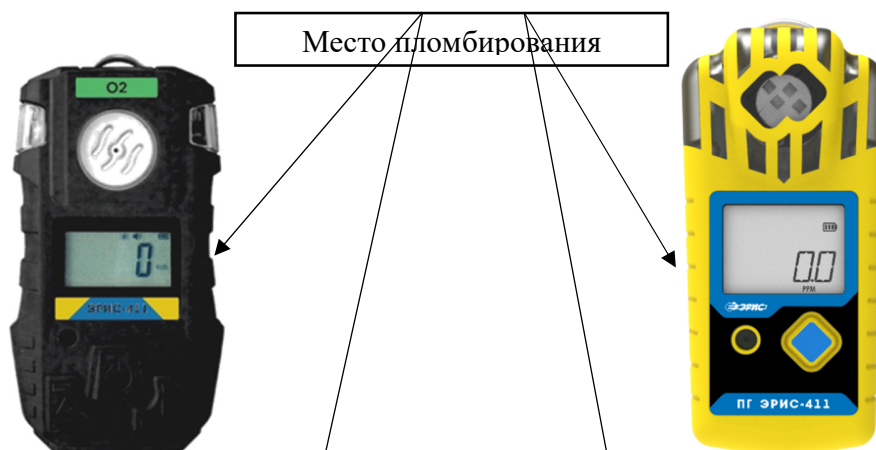


Рисунок 2 - Общий вид газоанализатора ПГ ЭРИС-411-1 и схема пломбировки

Рисунок 3 - Общий вид газоанализатора ПГ ЭРИС-411-2 и схема пломбировки



Рисунок 4- Общий вид газоанализатора ПГ ЭРИС-414-1 и схема пломбировки



Рисунок 5 - Общий вид газоанализатора ПГ ЭРИС-414-2 и схема пломбировки

Программное обеспечение

Идентификационные данные встроенного программного обеспечения (ПО) газоанализаторов указаны в таблице 1.

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

Влияние встроенного ПО учтено при нормировании метрологических характеристик газоанализаторов.

Таблица 1- Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Газоанализатор	ПГ ЭРИС-411	ПГ ЭРИС-414
Идентификационное наименование ПО	FW_PG411	FW_PG414
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже v01.00	не ниже v01.00
Цифровой идентификатор ПО	-	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 5.
Таблица 2 – Диапазоны измерений объемной доли (массовой концентрации) определяемых компонентов, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с электрохимическим сенсором (ЕС)

Определяемый компонент ⁽¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений (ДИ) объемной доли, % (млн ⁻¹)	Диапазон измерений массовой концентрации ⁽²⁾ , мг/м ³	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала Т _{0,9} , с
				приведенной к ДИ	относительной	
1	2	3	4	5	6	7
Кислород О ₂	ЕС-О ₂ -30	от 0 до 10 % включ.	-	±5	-	10
		св. 10 до 30 %	-	-	±5	
Диоксид серы SO ₂	ЕС-SO ₂ -5	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 2,66 включ.	±15	-	15
		св. 1 до 5 млн ⁻¹	св. 2,66 до 13,3	-	±15	
	ЕС-SO ₂ -20	от 0 до 4 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 10,64 включ.	±15	-	
		св. 4 до 20 млн ⁻¹	св. 10,64 до 53,2	-	±15	
	ЕС-SO ₂ -50	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 26,6 включ.	±10	-	
		св. 10 до 50 млн ⁻¹	св. 26,6 до 133	-	±10	
	ЕС-SO ₂ -100	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 53,2 включ.	±10	-	
		св. 20 до 100 млн ⁻¹	св. 53,2 до 266,0	-	±10	
	ЕС-SO ₂ -2000	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 266 включ.	±20	-	
		св. 100 до 2000 млн ⁻¹	св. 266 до 5320	-	±20	
Сероводород H ₂ S	ЕС-H ₂ S-7,1	от 0 до 7,1 млн ⁻¹	от 0 до 10,0 включ.	±15	-	15
	ЕС-H ₂ S-20	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 7,1 включ.	±10	-	
		св. 5 до 20 млн ⁻¹	св. 7,1 до 28,4	-	±10	
	ЕС-H ₂ S-50	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 7,1 включ.	±10	-	
		св. 5 до 50 млн ⁻¹	св. 7,1 до 71	-	±10	
	ЕС-H ₂ S-100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 14,2 включ.	±10	-	
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 14,2 до 142,0	-	±10	
	ЕС-H ₂ S-200	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 28,4 включ.	±15	-	
		св. 20 до 200 млн ⁻¹	св. 28,4 до 284	-	±15	
	ЕС-H ₂ S-2000	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 284 включ.	±15	-	
		св. 200 до 2000 млн ⁻¹	св. 284 до 2840	-	±15	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Цианистый водород HCN	ЕС-HCN-10	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,56 включ.	±10	-	10
		св. 0,5 до 10 млн ⁻¹	св. 0,56 до 11,2	-	±10	
	ЕС-HCN-15	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1,12 включ.	±15	-	
		св. 1 до 15 млн ⁻¹	св. 1,12 до 16,8	-	±15	
	ЕС-HCN-30	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 5,6 включ.	±15	-	
		св. 5 до 30 млн ⁻¹	св. 5,6 до 33,6	-	±15	
Фтористый водород HF	ЕС-HF-5	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,08 включ.	±20	-	90
		св. 0,1 до 5 млн ⁻¹	св. 0,08 до 4,15	-	±20	
	ЕС-HF-10	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,8 включ.	±20	-	
		св. 1 до 10 млн ⁻¹	св. 0,8 до 8,3	-	±20	
	ЕС-HF-50	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 4,2 включ.	±20	-	
		св. 5 до 50 млн ⁻¹	св. 4,2 до 42	-	±20	
Фосфин PH ₃	ЕС-PH ₃ -1	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,14 включ.	±20	-	10
		св. 0,1 до 1 млн ⁻¹	св. 0,14 до 1,41	-	±20	
	ЕС-PH ₃ -5Т	от 0 до 0,16 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,225 включ.	±10	-	
		св. 0,16 до 5 млн ⁻¹	св. 0,225 до 7,05	-	±10	
	ЕС-PH ₃ -5	от 0 до 0,16 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,225 включ.	±20	-	
		св. 0,16 до 5 млн ⁻¹	св. 0,225 до 7,05	-	±20	
Оксид углерода CO	ЕС-CO-200	от 0 до 15 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 17,4 включ.	±20	-	10
		св. 15 до 200 млн ⁻¹	св. 17,4 до 232	-	±20	
	ЕС-CO-500	от 0 до 15 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 17,4 включ.	±20	-	
		св. 15 до 500 млн ⁻¹	св. 17,4 до 580	-	±20	
	ЕС-CO-5000	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1160 включ.	±20	-	
		св. 1000 до 5000 млн ⁻¹	св. 1160 до 5800	-	±20	
Аммиак NH ₃	ЕС-NH ₃ -100	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 21,3 включ.	±15	-	20
		св. 30 до 100 млн ⁻¹	св. 21,3 до 71,0	-	±15	
	ЕС-NH ₃ -500	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 21,3 включ.	±15	-	
		св. 30 до 500 млн ⁻¹	св. 21,3 до 355	-	±15	
	ЕС-NH ₃ -1000	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 71 включ.	±20	-	
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	св. 71 до 710	-	±20	
Хлор Cl ₂	ЕС-Cl ₂ -5	от 0 до 0,3 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,88 включ.	±20	-	30
		св. 0,3 до 5 млн ⁻¹	св. 0,88 до 14,75	-	±20	
	ЕС-Cl ₂ -10	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1,475 включ.	±15	-	
		св. 0,5 до 10 млн ⁻¹	св. 1,475 до 29,5	-	±15	
	ЕС-Cl ₂ -20	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1,475 включ.	±15	-	
		св. 0,5 до 20 млн ⁻¹	св. 1,475 до 59,0	-	±15	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Хлор Cl ₂	ЕС-Cl ₂ -50	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 14,75 включ.	±20	-	30
		св. 5 до 50 млн ⁻¹	св. 14,75 до 147,5	-	±20	
Водород H ₂	ЕС-H ₂ -1000	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 8,0 включ.	±10	-	20
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	св. 8,0 до 80,0	-	±10	
	ЕС-H ₂ -10000	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 80,0 включ.	±10	-	
		св. 1000 до 10000 млн ⁻¹	св. 80,0 до 800	-	±10	
Диоксид углерода CO ₂	ЕС-CO ₂ -5	от 0 до 0,5 % включ.	-	±10	-	45
		св. 0,5 до 5 %	-	-	±10	
	ЕС-CO ₂ -2,5	от 0 до 0,5 % включ.	-	±10	-	
		св. 0,5 до 2,5 %	-	-	±10	
Оксид этилена C ₂ H ₄ O	ЕС-C ₂ H ₄ O-5	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,915 включ.	± 20	-	50
		св. 0,5 до 5 млн ⁻¹	св. 0,915 до 9,15	-	± 20	
	ЕС-C ₂ H ₄ O-10	от 0 до 1,65 включ.	от 0 до 3 включ.	± 20	-	
		св. 1,65 до 10 млн ⁻¹	св. 3 до 18,3	-	± 20	
	ЕС-C ₂ H ₄ O-20	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 9,15 включ.	±20	-	
		св. 5 до 20 млн ⁻¹	св. 9,15 до 36,6	-	±20	
Оксид азота NO	ЕС-NO-50	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 6,25 включ.	±20	-	20
		св. 5 до 50 млн ⁻¹	св. 6,25 до 62,5	-	±20	
	ЕС-NO-250	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 62,5 включ.	±10	-	
		св. 50 до 250 млн ⁻¹	св. 62,5 до 312,5	-	±10	
Диоксид азота NO ₂	ЕС-NO ₂ -20	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1,91 включ.	±15	-	15
		св. 1 до 20 млн ⁻¹	св. 1,91 до 38,2 включ.	-	±15	
	ЕС-NO ₂ -50	от 0 до 3 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 5,73 включ.	±15	-	
		св. 3 до 50 млн ⁻¹	св. 5,73 до 95,5 включ.	-	±15	
	ЕС-NO ₂ -100	от 0 до 3 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 5,73 включ.	±15	-	
		св. 3 до 100 млн ⁻¹	св. 5,73 до 191,0	-	±15	
Озон O ₃	ЕС-O ₃ -0,25	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 19 включ.	±15	-	20
		св. 10 до 250 млн ⁻¹	св. 19 до 477	-	±15	
Метанол CH ₃ OH	ЕС-CH ₃ OH-22,5	от 0 до 0,05 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,1 включ.	±20	-	90
		св. 0,05 до 0,25 млн ⁻¹	св. 0,1 до 0,5	-	±20	
	ЕС-CH ₃ OH-50	от 0 до 0,75 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1 включ.	±20	-	
		св. 0,75 до 22,5 млн ⁻¹	св. 1 до 30	-	±20	
	ЕС-CH ₃ OH-200	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 6,65 включ.	±20	-	
		св. 5 до 50 млн ⁻¹	св. 6,65 до 66,5	-	±20	
	ЕС-CH ₃ OH-1000	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 66,5 включ.	±20	-	
		св. 50 до 200 млн ⁻¹	св. 66,5 до 266	-	±20	
		от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 133,0 включ.	±20	-	
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	св. 133,0 до 1330	-	±20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Этилмеркаптан (этантиол) C_2H_5SH	EC- C_2H_5SH -4	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1 включ.	±20	-	90
		св. 0,4 до 4 млн ⁻¹	св. 1 до 10	-	±20	
	EC- C_2H_5SH -14	от 0 до 0,78 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 2 включ.	±20	-	
		св. 0,78 до 14 млн ⁻¹	св. 2 до 36,12	-	±20	
Метилмеркаптан (метантиол) CH_3SH	EC- CH_3SH -4	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,8 включ.	±20	-	90
		св. 0,4 до 4 млн ⁻¹	св. 0,8 до 8	-	±20	
	EC- CH_3SH -14	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1,96 включ.	±20	-	
		св. 1 до 14 млн ⁻¹	св. 1,96 до 27,4	-	±20	
Формальдегид CH_2O	EC- CH_2O -10	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,5 включ.	±20	-	30
		св. 0,4 до 10 млн ⁻¹	св. 0,5 до 12,5	-	±20	
Хлористый водород HCl	EC- HCl -20	от 0 до 3 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 4,56 включ.	±20	-	70
		св. 3 до 20 млн ⁻¹	св. 4,56 до 30,4	-	±20	
	EC- HCL -30	от 0 до 3 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 4,56 включ.	±20	-	
		св. 3 до 30 млн ⁻¹	св. 4,56 до 45,6	-	±20	
Моносилан (силан) SiH_4	EC- SiH_4 -50	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 13,4 включ.	±20	-	30
		св. 10 до 50 млн ⁻¹	св. 13,4 до 67	-	±20	
Карбонилхлорид (фосген) $COCl_2$	EC- $COCl_2$ -1	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,41 включ.	±20	-	40
		св. 0,1 до 1 млн ⁻¹	св.0,41 до 4,11	-	±20	
Фтор F_2	EC- F_2 -1	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,16 включ.	±20	-	30
		св. 0,1 до 1 млн ⁻¹	св.0,16 до 1,58	-	±20	
Арсин AsH_3	EC- AsH_3 -1	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,32 включ.	±20	-	20
		св. 0,1 до 1 млн ⁻¹	св.0,32 до 3,24	-	±20	
Уксусная кислота $C_2H_4O_2$	EC- $C_2H_4O_2$ -10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 5 включ.	±20	-	30
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 5 до 25	-	±20	
	EC- $C_2H_4O_2$ -30	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 12,5 включ.	±20	-	
		св. 5 до 30 млн ⁻¹	св.12,5 до 75,0	-	±20	
Гидразин N_2H_4	EC- N_2H_4 -2	от 0 до 0,2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,26 включ.	±20	-	30
		св. 0,2 до 2 млн ⁻¹	св. 0,26 до 2,66	-	±20	
Несимметричный диметилгидразин $C_2H_8N_2$	EC- $C_2H_8N_2$ -0,5	от 0 до 0,12 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,3 включ.	±20	-	30
		св. 0,12 до 0,5 млн ⁻¹	св. 0,3 до 1,24	-	±20	

