МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ (Росстандарт)

П Р И К А З

27 ноября 2024 г. № 2779

Москва

О внесении изменений в сведения об утвержденных типах средств измерений

В соответствии с Административным регламентом по предоставлению Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии государственной услуги по утверждению типа стандартных образцов или типа средств измерений, утвержденным приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 ноября 2018 г. № 2346, п р и к а з ы в а ю:

1. Внести изменения в сведения об утвержденных типах средств измерений в части конструктивных изменений, влияющих на их метрологические характеристики, согласно приложению к настоящему приказу.

2. Утвердить измененные описания типов средств измерений, прилагаемые к настоящему приказу.

3. ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест» внести сведения об утвержденных типах средств измерений согласно приложению к настоящему приказу в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с Порядком создания и ведения Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений, передачи сведений в него и внесения изменений в данные сведения, предоставления содержащихся в нем документов и сведений, утвержденным приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 28 августа 2020 г. № 2906.

4. Контроль за исполнением настоящего приказа оставляю за собой.

Заместитель руководителя

Подлинник электронного документа, подписанного ЭП, хранится в системе электронного документооборота Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП

Сертификат: 525EEF525B83502D7A69D9FC03064C2A
Кому выдан: Лазаренко Евгений Русланович
Действителен: с 06.03.2024 до 30.05.2025

Е.Р. Лазаренко

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» ноября 2024 г. № 2779

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверж-дения акта испыта-ний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов	«АБАК+»	Исполнение К4 зав. № 2393	52866-13	-	-	МП 17-30138-2012 (с изменением № 3) (на СИ, изготовленные до 28.06.2022), МП 1802/1-311229-2022 (с изменением № 1) (на СИ, изготовленные после 28.06.2022)	-	-	12.09.2024	Акционерное общество Научно-инженерный центр «ИНКОМСИСТЕМ» (АО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»), г. Казань	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГТ Энерго» Барнаульская ГТ-ТЭЦ вторая очередь	-	008	80560-20	-	-	МП ЭПР-301-2020	-	-	02.08.2024	Акционерное общество «ГТ Энерго» (АО «ГТ Энерго»), г. Москва	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» ноября 2024 г. № 2779

Регистрационный № 52866-13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»

Назначение средства измерений

Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК) предназначены для измерений и преобразований сигналов измерительных преобразователей в значения измеряемых параметров и вычисления расхода, массы, объема нефти, нефтепродуктов, жидких углеводородных сред, однофазных и однородных по физическим свойствам жидкостей, объемного расхода и объема газа, приведенных к заданным стандартным условиям.

Описание средства измерений

Принцип действия ИВК основан на измерении входных сигналов, их преобразовании в значения физических величин и вычислении расхода и количества жидкостей и газов по заложенным алгоритмам.

ИВК состоит из встроенных в один корпус центрального процессора и, опционально, плат ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов, дисплея и клавиатуры.

ИВК выпускается в модификации ИнКС.425210.003, позволяющей вести учет расхода и количества жидкостей и газов не более, чем по 12 измерительным линиям.

ИВК модификации ИнКС.425210.003 изготавливаются в следующих исполнениях:

– К1 – стандартное исполнение для монтажа в шкаф;
– К2 – исполнение с увеличенным клеммным отделом для монтажа в шкаф;
– К3 – исполнение для монтажа в щит;
– К4 – компактное исполнение для монтажа на панель;
– К5 – стандартное исполнение К1 с дисплеем во взрывозащищенном корпусе Exd;
– К6 – компактное исполнение К4 с дисплеем во взрывозащищенном корпусе Exd;
– К7 – переносное исполнение в кейсе;
– К8 – переносное исполнение в кейсе с дисплеем;
– К9 – исполнение для монтажа на din-рейку.

В ИВК модификации ИнКС.425210.003 предусмотрена возможность реализации алгоритмов управления технологическим процессом.

ИВК может иметь цифровые порты связи RS232/RS485, USB, интерфейс связи Ethernet (10/100BaseT), счетчики импульсных входов, модули ввода/вывода аналоговых и частотных сигналов с поддержкой механизма горячей замены. При работе в режиме горячего резерва каналы токового ввода ИВК подключаются через одноканальные модули АБАК-AI1-R.