(1) - Газоанализаторы с определяемыми компонентами, не приведенными в таблице, но указанными в Руководстве по эксплуатации, могут применяться в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов.

(2) - Пересчет значений объемной доли X , млн⁻¹, в массовую концентрацию C , мг/м³, проводят по формуле: $C=X \cdot M/Vm$, где C – массовая концентрация компонента, мг/м³; M – молярная масса компонента, г/моль; Vm – молярный объем газа-разбавителя - воздуха, равный 24,06 дм³/моль, при условиях 20 °С и 101,3 кПа по ГОСТ 12.1.005-88.

Таблица 3 - Диапазоны измерений объемной доли (массовой концентрации) определяемых компонентов, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с термокаталитическим сенсором (СТ)

Определяемый компонент ⁽¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений (ДИ) объемной доли, % (ДВК, % НКПР) ⁽²⁾	Диапазон измерений массовой концентрации, мг/м ³	Пределы допускаемой основной погрешности		Время установления выходного сигнала Т _{0,9} , с
				приведенной к ДИ, %	абсолютной	
1	2	3	4	5	6	7
Метан CH ₄	СТ-CH ₄ -7000	-	от 0 до 500 включ.	±15	-	15
		-	св. 500 до 7000	-	±(0,15·C _{ВХ}) мг/м ³	
	СТ-CH ₄ -50Т	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,13 % (±3 % НКПР)	
	СТ-CH ₄ -50		-	-	±0,22 % (±5 % НКПР)	
Этилен C ₂ H ₄	СТ-C ₂ H ₄ -50Т	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,069 % (±3 % НКПР)	15
	СТ-C ₂ H ₄ -50		-	-	±0,12 % (±5 % НКПР)	
Пропан C ₃ H ₈	СТ-C ₃ H ₈ -7000	-	от 0 до 500 включ.	±15	-	15
		-	св. 500 до 7000	-	±(0,15·C _{ВХ}) мг/м ³	
	СТ-C ₃ H ₈ -50Т	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,051 % (±3 % НКПР)	
	СТ-C ₃ H ₈ -50		-	-	±0,085 % (±5 % НКПР)	
Сумма углеводородов (C _x -C _y) ⁽³⁾	СТ-C _x H _y -3000	-	от 0 до 300 включ.	±10	-	15
		-	св. 300 до 3000	-	±(0,155·C _{ВХ} - 16,5)	
	СТ-C _x H _y -3000	-	от 0 до 500 включ.	±15	-	
		-	св. 500 до 3000	-	±(0,15·C _{ВХ}) мг/м ³	
	СТ-C _x H _y -C ₃ H ₈ -50Т	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,051 % (±3 % НКПР)	
	СТ-C _x H _y -C ₃ H ₈ -50		-	-	±0,085 % (±5 % НКПР)	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
Сумма угле- водородов (C _x -C _y) ⁽³⁾	СТ-C _x H _y - CH ₄ -50Т	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,13 % (±3 % НКПР)	15
	СТ-C _x H _y -CH ₄ - 50		-	-	±0,22 % (±5 % НКПР)	
н-бутан C ₄ H ₁₀	СТ-C ₄ H ₁₀ -50Т	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,042 % (±3 % НКПР)	15
	СТ-C ₄ H ₁₀ -50		-	-	±0,07 % (±5 % НКПР)	
1-бутен C ₄ H ₈	СТ- C ₄ H ₈ -50Т	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,048 % (±3 % НКПР)	15
	СТ- C ₄ H ₈ -50		-	-	±0,08 % (±5 % НКПР)	
2- метилпропан (изобутан) i-C ₄ H ₁₀	СТ- i-C ₄ H ₁₀ -50Т	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,039 % (±3 % НКПР)	15
	СТ- i-C ₄ H ₁₀ -50		-	-	±0,065 % (±5 % НКПР)	
н-пентан C ₅ H ₁₂	СТ-C ₅ H ₁₂ -50Т	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,033 % (±3 % НКПР)	15
	СТ-C ₅ H ₁₂ -50		-	-	±0,055 % (±5 % НКПР)	
Циклопентан C ₅ H ₁₀	СТ-C ₅ H ₁₀ -50Т	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,042 % (±3 % НКПР)	15
	СТ-C ₅ H ₁₀ -50		-	-	±0,07 % (±5 % НКПР)	
н-гексан C ₆ H ₁₄	СТ-C ₆ H ₁₄ -50Т	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,03 % (±3 % НКПР)	15
	СТ-C ₆ H ₁₄ -50		-	-	±0,05 % (±5 % НКПР)	
Циклогексан C ₆ H ₁₂	СТ-C ₆ H ₁₂ -50Т	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,03 % (±3 % НКПР)	15
	СТ-C ₆ H ₁₂ -50		-	-	±0,05 % (±5 % НКПР)	
1,2- дихлорэтан C ₂ H ₄ Cl ₂	СТ-C ₂ H ₄ Cl ₂ -50Т	от 0 до 3,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,19 % (±3 % НКПР)	15
	СТ-C ₂ H ₄ Cl ₂ -50		-	-	±0,31 % (±5 % НКПР)	
Оксид пропи- лена C ₃ H ₆ O	СТ-C ₃ H ₆ O-50Т	от 0 до 0,95 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,057 % (±3 % НКПР)	15
	СТ-C ₃ H ₆ O-50		-	-	±0,095 % (±5 % НКПР)	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
Аммиак NH_3	СТ- NH_3 -50Т	от 0 до 7,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,45$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- NH_3 -50		-	-	$\pm 0,75$ % (± 5 % НКПР)	
Этан C_2H_6	СТ- C_2H_6 -50Т	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,072$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- C_2H_6 -50		-	-	$\pm 0,12$ % (± 5 % НКПР)	
Метанол CH_3OH	СТ- CH_3OH -50Т	от 0 до 3,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,18$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- CH_3OH -50		-	-	$\pm 0,3$ % (± 5 % НКПР)	
Бензол C_6H_6	СТ- C_6H_6 -50Т	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,036$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- C_6H_6 -50		-	-	$\pm 0,06$ % (± 5 % НКПР)	
Пропилен C_3H_6	СТ- C_3H_6 -50Т	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,06$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- C_3H_6 -50		-	-	$\pm 0,1$ % (± 5 % НКПР)	
Этанол $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$	СТ- $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$ -50Т	от 0 до 1,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,093$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$ -50		-	-	$\pm 0,16$ % (± 5 % НКПР)	
н-гептан C_7H_{16}	СТ- C_7H_{16} -50Т	от 0 до 0,425 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,025$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- C_7H_{16} -50		-	-	$\pm 0,042$ % (± 5 % НКПР)	
Оксид этилена $\text{C}_2\text{H}_4\text{O}$	СТ- $\text{C}_2\text{H}_4\text{O}$ -50Т	от 0 до 1,3 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,078$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- $\text{C}_2\text{H}_4\text{O}$ -50		-	-	$\pm 0,13$ % (± 5 % НКПР)	
2-пропанон (ацетон) $\text{C}_3\text{H}_6\text{O}$	СТ- $\text{C}_3\text{H}_6\text{O}$ -50Т	от 0 до 1,25 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,075$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- $\text{C}_3\text{H}_6\text{O}$ -50		-	-	$\pm 0,13$ % (± 5 % НКПР)	
Водород H_2	СТ- H_2 -50Т	от 0 до 2,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,12$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- H_2 -50		-	-	$\pm 0,2$ % (± 5 % НКПР)	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
2-метилпропен (изобутилен) $i\text{-C}_4\text{H}_8$	СТ- $i\text{-C}_4\text{H}_8$ -50Т	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,048$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- $i\text{-C}_4\text{H}_8$ -50		-	-	$\pm 0,08$ % (± 5 % НКПР)	
2-метил- 1,3-бутадиен (изопрен) C_5H_8	СТ- C_5H_8 -50Т	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,051$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- C_5H_8 -50		-	-	$\pm 0,085$ % (± 5 % НКПР)	
Ацетилен C_2H_2	СТ- C_2H_2 -50Т	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,069$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- C_2H_2 -50		-	-	$\pm 0,12$ % (± 5 % НКПР)	
Акрилонитрил $\text{C}_3\text{H}_3\text{N}$	СТ- $\text{C}_3\text{H}_3\text{N}$ -50Т	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,084$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- $\text{C}_3\text{H}_3\text{N}$ -50		-	-	$\pm 0,14$ % (± 5 % НКПР)	
Метилбензол (толуол) C_7H_8	СТ- C_7H_8 -50Т	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,03$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- C_7H_8 -50		-	-	$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)	
Этилбензол C_8H_{10}	СТ- C_8H_{10} -50Т	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,024$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- C_8H_{10} -50		-	-	$\pm 0,04$ % (± 5 % НКПР)	
н-октан C_8H_{18}	СТ- C_8H_{18} -50Т	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,024$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- C_8H_{18} -50		-	-	$\pm 0,04$ % (± 5 % НКПР)	
Этилацетат $\text{C}_4\text{H}_8\text{O}_2$	СТ- $\text{C}_4\text{H}_8\text{O}_2$ -50Т	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,06$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- $\text{C}_4\text{H}_8\text{O}_2$ -50		-	-	$\pm 0,10$ % (± 5 % НКПР)	
Метилацетат $\text{C}_3\text{H}_6\text{O}_2$	СТ- $\text{C}_3\text{H}_6\text{O}_2$ -50Т	от 0 до 1,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,093$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- $\text{C}_3\text{H}_6\text{O}_2$ -50		-	-	$\pm 0,16$ % (± 5 % НКПР)	
Бутилацетат $\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_2$	СТ- $\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_2$ -50	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,06$ % (± 5 % НКПР)	15
1,3-бутадиен (дивинил) C_4H_6	СТ- C_4H_6 -50Т	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,042$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- C_4H_6 -50		-	-	$\pm 0,07$ % (± 5 % НКПР)	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
Диметилсульфид CH_3SCH_3	СТ- $\text{C}_2\text{H}_6\text{S}$ -50Т	от 0 до 1,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,066$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- $\text{C}_2\text{H}_6\text{S}$ -50		-	-	$\pm 0,11$ % (± 5 % НКПР)	
1-гексен C_6H_{12}	СТ- C_6H_{12} -50Т	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,036$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- C_6H_{12} -50		-	-	$\pm 0,06$ % (± 5 % НКПР)	
1-бутанол $\text{C}_4\text{H}_9\text{OH}$	СТ- $\text{C}_4\text{H}_9\text{OH}$ -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,07$ % (± 5 % НКПР)	15
2-бутанол (втор-бутанол) $\text{sec-C}_4\text{H}_9\text{OH}$	СТ- $\text{sec-C}_4\text{H}_9\text{OH}$ -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,085$ % (± 5 % НКПР)	15
Нонан C_9H_{20}	СТ- C_9H_{20} -50	от 0 до 0,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,035$ % (± 5 % НКПР)	15
Фенилэтилен (стирол) (винилбензол) C_8H_8	СТ- C_8H_8 -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)	15
Винилхлорид $\text{C}_2\text{H}_3\text{Cl}$	СТ- $\text{C}_2\text{H}_3\text{Cl}$ -50Т	от 0 до 1,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,11$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- $\text{C}_2\text{H}_3\text{Cl}$ -50		-	-	$\pm 0,18$ % (± 5 % НКПР)	
Циклопропан C_3H_6	СТ- C_3H_6 -50Т	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,072$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- C_3H_6 -50		-	-	$\pm 0,12$ % (± 5 % НКПР)	
Диметиловый эфир $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$	СТ- $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$ -50Т	от 0 до 1,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,081$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$ -50		-	-	$\pm 0,14$ % (± 5 % НКПР)	
Диэтиловый эфир $\text{C}_4\text{H}_{10}\text{O}$	СТ- $\text{C}_4\text{H}_{10}\text{O}$ -50Т	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,051$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- $\text{C}_4\text{H}_{10}\text{O}$ -50		-	-	$\pm 0,085$ % (± 5 % НКПР)	
Хлорбензол $\text{C}_6\text{H}_5\text{Cl}$	СТ- $\text{C}_6\text{H}_5\text{Cl}$ -50Т	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,039$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- $\text{C}_6\text{H}_5\text{Cl}$ -50		-	-	$\pm 0,065$ % (± 5 % НКПР)	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
2-бутанон (метилэтилкетон) C_4H_8O	СТ- C_4H_8O -50Т	от 0 до 0,75 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,045$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- C_4H_8O -50		-	-	$\pm 0,075$ % (± 5 % НКПР)	
2-метил-2-пропанол (трет-бутанол) tert- C_4H_9OH	СТ-tert- C_4H_9OH -50Т	от 0 до 0,9 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,054$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ-tert- C_4H_9OH -50		-	-	$\pm 0,09$ % (± 5 % НКПР)	
1,4-диметилбензол (п-ксилол) p - C_8H_{10}	СТ- p - C_8H_{10} -50	от 0 до 0,45 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,045$ % (± 5 % НКПР)	15
2-метокси-2-метилпропан (метилтретбутиловый эфир) tert- $C_5H_{12}O$	СТ-tert- $C_5H_{12}O$ -50Т	от 0 до 0,75 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,045$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ-tert- $C_5H_{12}O$ -50		-	-	$\pm 0,075$ % (± 5 % НКПР)	
1,2-диметилбензол (о-ксилол) o - C_8H_{10}	СТ- o - C_8H_{10} -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)	15
	СТ- i - C_3H_7OH -50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,1$ % (± 5 % НКПР)	
1-октен C_8H_{16}	СТ- C_8H_{16} -50	от 0 до 0,45 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,045$ % (± 5 % НКПР)	15
2-метилбутан (изопентан) i - C_5H_{12}	СТ- i - C_5H_{12} -50Т	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,039$ % (± 3 % НКПР)	15
	СТ- i - C_5H_{12} -50		-	-	$\pm 0,065$ % (± 5 % НКПР)	
Метантиол (метилмеркаптан) CH_3SH	СТ- CH_3SH -50	от 0 до 2,05 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,21$ % (± 5 % НКПР)	15
Этантиол (этилмеркаптан) C_2H_5SH	СТ- C_2H_5SH -50	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,14$ % (± 5 % НКПР)	15
Ацетонитрил C_2H_3N	СТ- C_2H_3N -50	от 0 до 1,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,15$ % (± 5 % НКПР)	15

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
2,3-дителибутан (диметилди-сульфид) $C_2H_6S_2$	СТ- $C_2H_6S_2$ -50	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	$\pm 0,055$ % (± 5 % НКПР)	15
(1) – Газоанализаторы с определяемыми компонентами, не приведенными в таблице, но указанными в Руководстве по эксплуатации, могут применяться в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов. (2) - Значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020 . (3) - Сумма углеводородов (C_2-C_{10}) – суммарное содержание предельных углеводородов: этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}), пентан (C_5H_{12}), гексан (C_6H_{14}), гептан (C_7H_{16}), октан (C_8H_{18}), нонан (C_9H_{20}), декан ($C_{10}H_{22}$). Свх - содержание определяемого компонента на входе газоанализатора, массовая концентрация, мг/м³.						

Таблица 4 - Диапазоны измерений объемной доли определяемых компонентов, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с оптическим инфракрасным сенсором IR (или MEMS/TDLAS/IR)

Определяемый компонент ⁽¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений (ДИ) объемной доли, % (ДВК, % НКПР) ⁽²⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Время установления выходного сигнала $T_{0,9}$, с
1	2	3	4	5
Метан CH_4	IR- CH_4 -50T	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,13$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- CH_4 -50		$\pm 0,22$ % (± 5 % НКПР)	
	IR- CH_4 -100L	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,22$ % (± 5 % НКПР)	
	IR- CH_4 -50M	от 0 до 2,2 % (от 0 до 14638 мг/м ³)	$\pm 0,22$ % (± 1463 мг/м ³)	
Этилен C_2H_4	IR- C_2H_4 -50T	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,069$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_2H_4 -50		$\pm 0,12$ % (± 5 % НКПР)	
Пропан C_3H_8	IR- C_3H_8 -50T	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,051$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_3H_8 -50		$\pm 0,085$ % (± 5 % НКПР)	
	IR- C_3H_8 -100L	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,085$ % (± 5 % НКПР)	
	IR- C_3H_8 -50M	от 0 до 0,85 % (от 0 до 15550 мг/м ³)	$\pm 0,085$ % (± 1555 мг/м ³)	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
н-бутан C_4H_{10}	IR- C_4H_{10} -50T	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,04$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_4H_{10} -50		$\pm 0,07$ % (± 5 % НКПР)	
	IR- C_4H_{10} -100L	от 0 до 1,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,07$ % (± 5 % НКПР)	
1-бутен C_4H_8	IR- C_4H_8 -50T	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,048$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_4H_8 -50		$\pm 0,08$ % (± 5 % НКПР)	
2-метилпропан (изобутан) $i-C_4H_{10}$	IR- $i-C_4H_{10}$ -50T	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,039$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- $i-C_4H_{10}$ -50		$\pm 0,065$ % (± 5 % НКПР)	
н-пентан C_5H_{12}	IR- C_5H_{12} -50T	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,033$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_5H_{12} -50		$\pm 0,055$ % (± 5 % НКПР)	
	IR- C_5H_{12} -100L	от 0 до 1,1 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,055$ % (± 5 % НКПР)	
Циклопентан C_5H_{10}	IR- C_5H_{10} -50T	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,042$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_5H_{10} -50		$\pm 0,07$ % (± 5 % НКПР)	
н-гексан C_6H_{14}	IR- C_6H_{14} -50T	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,03$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_6H_{14} -50		$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)	
	IR- C_6H_{14} -100L	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)	
Циклогексан C_6H_{12}	IR- C_6H_{12} -50T	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,03$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_6H_{12} -50		$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)	
Этан C_2H_6	IR- C_2H_6 -50T	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,072$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_2H_6 -50		$\pm 0,12$ % (± 5 % НКПР)	
	IR- C_2H_6 -100L	от 0 до 2,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,12$ % (± 5 % НКПР)	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
Метанол CH_3OH	IR- CH_3OH -50T	от 0 до 3 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,18$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- CH_3OH -50		$\pm 0,3$ % (± 5 % НКПР)	
Бензол C_6H_6	IR- C_6H_6 -50T	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,036$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_6H_6 -50		$\pm 0,06$ % (± 5 % НКПР)	
Пропилен C_3H_6	IR- C_3H_6 -50T	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,06$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_3H_6 -50		$\pm 0,1$ % (± 5 % НКПР)	
Этанол $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$	IR- $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$ -50T	от 0 до 1,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,093$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$ -50		$\pm 0,16$ % (± 5 % НКПР)	
н-гептан C_7H_{16}	IR- C_7H_{16} -50T	от 0 до 0,425 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,025$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_7H_{16} -50		$\pm 0,042$ % (± 5 % НКПР)	
	IR- C_7H_{16} -100L	от 0 до 0,85 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,042$ % (± 5 % НКПР)	
Оксид этилена $\text{C}_2\text{H}_4\text{O}$	IR- $\text{C}_2\text{H}_4\text{O}$ -50T	от 0 до 1,3 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,078$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- $\text{C}_2\text{H}_4\text{O}$ -50		$\pm 0,13$ % (± 5 % НКПР)	
Диоксид углерода CO_2	IR- CO_2 -1,5	от 0 до 1,5 %	$\pm 0,15$ %	10
	IR- CO_2 -2,5	от 0 до 0,5 % включ.	$\pm 0,05$ %	
		св 0,5 до 2,5 %	$\pm (0,1 \cdot X)$ %	
	IR- CO_2 -5	от 0 до 2,5% включ.	$\pm 0,25$ %	
2-пропанон (ацетон) $\text{C}_3\text{H}_6\text{O}$	IR- $\text{C}_3\text{H}_6\text{O}$ -50T	от 0 до 1,25 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,075$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- $\text{C}_3\text{H}_6\text{O}$ -50		$\pm 0,13$ % (± 5 % НКПР)	
2-метилпропен (изобутилен) $i\text{-C}_4\text{H}_8$	IR- $i\text{-C}_4\text{H}_8$ -50T	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,048$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- $i\text{-C}_4\text{H}_8$ -50		$\pm 0,08$ % (± 5 % НКПР)	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
2-метил- 1,3-бутадиен (изопрен) C_5H_8	IR- C_5H_8 -50T	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,051$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_5H_8 -50		$\pm 0,085$ % (± 5 % НКПР)	
Ацетилен C_2H_2	IR- C_2H_2 -50T	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,069$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_2H_2 -50		$\pm 0,12$ % (± 5 % НКПР)	
Акрилонитрил C_3H_3N	IR- C_3H_3N -50T	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,084$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_3H_3N -50		$\pm 0,14$ % (± 5 % НКПР)	
Метилбензол (толуол) C_7H_8	IR- C_7H_8 -50T	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,03$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_7H_8 -50		$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)	
Этилбензол C_8H_{10}	IR- C_8H_{10} -50T	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,024$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_8H_{10} -50		$\pm 0,04$ % (± 5 % НКПР)	
н-октан C_8H_{18}	IR- C_8H_{18} -50T	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,024$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_8H_{18} -50		$\pm 0,04$ % (± 5 % НКПР)	
	IR- C_8H_{18} -100L	от 0 до 0,8 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,04$ % (± 5 % НКПР)	
Этилацетат $C_4H_8O_2$	IR- $C_4H_8O_2$ -50T	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,06$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- $C_4H_8O_2$ -50		$\pm 0,1$ % (± 5 % НКПР)	
Бутилацетат $C_6H_{12}O_2$	IR- $C_6H_{12}O_2$ -50	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,06$ % (± 5 % НКПР)	10
1,3-бутадиен (дивинил) C_4H_6	IR- C_4H_6 -50T	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,042$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_4H_6 -50		$\pm 0,07$ % (± 5 % НКПР)	
1,2-дихлорэтан $C_2H_4Cl_2$	IR- $C_2H_4Cl_2$ -50T	от 0 до 3,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,19$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- $C_2H_4Cl_2$ -50		$\pm 0,31$ % (± 5 % НКПР)	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
Диметилсульфид C_2H_6S	IR- C_2H_6S -50T	от 0 до 1,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,066$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_2H_6S -50		$\pm 0,11$ % (± 5 % НКПР)	
1-гексен C_6H_{12}	IR- C_6H_{12} -50T	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,036$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_6H_{12} -50		$\pm 0,06$ % (± 5 % НКПР)	
1-бутанол C_4H_9OH	IR- C_4H_9OH -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,07$ % (± 5 % НКПР)	10
2-бутанол (втор-бутанол) $sec-C_4H_9OH$	IR- $sec-C_4H_9OH$ -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,085$ % (± 5 % НКПР)	10
Нонан C_9H_{20}	IR- C_9H_{20} -50	от 0 до 0,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,035$ % (± 5 % НКПР)	10
	IR- C_9H_{20} -100L	от 0 до 0,7 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,035$ % (± 5 % НКПР)	
Фенилэтилен (стирол) (винилбензол) C_8H_8	IR- C_8H_8 -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)	10
Винилхлорид C_2H_3Cl	IR- C_2H_3Cl -50T	от 0 до 1,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,11$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_2H_3Cl -50		$\pm 0,18$ % (± 5 % НКПР)	
Циклопропан C_3H_6	IR- C_3H_6 -50T	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,072$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_3H_6 -50		$\pm 0,12$ % (± 5 % НКПР)	
Диметиловый эфир C_2H_6O	IR- C_2H_6O -50T	от 0 до 1,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,081$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_2H_6O -50		$\pm 0,14$ % (± 5 % НКПР)	
Диэтиловый эфир $C_4H_{10}O$	IR- $C_4H_{10}O$ -50T	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,051$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- $C_4H_{10}O$ -50		$\pm 0,085$ % (± 5 % НКПР)	
Оксид пропилена C_3H_6O	IR- C_3H_6O -50T	от 0 до 0,95 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,057$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_3H_6O -50		$\pm 0,095$ % (± 5 % НКПР)	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
Хлорбензол C_6H_5Cl	IR- C_6H_5Cl -50T	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,039$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_6H_5Cl -50		$\pm 0,065$ % (± 5 % НКПР)	
2-бутанон (метилэтилкетон) C_4H_8O	IR- C_4H_8O -50T	от 0 до 0,75 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,045$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- C_4H_8O -50		$\pm 0,075$ % (± 5 % НКПР)	
2-метил- 2-пропанол (трет-бутанол) $tert-C_4H_9OH$	IR- $tert-C_4H_9OH$ -50T	от 0 до 0,9 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,054$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- $tert-C_4H_9OH$ -50		$\pm 0,09$ % (± 5 % НКПР)	
2-метокси- 2-метилпропан (метилтретбутило- вый эфир) $tert-C_5H_{12}O$	IR- $tert-C_5H_{12}O$ -50T	от 0 до 0,75 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,045$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- $tert-C_5H_{12}O$ -50		$\pm 0,075$ % (± 5 % НКПР)	
1,4-диметилбензол (п-ксилол) $p-C_8H_{10}$	IR- $p-C_8H_{10}$ -50	от 0 до 0,45 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,045$ % (± 5 % НКПР)	10
1,2-диметилбензол (о-ксилол) $o-C_8H_{10}$	IR- $o-C_8H_{10}$ -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)	10
2-пропанол (изопропанол) $i-C_3H_7OH$	IR- $i-C_3H_7OH$ -50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,10$ % (± 5 % НКПР)	10
1-октен C_8H_{16}	IR- C_8H_{16} -50	от 0 до 0,45 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,045$ % (± 5 % НКПР)	10
2-метилбутан (изопентан) $i-C_5H_{12}$	IR- $i-C_5H_{12}$ -50T	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,039$ % (± 3 % НКПР)	10
	IR- $i-C_5H_{12}$ -50		$\pm 0,065$ % (± 5 % НКПР)	
Метантиол (метилмеркаптан) CH_3SH	IR- CH_3SH -50	от 0 до 2,05 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,21$ % (± 5 % НКПР)	10
Этантиол (этилмеркаптан) C_2H_5SH	IR- C_2H_5SH -50	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,14$ % (± 5 % НКПР)	10
Ацетонитрил C_2H_3N	IR- C_2H_3N -50	от 0 до 1,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,15$ % (± 5 % НКПР)	10
2,3-дитиабутан (диметилдисульфид) $C_2H_6S_2$	IR- $C_2H_6S_2$ -50	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,055$ % (± 5 % НКПР)	10