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

– измерение и преобразование аналоговых сигналов силы постоянного тока, напряжения, термометров сопротивления типа Pt100 по ГОСТ 6651–2009, термоэлектрических преобразователей по ГОСТ 6616–94, импульсных, частотных сигналов, а также дискретных и цифровых (HART) сигналов;

– воспроизведение аналоговых сигналов силы постоянного тока, напряжения;

– воспроизведение частотного и импульсного сигналов (при наличии в заказе);

– воспроизведение сигналов «Старт» и «Стоп» детекторов трубопоршневой установки (при наличии в заказе);

– измерение интервала времени между входными сигналами «Старт» и «Стоп» детекторов трубопоршневой установки (при наличии в заказе);

– вычисление расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления с использованием стандартных сужающих устройств в соответствии с ГОСТ 8.586.2–2005, ГОСТ 8.586.3–2005, ГОСТ 8.586.4–2005, ГОСТ 8.586.5–2005;

– вычисление расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления с использованием специальных сужающих устройств (стандартная диафрагма для трубопроводов диаметром менее 50 мм, диафрагма с коническим входом) в соответствии с РД 50–411–83;

– вычисление объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, методом переменного перепада давления с использованием осредняющих напорных трубок в соответствии с МИ 2667–2011;

– приведение объемного расхода (объема) природного газа и попутного нефтяного газа (далее – ПНГ) при рабочих условиях к стандартным условиям в соответствии с ГОСТ Р 8.740–2023, ГОСТ Р 8.733–2011;

– вычисление объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, в соответствии с ГОСТ 8.611–2013;

– вычисление объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, в соответствии с ГОСТ Р 8.741–2019 при применении средств измерений объемного расхода (объема) и использовании метода переменного перепада давления;

– вычисление массового расхода (массы) нефти в составе нефтегазоводяной смеси в соответствии с ГОСТ Р 8.910–2016;

– вычисление массового расхода (массы) газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов прямым и косвенным (при измерении плотности с помощью лабораторного преобразователя плотности) методами динамических измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.785–2012;

– вычисление массового расхода (массы) нефти и нефтепродуктов прямым и косвенным методами динамических измерений в соответствии с ГОСТ 8.587–2019;

– пересчет объемного расхода (объема) нефти и нефтепродуктов к стандартным условиям в соответствии с ГОСТ 8.587–2019;

– пересчет плотности нефти и нефтепродуктов в соответствии с ГОСТ 8.587–2019;

– вычисление массового расхода (массы) однофазных и однородных по физическим свойствам жидкостей и газов по результатам измерений кориолисовыми (массовыми) измерительными преобразователями расхода;

– вычисление объемного расхода (объема) нефти и нефтепродуктов, жидких углеводородных сред, однофазных и однородных по физическим свойствам жидкостей на основании массового расхода (массы) и плотности;

– вычисление корректирующего коэффициента, зависящего от режима течения, давления и температуры среды для счетчиков газа ультразвуковых FLOWSIC 600, счетчиков газа КТМ600 РУС, преобразователей расхода газа ультразвуковых SeniorSonic и JuniorSonic с электронными модулями серии Mark, преобразователей расхода газа ультразвуковых Daniel, моделей 3410, 3411, 3412, 3420 и 3400, 3414, 3422;

– вычисление физических свойств природного газа в соответствии с ГОСТ 30319.2–2015, ГОСТ 30319.3–2015, ГОСТ Р 8.662–2009, ГОСТ Р 8.770–2011, ГОСТ Р 70927–2023;

– вычисление термодинамических свойств природного газа на основе уравнения состояния GERG–2008 в соответствии с МИ 3557–2016;

– вычисление термодинамических свойств природного газа в соответствии с приложением А методики измерений, регистрационный номер ФР.1.29.2022.43829 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений;

– вычисление теплоты сгорания, относительной плотности, числа Воббе и энергосодержания природного газа в соответствии с ГОСТ 31369–2021;

– вычисление плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости ПНГ в соответствии с ГСССД МР 113–03;

– расчет плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости технически важных газов и смесей в соответствии с ГСССД МР 135–07;