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
Пары нефти ⁽³⁾	IR-ПН-50	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	10
	IR-ПН-50	от 0 до 900 включ.	± 75 мг/м ³	
		св. 900 до 3500 мг/м ³	(±(0,1·C _{вх.} -15) мг/м ³)	
Пары бензина ⁽³⁾	IR-ПН-50	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	10
	IR-ПН-50	от 0 до 900 включ.	±75 мг/м ³	
		св. 900 до 3500 мг/м ³	(±(0,1·C _{вх.} -15) мг/м ³)	
Пары авиационного топлива ⁽³⁾	IR-ПН-50	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	10
	IR-ПН-50	от 0 до 900 включ.	±75 мг/м ³	
		св. 900 до 3500 мг/м ³	(±(0,1·C _{вх.} -15) мг/м ³)	
Пары топлива для реактивных двигателей ⁽³⁾	IR-ПН-50	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	10
	IR-ПН-50	от 0 до 900 включ.	±75 мг/м ³	
		св. 900 до 3500 мг/м ³	(±(0,1·C _{вх.} -15) мг/м ³)	
Пары керосина ⁽³⁾	IR-ПН-50	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	10
	IR-ПН-50	от 0 до 900 включ.	±75 мг/м ³	
		св. 900 до 3500 мг/м ³	(±(0,1·C _{вх.} -15) мг/м ³)	
Пары дизельного топлива ⁽³⁾	IR-ПН-50	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	10
	IR-ПН-50	от 0 до 900 включ.	±75 мг/м ³	
		св. 900 до 3500 мг/м ³	(±(0,1·C _{вх.} -15) мг/м ³)	
Пары уайт-спирита ⁽³⁾	IR-ПН-50	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	10

(1) - Газоанализаторы с определяемыми компонентами, не приведенными в таблице, но указанными в Руководстве по эксплуатации, могут применяться в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов.

(2) - Значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020.

(3) - Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013, уайт-спирит по ГОСТ 3134-78, нефть по ГОСТ Р 51858-2002, бензин автомобильный по техническому регламенту «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», бензин авиационный по ГОСТ 1012-2013, бензин неэтилированный по ГОСТ Р 51866-2002, топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86. Топливо авиационное по ГОСТ Р 52050-2006, керосин осветительный ТУ 38.401-58-10-01.

C_{вх} - содержание определяемого компонента на входе газоанализатора, массовая концентрация, мг/м³.

Таблица 5 – Диапазоны измерений объемной доли (массовой концентрации) определяемых компонентов, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с фотоионизационным сенсором (PID)