– вычисление плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости умеренно-сжатых газовых смесей в соответствии с методикой ГСССД МР 118–05;

– вычисление плотности, энтальпии, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости воды и водяного пара в соответствии с ГСССД МР 147–2008;

– вычисление плотности, фактора сжимаемости, скорости звука, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного воздуха в соответствии с ГСССД МР 220–2014 и ГСССД МР 176–2010;

– расчет фактора сжимаемости многокомпонентных газовых смесей в соответствии с МИ 3548–2016;

– вычисление плотности, фактора сжимаемости, скорости звука, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажных газовых смесей в соответствии с ГСССД МР 273–2018;

– вычисление плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и скорости звука сжиженного природного газа в соответствии с ГОСТ Р 56851–2016;

– вычисление плотности, коэффициентов объемного расширения и сжатия нефти, нефтепродуктов и смазочных масел по Р 50.2.076–2010;

– вычисление плотности нефти, нефтепродуктов и масел по ГОСТ Р 8.1008–2022;

– вычисление расхода и количества нефти и углеводородных сред в соответствии с МИ 2693–2001, МИ 3532–2015, СТО Газпром 5.9–2007;

– вычисление плотности жидких углеводородных сред при рабочих условиях в соответствии с приложением Б СТО Газпром 5.9–2007;

– определение температуры точки росы по воде природного газа в соответствии с ГОСТ Р 53763–2009;

– расчет температуры точки росы по воде и массовой концентрации водяных паров газа природного по ГОСТ 34807–2021;

– вычисление нормализованного компонентного состава газа по ГОСТ 31371.7–2020;

– вычисление температуры точки росы по воде, абсолютной влажности газов, молярной и объемной долей воды в соответствии с МИ 3558–2016;

– проведение поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода по МИ 3151–2008, МИ 3272–2010, МИ 3313–2011, МИ 3380–2012, МИ 1974–2004 в автоматическом режиме;

– проведение поверки и контроля метрологических характеристик по МИ 2622–2000, МИ 2974–2006 в автоматическом режиме;

– расчет тепловой энергии и количества теплоносителя в соответствии с МИ 2412–97 и МИ 2451–98;

– вычисление объемной доли воды в сырой нефти методом расчета по результатам измерений плотностей сырой нефти, обезвоженной нефти и воды в соответствии с рекомендацией «ГСИ. Сырая нефть. Методика измерений объемной доли воды» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/4406-11);

– вычисление вязкости нефти, приведенной к условиям измерений объема (или к стандартным условиям) по методике измерений «Нефть. Методика измерений вязкости на СИКН ПСП товарной нефти ЗАО «Мессояханефтегаз» (регистрационный номер ФР.1.31.2016.23430 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений);

– хранение архивов измеренных и расчетных параметров, ведение журналов событий и нештатных ситуаций;

– сигнализация при отказе измерительных преобразователей, при выходе измеряемых параметров за установленные пределы и в случае сбоев в работе ИВК;

– управление трубопоршневыми поверочными установками, компакт-пруверами;

– печать данных на подключенный принтер;

– выполнение функций аналитического контроллера для хроматографа;

– передача информации в системы более высокого уровня.

Пломбирование ИВК от несанкционированного доступа осуществляется с помощью свинцовых (пластмассовых) пломб и проволоки или наклеек с контрольными клеймами эксплуатирующей или обслуживающей организации.

Нанесение знака поверки на ИВК не предусмотрено.

Заводской номер в виде арабских цифр, наносится типографским способом на маркировочную табличку, расположенную:

– для исполнений К1, К2, К3, К4 – на боковой стороне ИВК;

– для исполнений К5 и К6 – на боковой стороне ИВК и на верхней части взрывозащищенного корпуса Exd;

– для исполнений К7 и К8 – на лицевой панели внутри кейса ИВК;

– для исполнения К9 – на верхней части корпуса центрального процессора ИВК.