Определяемый компонент ⁽¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений (ДИ) определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с ⁽⁵⁾
		объемной доли, (млн ⁻¹)	массовой концентрации ⁽²⁾ , мг/м ³	приведенной к ДИ, γ	относительной, δ	
1	2	3	4	5	6	7
Винилхлорид C ₂ H ₃ Cl	PID-C ₂ H ₃ Cl-10	от 0 до 1,9 включ.	от 0 до 5 включ.	± 20	-	15
		св. 1,9 до 10	св. 5 до 26	-	± 20	
	PID-C ₂ H ₃ Cl-100	от 0 до 10 включ.	от 0 до 26 включ.	± 20	-	
		св. 10 до 100	св. 26 до 260	-	± 20	
Бензол C ₆ H ₆	PID-C ₆ H ₆ -10	от 0 до 4,6 включ.	от 0 до 15 включ.	± 15	-	15
		св. 4,6 до 10	св. 15 до 32,5	-	± 15	
	PID-C ₆ H ₆ -100	от 0 до 10 включ.	от 0 до 32,5 включ.	± 15	-	
		св. 10 до 100	св. 32,5 до 325	-	± 15	
Этилбензол C ₈ H ₁₀	PID-C ₆ H ₆ -500	от 0 до 100 включ.	от 0 до 325 включ.	± 15	-	15
		св. 100 до 500	св. 325 до 1625	-	± 15	
	PID-C ₈ H ₁₀ -100	от 0 до 10 включ.	от 0 до 44,1 включ.	± 15	-	
		св. 10 до 100	св. 44,1 до 441	-	± 15	
Фенилэтилен (стирол) (винилбензол) C ₈ H ₈	PID-C ₈ H ₁₀ -500	от 0 до 100 включ.	от 0 до 441 включ.	± 15	-	15
		св. 100 до 500	св. 441 до 2205	-	± 15	
	PID-C ₈ H ₈ -40	от 0 до 6,9 включ.	от 0 до 29,9 включ.	± 20	-	
		св. 6,9 до 40	св. 29,9 до 173,2	-	± 20	
н-пропилацетат C ₅ H ₁₀ O ₂	PID-C ₈ H ₈ -500	от 0 до 100 включ.	от 0 до 433 включ.	± 20	-	15
		св. 100 до 500	св. 433 до 2165	-	± 20	
	PID-C ₅ H ₁₀ O ₂ -100	от 0 до 30 включ.	от 0 до 127,5 включ.	± 20	-	
		св. 30 до 100	св. 127,5 до 425	-	± 20	
Эпихлоргидрин C ₃ H ₅ ClO	PID-C ₅ H ₁₀ O ₂ -3	от 0 до 0,5 включ.	от 0 до 1,93 включ.	± 20	-	15
		св. 0,5 до 3	св. 1,93 до 11,55	-	± 20	
	PID-C ₃ H ₅ ClO-3	от 0 до 0,8 включ.	от 0 до 2,9 включ.	± 20	-	
		св. 0,8 до 10	св. 2,9 до 36,2	-	± 20	
Хлористый бензил C ₇ H ₇ Cl	PID-C ₄ H ₉ NO-10	от 0 до 0,1 включ.	от 0 до 0,52 включ.	± 20	-	15
		св. 0,1 до 3	св. 0,52 до 15,8	-	± 20	
	PID-C ₇ H ₇ Cl-3	от 0 до 0,1 включ.	от 0 до 0,52 включ.	± 20	-	
		св. 0,1 до 3	св. 0,52 до 15,8	-	± 20	
Фурфуриловый спирт C ₅ H ₆ O ₂	PID-C ₇ H ₇ Cl-3	от 0 до 0,12 включ.	от 0 до 0,49 включ.	± 20	-	15
		св. 0,12 до 3	св. 0,49 до 12,24	-	± 20	
	PID-C ₅ H ₆ O ₂ -3	от 0 до 0,12 включ.	от 0 до 0,49 включ.	± 20	-	
		св. 0,12 до 3	св. 0,49 до 12,24	-	± 20	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
Этанол C_2H_5OH	PID- C_2H_5OH -2000	от 0 до 500 включ.	от 0 до 960 включ.	± 15	-	15
		св. 500 до 2000	св. 960 до 3840	-	± 15	
Моноэтаноламин (2-аминоэтанол) C_2H_7NO	PID- C_2H_7NO -3	от 0 до 0,2 включ.	от 0 до 0,5 включ.	± 20	-	15
		св. 0,2 до 3	св. 0,5 до 7,6	-	± 20	
	PID- C_2H_7NO -10	от 0 до 2 включ.	от 0 до 5,1 включ.	± 20	-	
		св. 2 до 10	св. 5,1 до 25,4	-	± 20	
Формальдегид CH_2O	PID- CH_2O -10	от 0 до 0,4 включ.	от 0 до 0,5 включ.	± 20	-	15
		св. 0,4 до 10	св. 0,5 до 12,5	-	± 20	
2-пропанол (изопропанол) $i-C_3H_7OH$	PID- $i-C_3H_7OH$ -10	от 0 до 4 включ.	от 0 до 10 включ.	± 20	-	15
		св. 4 до 10	св. 10 до 25	-	± 20	
	PID- $i-C_3H_7OH$ -100	от 0 до 20 включ.	от 0 до 50 включ.	± 20	-	
		св. 20 до 100	св. 50 до 250	-	± 20	
Уксусная кислота $C_2H_4O_2$	PID- $C_2H_4O_2$ -10	от 0 до 2 включ.	от 0 до 5 включ.	± 20	-	15
		св. 2 до 10	св. 5 до 25	-	± 20	
	PID- $C_2H_4O_2$ -100	от 0 до 100	от 0 до 250	± 20	-	15
2-метилпропен (изобутилен) (ЛОС по изобутилену) $i-C_4H_8$	PID- $i-C_4H_8$ -10	от 0 до 2 включ.	от 0 до 4,6 включ.	± 15	-	15
		св. 2 до 10	св. 4,6 до 23,3	-	± 15	
	PID- $i-C_4H_8$ -100	от 0 до 10 включ.	от 0 до 23,3 включ.	± 15	-	
		св. 10 до 100	св. 23,3 до 233	-	± 15	15
	PID- $i-C_4H_8$ -1000	от 0 до 100 включ.	от 0 до 233 включ.	± 15	-	
		св. 100 до 1000	св. 233 до 2330	-	± 15	
1-бутанол C_4H_9OH	PID- C_4H_9OH -10	от 0 до 3,2 включ.	от 0 до 9,9 включ.	± 20	-	15
		св. 3,2 до 10	св. 9,9 до 30,8	-	± 20	
	PID- C_4H_9OH -40	от 0 до 9,7 включ.	от 0 до 29,9 включ.	± 20	-	
		св. 9,7 до 40	св. 29,9 до 123,3	-	± 20	15
	PID- $C_4H_{11}N$ -10	от 0 до 3 включ.	от 0 до 9,1 включ.	± 20	-	
		св. 3 до 10	св. 9,1 до 30,4	-	± 20	
Диэтиламин $C_4H_{11}N$	PID- $C_4H_{11}N$ -40	от 0 до 9,8 включ.	от 0 до 29,8 включ.	± 20	-	15
		св. 9,8 до 40	св. 29,8 до 121,6	-	± 20	
	PID- CH_3OH -10	от 0 до 3,75 включ.	от 0 до 4,98 включ.	± 15	-	
		св. 3,75 до 10	св. 4,98 до 13,3	-	± 15	
Метанол CH_3OH	PID- CH_3OH -40	от 0 до 11,2 включ.	от 0 до 14,9 включ.	± 15	-	15
		св. 11,2 до 40	св. 14,9 до 53,2	-	± 15	
	PID- C_7H_8 -40	от 0 до 13 включ.	от 0 до 49,8 включ.	± 15	-	
		св. 13 до 40	св. 49,8 до 153,3	-	± 15	
Метилбензол (толуол) C_7H_8	PID- C_7H_8 -100	от 0 до 13 включ.	от 0 до 49,8 включ.	± 15	-	15
		св. 13 до 100	св. 49,8 до 383	-	± 15	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
Фенол C_6H_5OH	PID- C_6H_5OH -3	от 0 до 0,25 включ.	от 0 до 0,98 включ.	± 20	-	15
		св. 0,25 до 3	св. 0,98 до 11,74	-	± 20	
	PID- C_6H_5OH -10	от 0 до 2 включ.	от 0 до 7,8 включ.	± 20	-	
		св. 2 до 10	св. 7,8 до 39,1	-	± 20	
1,3- диметилбензол (м-ксилол) $m-C_8H_{10}$	PID-m- C_8H_{10} - 100	от 0 до 10 включ.	от 0 до 44,2 включ.	± 15	-	15
		св. 10 до 100	св. 44,2 до 442	-	± 15	
1,2- диметилбензол (о-ксилол) $o-C_8H_{10}$	PID-o- C_8H_{10} - 100	от 0 до 10 включ.	от 0 до 44,2 включ.	± 15	-	15
		св. 10 до 100	св. 44,2 до 442	-	± 15	
1,4- диметилбензол (п-ксилол) $p-C_8H_{10}$	PID-p- C_8H_{10} - 100	от 0 до 10 включ.	от 0 до 44,2 включ.	± 15	-	15
		св. 10 до 100	св. 44,2 до 442	-	± 15	
Оксид этилена C_2H_4O	PID- C_2H_4O -10	от 0 до 1,65 включ.	от 0 до 3 включ.	± 20	-	15
		св. 1,65 до 10	св. 3 до 18,3	-	± 20	
Фосфин PH_3	PID- PH_3 -10	от 0 до 1 включ.	от 0 до 1,4 включ.	± 20	-	15
		св. 1 до 10	св. 1,4 до 14,1	-	± 20	
Нафталин $C_{10}H_8$	PID- $C_{10}H_8$ -10	от 0 до 3,7 включ.	от 0 до 19,7 включ.	± 20	-	15
		св. 3,7 до 10	св. 19,7 до 53,3	-	± 20	