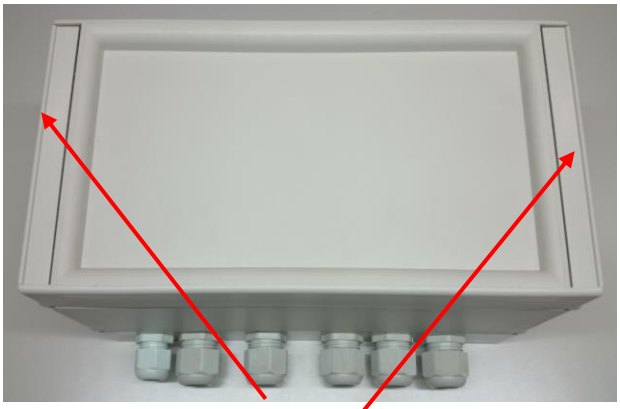
Знак утверждения типа ИВК наносится на паспорт и маркировочную табличку ИВК типографским способом.

Общий вид и схема пломбировки ИВК, модуля АБАК-AI1-R представлены на рисунках 1 – 11.

Общий вид маркировочной таблички представлен на рисунке 12.



Место пломбировки



Место пломбировки



Место пломбировки

Рисунок 1 – ИВК исполнения К1



Место пломбировки

Рисунок 2 – ИВК исполнения К2



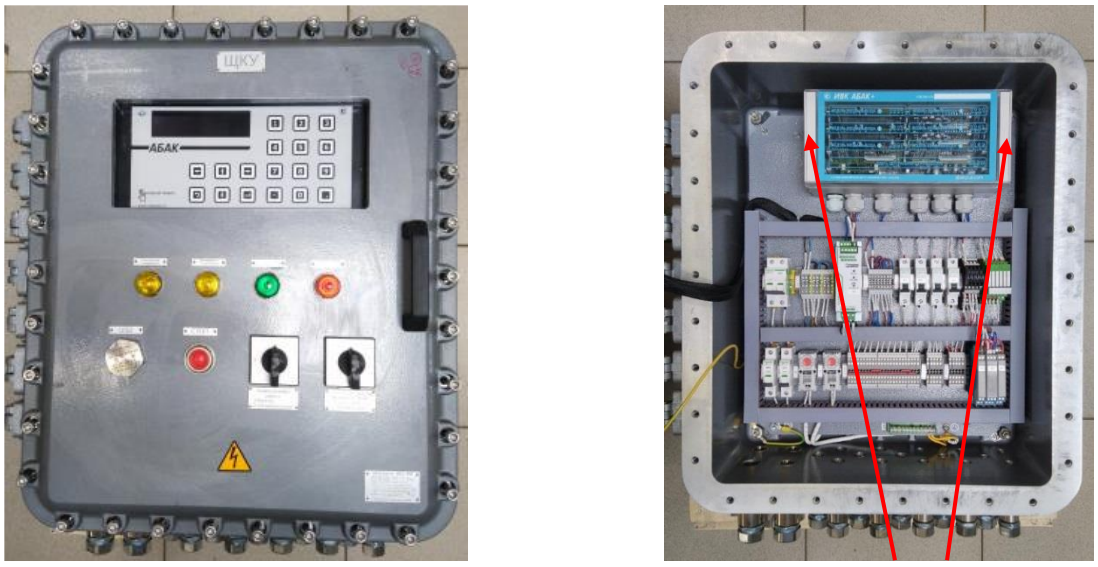
Место пломбировки

Рисунок 3 – ИВК исполнения К3



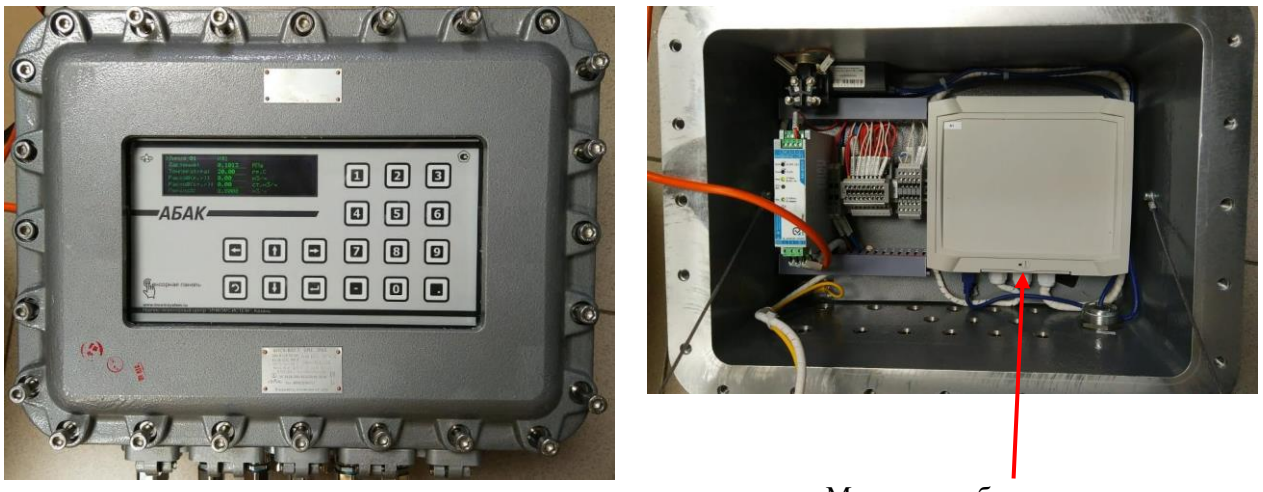
Место пломбировки Место пломбировки

Рисунок 4 – ИВК исполнения К4



Место пломбировки

Рисунок 5 – ИВК исполнения К5



Место пломбировки

Рисунок 6 – ИВК исполнения К6



Место пломбировки

Рисунок 7 – ИВК исполнения К7



Место пломбировки

Рисунок 8 – ИВК исполнения К8

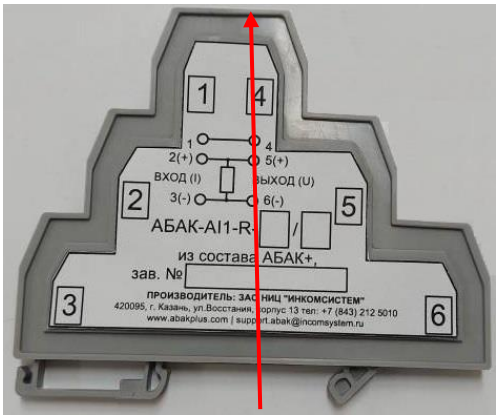


Место пломбировки



Место пломбировки

Рисунок 9 – ИВК исполнения К9



Место пломбировки

Рисунок 10 – Модуль АБАК-AI1-R



Рисунок 11 – Дисплеи, подключаемые к ИВК

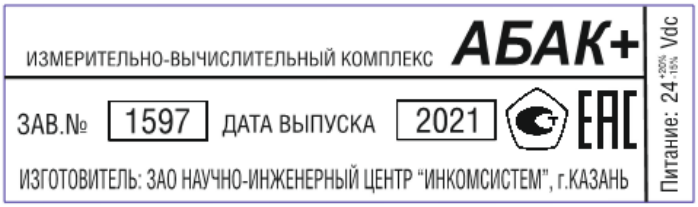


Рисунок 12 – Схема маркировочной таблички ИВК

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИВК обеспечивает реализацию функций ИВК.

ПО ИВК защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем системы идентификации пользователя с помощью логина и пароля и пломбировки корпуса ИВК.

Соответствие ИВК утвержденному типу осуществляется путем контроля идентификационного наименования, номера версии (идентификационного номера) и цифрового идентификатора ПО, отображаемых на дисплее ИВК.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	ngas2015.bex	mivisc.bex	mi3548.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4069091340	3133109068	3354585224	2333558944

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	AbakC2.bex	LNGmr273.bex	ttriso.bex	AbakC3.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	2555287759	362319064	1686257056	4090641921

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	Значение
Идентификационное наименование ПО	AbakC4.bex	AbakC5.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	3655915527	3540450054

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование	Значение
Диапазоны измерений входных сигналов: – напряжения, В – силы постоянного тока, мА – импульсный, Гц – частотный, Гц	 от 1 до 5 от 4 до 20 от 0,2 до 10000,0 от 1 до 10000
Диапазоны воспроизведения выходных сигналов: – напряжения, В – силы постоянного тока, мА – частотный, Гц – импульсный, импульс	 от 1 до 5 от 4 до 20 от 40 до 10000 от 1 до 10^7
Пределы допускаемой приведенной погрешности при преобразовании входного аналогового сигнала напряжения, % от диапазона преобразований: – основной – дополнительной	 ±0,05 ±0,0002/°C
Пределы допускаемой приведенной погрешности при преобразовании входного аналогового сигнала силы постоянного тока, % от диапазона преобразований: – основной – дополнительной – дополнительной (по спецзаказу)	 ±0,05 ±0,0009/°C ±0,0003/°C

Продолжение таблицы 2

Наименование	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности при преобразовании входного частотного сигнала, %: – основной – основной (по спецзаказу) – дополнительной	 ±0,01 ±0,001 ±0,00003/°С
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при преобразовании входного импульсного сигнала, количество импульсов на 10000 импульсов	±1
Пределы допускаемой приведенной погрешности при преобразовании значения физической величины в выходные аналоговые сигналы напряжения и силы постоянного тока, % от диапазона преобразований: – основной – дополнительной	 ±0,1 ±0,0033/°С
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения частотного сигнала (при наличии в заказе), %: – основной – дополнительной	 ±0,01 ±0,00003/°С
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения импульсного сигнала, импульс	±1
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении интервала времени, %	±0,01
Пределы допускаемой относительной погрешности при формировании сигналов «Старт» и «Стоп» детекторов трубопоршневой установки за заданный интервал времени (от 100 до 100000 мс) (при наличии в заказе), %	±0,01
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления объемного расхода (объема) газа при стандартных условиях, %	±0,01
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления объемного расхода (объема) нефти и нефтепродуктов, жидких углеводородных сред, однофазных и однородных по физическим свойствам жидкостей, %	±0,01
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления массового расхода (массы) нефти и нефтепродуктов, жидких углеводородных сред, однофазных и однородных по физическим свойствам жидкостей, %, в соответствии с: – МИ 2693–2001, МИ 3532–2015, СТО Газпром 5.9–2007 – ГОСТ Р 8.910–2016, ГОСТ Р 8.785–2012, ГОСТ 8.587–2019	 ±0,01 ±0,001
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления тепловой энергии и количества теплоносителя, %	±0,01
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления физических свойств сред и массовой доли воды из объемной, %	±0,001
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления температуры точки росы по воде, абсолютной влажности газов, молярной и объемной долей воды, %	±0,01
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления коэффициентов преобразования преобразователей расхода и коэффициентов коррекции для ультразвуковых расходомеров, %	±0,01
Примечание – Основные и дополнительные погрешности ИВК суммируются арифметически.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование	Значение
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +70
Нормальная температура окружающей среды, °С	от +21 до +25
Относительная влажность (без конденсации), %	от 5 до 95
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Напряжение питания (источник постоянного тока), В	$24^{+20\ \%}_{-15\ \%}$
Потребляемая мощность, Вт, не более	50
Примечание – Зависимости пределов потребляемых мощностей ИВК от их исполнений приведены в эксплуатационной документации.	

Таблица 4 – Габаритные размеры и масса

Исполнение ИВК	Значение			
	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса, кг
К1	180	330	175	4,1
К2	265	330	175	4,1
К3	170	350	190	4,1
К4	230	230	80	1,2
К5[1)]	1000	550	460	130
К6[1)]	595	714	333	70
К7	390	500	235	10
К8	390	500	235	13
К9[2)]	118	30	140	0,4
[1)] Указаны предельные значения геометрических размеров и массы. [2)] Указаны предельные значения геометрических размеров и массы отдельных модулей.				