Бром Br_2	PID- Br_2 -2	от 0 до 0,2 включ.	от 0 до 1,33 включ.	± 20	-	15
		св. 0,2 до 2	св. 1,33 до 13,3	-	± 20	
Аммиак NH_3	PID- NH_3 -100	от 0 до 20 включ.	от 0 до 14,2 включ.	± 15	-	15
		св. 20 до 100	св. 14,2 до 71	-	± 15	
	PID- NH_3 -1000	от 0 до 100 включ.	от 0 до 71 включ.	± 15	-	
		св. 100 до 1000	св. 71 до 710	-	± 15	
Этантиол (этилмеркаптан) C_2H_5SH	PID- C_2H_5SH -10	от 0 до 0,4 включ.	от 0 до 1 включ.	± 20	-	15
		св. 0,4 до 10	св. 1 до 25,8	-	± 20	
Метантиол (метилмеркаптан) CH_3SH	PID- CH_3SH -10	от 0 до 0,4 включ.	от 0 до 0,8 включ.	± 20	-	15
		св. 0,4 до 10	св. 0,8 до 20	-	± 20	
	PID- CH_3SH -20	от 0 до 2 включ.	от 0 до 4 включ.	± 20	-	
		св. 2 до 20	св. 4 до 40	-	± 20	
Акриловая кислота $C_3H_4O_2$	PID- $C_3H_4O_2$ -3,3	от 0 до 1,65 включ.	от 0 до 4,95 включ.	± 20	-	15
		св. 1,65 до 3,3	св. 4,95 до 9,9	-	± 20	
	PID- $C_3H_4O_2$ -10	от 0 до 1,65 включ.	от 0 до 4,95 включ.	± 20	-	
		св. 1,65 до 10	св. 4,95 до 30	-	± 20	
Этилацетат $C_4H_8O_2$	PID- $C_4H_8O_2$ - 100	от 0 до 13 включ.	от 0 до 47,6 включ.	± 20	-	15
		св. 13 до 100	св. 47,6 до 366	-	± 20	
Бутилацетат $C_6H_{12}O_2$	PID- $C_6H_{12}O_2$ - 100	от 0 до 10 включ.	от 0 до 48,3 включ.	± 20	-	15
		св. 10 до 100	св. 48,3 до 483	-	± 20	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
Пропилен (пропен) C_3H_6	PID- C_3H_6 -285	от 0 до 57 включ.	от 0 до 99,8 включ.	± 15	-	15
		св. 57 до 285	св. 99,8 до 499	-	± 15	
2,3-дитиабутан (диметилди- сульфид) $C_2H_6S_2$	PID- $C_2H_6S_2$ -2	от 0 до 0,35 включ.	от 0 до 1,37 включ.	± 20	-	15
		св. 0,35 до 2	св. 1,37 до 7,8	-	± 20	
	PID- $C_2H_6S_2$ -10	от 0 до 2 включ.	от 0 до 7,8 включ.	± 20	-	
		св. 2 до 10	св. 7,8 до 39,2	-	± 20	
2,5-фурандион (малеиновый ангидрид) $C_4H_2O_3$	PID- $C_4H_2O_3$ -3	от 0 до 0,25 включ.	от 0 до 1,02 включ.	± 20	-	15
		св. 0,25 до 3	св. 1,02 до 12,2	-	± 20	
	PID- $C_4H_2O_3$ -10	от 0 до 2 включ.	от 0 до 8,16 включ.	± 20	-	15
		св. 2 до 10	св. 8,16 до 40,8	-	± 20	
Дисульфид углерода (сероуглерод) CS_2	PID- CS_2 -10	от 0 до 1 включ.	от 0 до 3,17 включ.	± 20	-	15
		св. 1 до 10	св. 3,17 до 31,7	-	± 20	
Ацетонитрил C_2H_3N	PID- C_2H_3N -10	от 0 до 6 включ.	от 0 до 10,2 включ.	± 15	-	15
		св. 6 до 10	св. 10,2 до 17,1	-	± 15	
Циклогексан C_6H_{12}	PID- C_6H_{12} -100	от 0 до 20 включ.	от 0 до 70 включ.	± 20	-	15
		св. 20 до 100	св. 70 до 350	-	± 20	
1,3-бутадиен (дивинил) C_4H_6	PID- C_4H_6 -500	от 0 до 50 включ.	от 0 до 112 включ.	± 20	-	15
		св. 50 до 500	св. 112 до 1125	-	± 20	
н-гексан C_6H_{14}	PID- C_6H_{14} - 1000	от 0 до 84 включ.	от 0 до 301 включ.	± 20	-	15
		св. 84 до 1000	св. 301 до 3584	-	± 20	
Акрилонитрил C_3H_3N	PID- C_3H_3N -10	от 0 до 0,7 включ.	от 0 до 1,45 включ.	± 20	-	15
		св. 0,7 до 10	св. 1,45 до 22,1	-	± 20	
Муравьиная кислота CH_2O_2	PID- CH_2O_2 -10	от 0 до 0,5 включ.	от 0 до 0,96 включ.	± 20	-	15
		св. 0,5 до 10	св. 0,96 до 19,1	-	± 20	
н-гептан C_7H_{16}	PID- C_7H_{16} -500	от 0 до 50 включ.	от 0 до 208 включ.	± 15	-	15
		св. 50 до 500	св. 208 до 2084	-	± 15	
	PID- C_7H_{16} - 2000	от 0 до 100 включ.	от 0 до 416 включ.	± 15	-	15
		св. 100 до 2000	св. 416 до 8334	-	± 15	
2-пропанон (ацетон) C_3H_6O	PID- C_3H_6O - 1000	от 0 до 80 включ.	от 0 до 193 включ.	± 15	-	15
		св. 80 до 1000	св. 193 до 2415	-	± 15	
1,2-дихлорэтан $C_2H_4Cl_2$	PID- $C_2H_4Cl_2$ - 20	от 0 до 2 включ.	от 0 до 8,23 включ.	± 20	-	15
		св. 2 до 20	св. 8,23 до 82,3	-	± 20	
Этилцелло- зольв (2- этоксиэтанол) $C_4H_{10}O_2$	PID- $C_4H_{10}O_2$ - 20	от 0 до 2 включ.	от 0 до 7,5 включ.	± 20	-	15
		св. 2 до 20	св. 7,5 до 75	-	± 20	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
Диметиловый Эфир C_2H_6O	PID- C_2H_6O - 500	от 0 до 100 включ.	от 0 до 192 включ.	± 15	-	15
		св. 100 до 500	св. 192 до 958	-	± 15	
2- метилпропан (изобутан) i- C_4H_{10}	PID-i- C_4H_{10} - 1000	от 0 до 100 включ.	от 0 до 241 включ.	± 15	-	15
		св. 100 до 1000	св. 241 до 2417	-	± 15	
2-метил-1- пропанол (изобутанол) i- C_4H_9OH	PID-i- C_4H_9OH - 20	от 0 до 3 включ.	от 0 до 9,2 включ.	± 20	-	15
		св. 3 до 20	св. 9,2 до 61,6	-	± 20	
Циклогексанон $C_6H_{10}O$	PID- $C_6H_{10}O$ -20	от 0 до 2 включ.	от 0 до 7 включ.	± 20	-	15
		св. 2 до 20	св. 7 до 70	-	± 20	
2-бутанон (метилэтилкетон) C_4H_8O	PID- C_4H_8O - 500	от 0 до 60 включ.	от 0 до 180 включ.	± 15	-	15
		св. 60 до 500	св. 180 до 1500	-	± 15	
Тетраэтилортосиликат (TEOS) $C_8H_{20}O_4Si$	PID- $C_8H_{20}O_4Si$ -10	от 0 до 2 включ.	от 0 до 17,3 включ.	± 20	-	15
		св. 2 до 10	св. 17,3 до 86,6	-	± 20	
Арсин AsH_3	PID- AsH_3 -3	от 0 до 0,1 включ.	от 0 до 0,3 включ.	± 20	-	15
		св. 0,1 до 3	св. 0,3 до 9,7	-	± 20	
Этилен C_2H_4	PID- C_2H_4 -300	от 0 до 20 включ.	от 0 до 23,4 включ.	± 15	-	15
		св. 20 до 300	св. 23,4 до 351	-	± 15	
	PID- C_2H_4 -1800	от 0 до 100 включ.	от 0 до 117 включ.	± 10	-	15
		св. 100 до 1800	св. 117 до 2106	-	± 10	
Пары нефти ⁽³⁾	PID-ПН-3500	-	от 0 до 300 включ.	± 15	-	15
		-	св. 300 до 3500	-	± 15	
Пары бензина ⁽³⁾	PID-ПН-3500	-	от 0 до 100 включ.	± 15	-	15
		-	св. 100 до 3500	-	± 15	
Пары авиационного топлива ⁽³⁾	PID-ПН-3500	-	от 0 до 300 включ.	± 15	-	15
		-	св. 300 до 3500	-	± 15	
Пары топлива для реактивных двигателей ⁽³⁾	PID-ПН-3500	-	от 0 до 300 включ.	± 15	-	15
		-	св. 300 до 3500	-	± 15	
Пары керосина ⁽³⁾	PID-ПН-3500	-	от 0 до 300 включ.	± 15	-	15
		-	св. 300 до 3500	-	± 15	
Пары дизельного топлива ⁽³⁾	PID-ПН-3500	-	от 0 до 300 включ.	± 15	-	15
		-	св. 300 до 3500	-	± 15	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
Пары уайт-спирита ⁽³⁾	PID-ПН-3500	-	от 0 до 300 включ.	± 15	-	15
		-	св. 300 до 3500	-	± 15	
Сумма углеводородов C ₂ -C ₁₀ ⁽⁴⁾	PID-C ₂ C ₁₀ -3500	-	от 0 до 300 включ.	± 25	-	15
		-	св. 300 до 3500	-	± 25	

⁽¹⁾ - Газоанализаторы с определяемыми компонентами, не приведенными в таблице, но указанными в Руководстве по эксплуатации, могут применяться в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов.

⁽²⁾ - Пересчет значений объемной доли X, млн⁻¹, в массовую концентрацию C, мг/м³, проводят по формуле: $C = X \cdot M / V_m$, где C – массовая концентрация компонента, мг/м³; M – молярная масса компонента, г/моль; V_m – молярный объем газа-разбавителя - воздуха, равный 24,06 дм³/моль, при условиях 20 °С и 101,3 кПа по ГОСТ 12.1.005-88.

⁽³⁾ - Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013, уайт-спирит по ГОСТ 3134-78, нефть по ГОСТ Р 51858-2002, бензин автомобильный по техническому регламенту «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», бензин авиационный по ГОСТ 1012-2013, бензин неэтилированный по ГОСТ Р 51866-2002, топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86. Топливо авиационное по ГОСТ Р 52050-2006, керосин осветительный ТУ 38.401-58-10-01.

⁽⁴⁾ - Сумма углеводородов (C₂-C₁₀) – суммарное содержание предельных углеводородов: этан (C₂H₆), пропан (C₃H₈), бутан (C₄H₁₀), пентан (C₅H₁₂), гексан (C₆H₁₄), гептан (C₇H₁₆), октан (C₈H₁₈), нонан (C₉H₂₀), декан (C₁₀H₂₂).

⁽⁵⁾ - без учета периодичности измерений концентрации (периодичность определяется при заказе и может быть изменена пользователем)

Таблица 6 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды в диапазоне рабочих условий эксплуатации на каждые 10 °С относительно нормальных условий измерений, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,25
Предел допускаемой вариации выходного сигнала, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более	приведено в таблицах 2-5
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность окружающей среды, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (высота×ширина×толщина), мм, не более	
- для исполнения ПГ ЭРИС-411-1	110×36×61
- для исполнения ПГ ЭРИС-411-2	115×50×35
- для исполнения ПГ ЭРИС-414-1	168×45×91
- для исполнения ПГ ЭРИС-414-2	120×63,5×31,5
Масса, г, не более:	
- для исполнения ПГ ЭРИС-411-1	200
- для исполнения ПГ ЭРИС-411-2	150
- для исполнения ПГ ЭРИС-414-1	500
- для исполнения ПГ ЭРИС-414-2	250
Напряжение автономного питания от аккумуляторных батарей, В	от 3,6 до 4,2
Интервал времени непрерывной работы без подзарядки аккумулятора при нормальных условиях, ч, не менее	20
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от -45 до +50
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
- относительная влажность воздуха (без конденсации влаги), %, не более	95
Средняя наработка на отказ, ч:	
- для газоанализаторов с термокаталитическим СТ и электрохимическим ЕС сенсором	16000
- для газоанализаторов с оптическим инфракрасным IR (или MEMS/TDLAS/IR) и фотоионизационным PID сенсором	35000
Средний срок службы, лет	20

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку на заднюю часть корпуса газоанализатора способом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор портативный	ПГ ЭРИС-4XX	1 шт.
Паспорт	АПНС. 421510.4XX-01 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	АПНС. 421510.4XX-00 РЭ	1 экз.
Методика поверки	-	1*экз.
Калибровочная насадка	-	1 шт.
Зарядное устройство	-	1 шт.
Кейс для переноски	-	1**шт.
Модуль передачи данных по радио E-WIRE	-	1**шт.
Ручной насос	-	1**шт.

Продолжение таблицы 8

Наименование	Обозначение	Количество
Моторизированный насос	-	1**шт.
* Один экземпляр на партию, но не менее одного экземпляра в один адрес. ** Определяется заказом.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Газоанализаторы портативные ПГ ЭРИС-411, ПГ ЭРИС-414. Руководство по эксплуатации» АПНС. 421510.4XX-00 РЭ, раздел 15.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам портативным ПГ ЭРИС-411, ПГ ЭРИС-414

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

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

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические требования;

ТУ 4215-410-56795556-2015 Газоанализаторы портативные ПГ ЭРИС-411, ПГ ЭРИС-414. Технические условия.

Изготовитель

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

ИНН 5920017357

Адрес: 617762, Пермский край, г. Чайковский, ул. Промышленная 8/25

Испытательный центр

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

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Телефон: (343) 350-26-18, факс: (343) 350-20-39

E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» сентября 2022 г. № 2189

Регистрационный № 73502-18

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Муниципальное унитарное предприятие города Абакана «Абаканские электрические сети» (МУП «АЭС»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Муниципальное унитарное предприятие города Абакана «Абаканские электрические сети» (МУП «АЭС») (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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных МИР УСПД-01 (УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (УСВ).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) Муниципальное унитарное предприятие города Абакана «Абаканские электрические сети» (МУП «АЭС»), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ».

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

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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

Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Для ИК №№ 1 – 68, 78 – 79, 81-84 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

Для ИК №№ 69 – 77, 80 цифровой сигнал с выходов счетчиков по беспроводным каналам связи поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УСВ не более ± 1 с. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД и УСПД.