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование	Значение
Средний срок службы, лет	12
Средняя наработка на отказ, ч	100000

Знак утверждения типа
наносится на паспорт и маркировочную табличку ИВК типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность ИВК

Наименование	Обозначение	Количество
Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»	–	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ИнКС.425210.003 РЭ	1 экз.
Паспорт	ИнКС.425210.003 ПС	1 экз.
Конфигурационное ПО	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 1.2 «Основные функции» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ИнКС.425210.003 ТУ Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+». Технические условия;

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

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

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

Изготовитель

Акционерное общество Научно-инженерный центр «ИНКОМСИСТЕМ» (АО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»)
ИНН 1660002574
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, д. 17
Телефон: (843) 212-50-10, факс: (843) 212-50-20
E-mail: sales.abak@incomsystem.ru
Web-сайт: http://incomsystem.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Общество с ограниченной ответственностью «СТП» (ГЦИ СИ ООО «СТП»)
Республика Татарстан, 420034, г. Казань, ул. Декабристов, д. 81
Телефон:(843) 214-20-98, Факс: (843) 227-40-10
E-mail: office@ooostp.ru
Web-сайт: http://www.ooostp.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30138-09.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП» (ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7
Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10
E-mail: office@ooostp.ru
Web-сайт: http://www.ooostp.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» ноября 2024 г. № 2779

Регистрационный № 80560-20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГТ Энерго» Барнаульская ГТ-ТЭЦ вторая очередь

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя центральный сервер баз данных под управлением гипервизора VMware на базе закрытой облачной системы (сервер) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированное рабочее место (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает в локальную вычислительную сеть на сервер. На сервере осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

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

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

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется каждый час. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения показаний часов сервера с УСВ.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера на величину более ±2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ АО «ГТ Энерго» Барнаульская ГТ-ТЭЦ вторая очередь наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 008 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности, (±δ) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Барнаульская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 5	ARJP3/N2J Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: A; B; C	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: A; B; C	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	VMware	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
2	Барнаульская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 6	ARJP3/N2J Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: A; B; C	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: A; B; C	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
3	Барнаульская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 21	ARJP3/N2J Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: A; B; C	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: A; B; C	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Барнаульская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 20	ARJP3/N2J Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: A; B; C	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: A; B; C	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	VMware	Актив-ная Реак-тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
9	ПС 110 кВ Сибэнер-гомаш, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 7	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 9143-01 Фазы: A; C	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: ABC	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
10	ПС 110 кВ Сибэнер-гомаш, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 19	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 9143-01 Фазы: A; C	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: ABC	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
11	ПС 110 кВ Сибэнер-гомаш, ГРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 14	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 9143-01 Фазы: A; C	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: ABC	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
12	ПС 110 кВ Сибэнер-гомаш, ГРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 10	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 9143-01 Фазы: A; C	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: ABC	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	Барнаульская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 13	ARJP3/N2J Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: A; B; C	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: A; B; C	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	VMware	Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
14	Барнаульская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 12	ARJP3/N2J Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: A; B; C	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: A; B; C	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
15	Барнаульская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 29	ARJP3/N2J Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: A; B; C	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: A; B; C	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
16	Барнаульская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 26	ARJP3/N2J Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: A; B; C	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: A; B; C	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$, cosφ = 0,8инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	12
Нормальные условия:	
параметры сети:	
напряжение, % от Uном	от 95 до 105
сила тока, % от Iном	от 5 до 120
коэффициент мощности cosφ	0,9
частота, Гц	от 49,8 до 50,2
температура окружающей среды, °С	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
напряжение, % от Uном	от 90 до 110
сила тока, % от Iном	от 5 до 120
коэффициент мощности cosφ	от 0,5 до 1,0
частота, Гц	от 49,6 до 50,4
температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С	от +15 до +40
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от +15 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
для счетчиков:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСВ:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для сервера:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 113 40 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ARJP3/N2J	24
Трансформаторы тока	ТЛК10-6	8
Трансформаторы напряжения	VRQ3n/S2	24
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-6	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	8
Блоки коррекции времени	ЭНКС-2	1
Сервер	VMware	1
Методика поверки	–	1
Паспорт-формуляр	ГТ-ТЭЦ.7703806647.202.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «ГТ Энерго» Барнаульская ГТ-ТЭЦ вторая очередь», номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.34.2021.39859.

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.

Изготовитель

Акционерное общество «ГТ Энерго» (АО «ГТ Энерго»)
ИНН 7703806647
Адрес места осуществления деятельности: 123610, г. Москва, Краснопресненская наб., д. 12
Юридический адрес: 117292, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 52/27, оф. Б
Телефон: (495) 258-20-16
Факс: (495) 258-20-82
E-mail: info@gtenergo.ru
Web-сайт: www.gtenergo.ru

Испытательный центр

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