Для ИК №№ 1 – 68, 78 – 79, 81-84 коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени приемника более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов УСПД и времени приемника не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

Для ИК №№ 69 – 77, 80 часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

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

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

Заводской номер 001, указывается в формуляре АИИС КУЭ. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или в эксплуатационную документацию.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» версии не ниже 2.0, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Программный комплекс СЕРВЕР СБОРА ДАННЫХ MirServsbor.msi	Программный комплекс УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ EnergyRes.msi	Программа ПУЛЬТ ЧТЕНИЯ ДАННЫХ MirReaderSetup.msi
1	2	3	4
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.0.1	2.5	2.0.9.0
Цифровой идентификатор ПО	7d30b09bbf536b7f45db352b0c7b7023	55a532c7e6a3c30405d702554617f7bc	6dcfa7d8a621420f8a52b8417b5f7bbc
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	MD5	MD5

ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
ПС № 22 «Западная» 110/10 кВ					
1	ПС № 22 «Западная» 110/10 кВ яч. №13 РУ-10 кВ	ТЛМ-10-2 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 300/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 831-53	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
2	ПС № 22 «Западная» 110/10 кВ яч. №32 РУ-10 кВ	ТПЛМ-10-М-1 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 400/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ПС № 22 «Западная» 110/10 кВ яч. №34 РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
4	ПС № 22 «Западная» 110/10 кВ яч. №37 РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
5	ПС № 22 «Западная» 110/10 кВ яч. №49 РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
6	ПС № 22 «Западная» 110/10 кВ яч. №54 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 с Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 29390-05	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
7	ПС № 22 «Западная» 110/10 кВ яч. №08 РУ-10 кВ	ТЛМ-10-1 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ					
8	ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ яч. №13 РУ-10 кВ	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
9	ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ яч. №14 РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
10	ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ яч. №18 РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ яч. №24 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
12	ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ яч. №27 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 с Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 29390-10	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
13	ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ яч. №32 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
14	ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ яч. №35 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
15	ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ яч. №36 РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
16	ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ яч. №40 РУ-10 кВ	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 15128-03	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
17	ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ яч. №69 РУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 35955-07	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
18	ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ яч. №8 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ яч. №9 РУ-10 кВ	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
ПС № 32 «Подсине» 110/10 кВ					
20	ПС № 32 «Подсине» 110/10 кВ яч. №15 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
ПС № 96 «Полярная» 110/10 кВ					
21	ПС № 96 «Полярная» 110/10 кВ яч. №10 РУ-10 кВ	ТЛШ-10-1 Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 11077-03	НАМИТ-10-1 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
22	ПС № 96 «Полярная» 110/10 кВ яч. №23 РУ-10 кВ	ТЛШ-10-1 Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 11077-03	НАМИТ-10-1 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
ПС «Северная» 110/10 кВ					
23	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №10 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 2473-05	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
24	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №11 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
25	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №14 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
26	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №15 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
27	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №16 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2473-05	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
28	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №23 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 2473-05	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
29	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №25 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
30	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №26 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
31	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №28 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
32	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №3 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
33	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №30 КРУН-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
34	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №4 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 2473-05	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
35	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №5 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
36	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №6 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
37	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №7 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
38	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №8 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
39	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №9 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 2473-05	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
ПС «Ташеба-Сельская» 110/10 кВ					
40	ПС «Ташеба-Сельская» 110/10 кВ яч. №9 КРУН-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
ПС «Элеваторная» 110/10 кВ					
41	ПС «Элеваторная» 110/10 кВ яч. №10 РУ-10 кВ	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
42	ПС «Элеваторная» 110/10 кВ яч. №15 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
43	ПС «Элеваторная» 110/10 кВ яч. №16 РУ-10 кВ	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
44	ПС «Элеваторная» 110/10 кВ яч. №19 РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 22192-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
45	ПС «Элеваторная» 110/10 кВ яч. №2 РУ-10 кВ	ТБК-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 8913-82	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
46	ПС «Элеваторная» 110/10 кВ яч. №22 РУ-10 кВ	ТОЛ-10-ИМ-3 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 36308-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
47	ПС «Элеваторная» 110/10 кВ яч. №9 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 с Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 29390-05	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
ПС «Юго-Западная» 110/10 кВ					
48	ПС «Юго-Западная» 110/10 кВ яч. №12 РУ-10 кВ	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 42683-09	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
49	ПС «Юго-Западная» 110/10 кВ яч. №13 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 7069-02	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
50	ПС «Юго-Западная» 110/10 кВ яч. №15 РУ-10 кВ	ТОЛ-10-И Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 15128-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
51	ПС «Юго-Западная» 110/10 кВ яч. №17 РУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
52	ПС «Юго-Западная» 110/10 кВ яч. №18 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 7069-02	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
ПС «Южная» 110/10 кВ					
53	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №10 РУ-10 кВ	ТЛК-10-6 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 18178-99	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
54	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №11 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 6009-77	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
55	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №12 РУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 32139-06 ТЛК-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 9143-01 ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 6009-77	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 18178-99	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
56	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №13 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 6009-77	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
57	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №15 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
58	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №18 РУ-10 кВ	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 18178-99	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
59	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №26 РУ-10 кВ	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 18178-99	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
60	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №31 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 6009-77	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
61	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №35 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 6009-77	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
62	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №36 РУ-10 кВ	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 42683-09	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 18178-99	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
63	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №37 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 6009-77	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
64	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №9 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 6009-77	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
РП-8 10 кВ					
65	РП-8 10 кВ яч. №13 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
66	РП-8 10 кВ яч. №14 РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
67	РП-8 10 кВ яч. №15 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
68	РП-8 10 кВ яч. №16 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 100/5 Рег. № 1276-59 ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S Рег. № 22192-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-07	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
ТП-111					
69	ТП-111 ЗРУ-0,4кВ ввод Т	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 600/5 Рег. № 64182-16	-	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	-
ТП-126					
70	ТП-126 ЗРУ-0,4кВ 2сек-0,4кВ ввод 2Т	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 300/5 Рег. № 15173-06	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	-
ТП-499					
71	ТП-499 ЗРУ-0,4кВ ввод Т	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 600/5 Рег. № 47957-11	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	-
ТП-507					
72	ТП-507 ЗРУ-0,4кВ ввод Т	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 600/5 Рег. № 47957-11	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	-
ТП-535					
73	ТП-535 ЗРУ-0,4кВ ввод Т	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 600/5 Рег. № 15173-06	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	-
ТП-691					
74	ТП-691 ЗРУ-0,4кВ ввод Т	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 400/5 Рег. № 15173-06	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	-
ТП-144					
75	ТП-144 ЗРУ-10кВ яч.5	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 100/5 Рег. № 22192-03	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	-

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ТП-147					
76	ТП-147 ЗРУ-10кВ яч.2	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 15128-07	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	-
ПС «Абакан-Районная» 220/110/10 кВ					
77	ПС «Абакан- Районная» 220/110/10 кВ яч. №11 РУ-10 кВ	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 58720-14	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	-
ГПП-6 110/10 кВ					
78	ГПП-6 110/10 кВ яч. №1а РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 22192-03	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
79	ГПП-6 110/10 кВ яч. №49 РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. №22192-03	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
ТП-737					
80	ТП-737 ЗРУ-0,4кВ 2сек-0,4кВ ввод 2Т	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. №15173-06	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	-
ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ					
81	ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ яч. №7 РУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
82	ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ яч. №50 РУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 35955-07	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
83	ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ яч. №51 РУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 35955-07	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04
84	ПС № 20 «Калининская» 110/10 кВ яч. №54 РУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 35955-07	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04

Примечания:

1. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1, 8, 11, 12, 13, 14, 18, 19, 24, 25, 26, 27, 29, 30, 31, 32, 33, 35, 36, 37, 38, 42, 45, 50, 53, 55, 58, 59, 65, 66, 67, 68, 78, 79	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,5$	$\pm 3,0$ $\pm 4,7$
2, 3,4,5, 6, 9,10, 15, 16, 17, 20, 21, 22, 23, 28, 34, 39, 41, 43, 44, 46, 47, 48, 49, 51, 52, 62, 68,81,82,83,84	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,5$	$\pm 3,0$ $\pm 4,7$
69	активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 2,1$	$\pm 2,9$ $\pm 4,6$
7, 40, 54, 56, 57, 60, 61, 63, 64	активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 2,2$	$\pm 2,9$ $\pm 4,6$
70, 71, 72, 73, 74, 80	активная реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 2,3$	$\pm 3,3$ $\pm 5,5$
75, 76	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,7$

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
77	активная реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 2,4$	$\pm 2,9$ $\pm 4,7$
Примечание 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I = 0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 84 от 0 °С до + 40 °С.			

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	84
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от 0 до +40 от +10 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для электросчетчика МИР С-03 - для электросчетчика Меркурий 230 - для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 - для электросчетчика А1802RAL-P4GB-DW-4 - среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 150000 140000 120000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД МИР УСПД-01 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	75000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 114 45 45 10 3,5
Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;

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

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Муниципальное унитарное предприятие города Абакана «Абаканские электрические сети» (МУП «АЭС»).

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10-2	2
Трансформатор тока	ТЛК-СТ-10	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10-1	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	28
Трансформатор тока	ТЛМ-10	13
Трансформатор тока	ТПЛМ-10-М	19
Трансформатор тока	ТПЛМ-10-М	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10 с	4
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	13
Трансформатор тока	ТПЛ-10 с	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	15
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	1
Трансформатор тока	ТОЛ-10	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10	6
Трансформатор тока	ТЛШ-10-1	6
Трансформатор тока	ТЛК-10	4
Трансформатор тока	ТЛК-10-6	3
Трансформатор тока	ТЛК-10	7
Трансформатор тока	ТВК-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1М-3	3
Трансформатор тока	ТЛК-10-5	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10	13
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	12
Трансформатор тока	ТШП-0,66	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	7
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-1	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	4
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	5
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	3
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	4
Счётчик электроэнергии	МИР С-03	75
Счётчик электроэнергии	Меркурий 230ART-03 PQRSIDN	6
Счётчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счётчик электроэнергии	A1802RAL-P4GB-DW-4	1
Устройство сбора и передачи данных	МИР УСПД-01	11
Программное обеспечение	ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»	1
Паспорт-Формуляр	1901002975.42231.001.001 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Муниципальное унитарное предприятие города Абакана «Абаканские электрические сети» (МУП «АЭС»), аттестованном ООО «Метросервис», Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Муниципальное унитарное предприятие города Абакана «Абаканские электрические сети» (МУП «АЭС»)

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

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

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

Изготовитель

Муниципальное унитарное предприятие города Абакана «Абаканские электрические сети» (МУП «АЭС»)
ИНН 1901002975
Адрес: 655017, Республика Хакасия, г. Абакан, ул. Советская, 25

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)
Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, 6а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.