

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» апреля 2023 г. № 726

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Весы автомобильные неавтоматического действия	МАГНУС	-	71925-18	-	-	ГОСТ OIML R 76-1-2011 Приложение ДА	-	Общество с ограниченной ответственностью «Фабрика совершенных технологий» (ООО «ФаСТ»), пгт. Раздольное, Приморский край	Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», г. Новосибирск
2.	Комплекс измерений количества и физических параметров нефти при проведении учетных операций на площадке склада по хранению и перевалке нефти (пункт отпуска нефти "Молчаново")	-	01	47667-11	-	-	МП 442-2021	-	Акционерное общество «Региональный деловой центр Томской области» (АО «РДЦ ТО»), г. Томск	ФБУ «Томский ЦСМ», г. Томск

3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Мелеузовские минеральные удобрения» АИИС КУЭ ММУ	-	0243	48343-11	-	-	НЕКМ.421451.1 44 МП с Изменением №2	-	Общество с ограниченной ответственностью научно-техническое предприятие «Энергоконтроль» (ООО НТП «Энергоконтроль»), Пензенская обл., г. Заречный	ФБУ «Челябинский ЦСМ», г. Челябинск
4.	Комплексы учёта газа	ЭМИС-ЭСКО 2230	-	60577-15	-	-	ЭЭ2230.000.000.00 МП с изменением №1	-	Закрытое акционерное общество «Электронные и механические измерительные системы» (ЗАО «ЭМИС»), г. Челябинск	ЗАО КИП «МЦЭ», г. Москва
5.	Система измерительная объемного расхода и объема сухого газа цеха 01 поз. 05302 ЗБ ОАО «ТАИФ-НК»	-	05302	70780-18	-	МП 2512/1-311229-2017	-	МП 2512/1-311229-2017 с изменением № 1	Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»), Республика Татарстан, г. Нижнекамск	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Саратовской ТЭЦ-5	-	001	72726-18	-	-	РТ-МП-3592-550-2018	-	Филиал «Саратовский» Публичного акционерного общества «Т Плюс» (Филиал «Саратовский» ПАО «Т Плюс»), Московская обл., г.о. Красногорск, тер. автодорога Балтия	ФБУ «Саратовский ЦСМ им. Б.А.Дубовикова», г. Саратов

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» апреля 2023 г. № 726

Регистрационный № 71925-18

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы автомобильные неавтоматического действия МАГНУС

Назначение средства измерений

Весы автомобильные неавтоматического действия МАГНУС (далее - весы) предназначены для измерения массы автотранспортных средств при статическом взвешивании.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании деформаций упругих элементов тензодатчиков, возникающих под действием силы тяжести взвешиваемого груза, в электрический сигнал, изменяющийся пропорционально массе груза. Сигналы от тензодатчиков преобразуются в цифровые при помощи АЦП (аналого-цифрового преобразователя), встроенного либо в цифровой датчик, либо в весоизмерительный прибор. Далее цифровые сигналы поступают в микроконтроллер весоизмерительного прибора, где обрабатываются по специальному алгоритму и результат взвешивания в единицах массы отображается на цифровом табло прибора. Для связи с периферийными устройствами весы могут оснащаться интерфейсами связи RS-232, RS 485.

Конструктивно весы МАГНУС состоят из грузоприемного устройства (далее – ГПУ) с весоизмерительными датчиками и весоизмерительного прибора (далее – приборы). ГПУ может состоять из одной или нескольких весовых платформ, одна из которых (первая) опирается на четыре тензодатчика, а каждая последующая – на два датчика. Каждая из платформ конструктивно состоит из двух жестко закрепленных поперечными балками полуплатформ.

В составе весов применяются следующие модули:

- датчики весоизмерительные тензорезисторные:
 - WBKC или WBK класса точности C3 (регистрационный №56685-14);
 - WBK-D (регистрационный №54471-13);
 - ZS модификации ZSFY (регистрационный №75819-19);
 - QS модификации QS (регистрационный №78206-20);
 - Dual shear beam модификации НМ9В (регистрационный №55371-19);
- приборы:
 - приборы весоизмерительные CI модификации CI-6000A, CI-200A, CI-5010A (регистрационный №50968-12);
 - индикаторы весоизмерительные CI-600A модификации CI-601A, CI-605A, CI-607A (регистрационный №68370-17);
 - терминалы весоизмерительные CI, NT модели CI-600D (регистрационный №54472-13).

Условное обозначение весов: МАГНУС Мах - XX,

где МАГНУС - обозначение типа;

Мах - максимальная нагрузка весов, т;

XX – длина ГПУ (от 6 до 24), м

Общий вид весов представлен на рисунке 1.



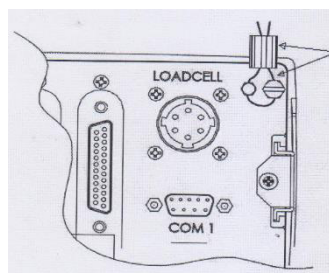
Рисунок 1 - Общий вид весов МАГНУС

Общий вид приборов и схемы пломбировки от несанкционированного доступа к метрологическим параметрам весов представлены на рисунке 2.

Защита от несанкционированного доступа к ПО приборов, настройкам и данным измерений обеспечивается установкой защитной пломбы, блокирующей доступ к кнопке юстировки. ПО не может быть модифицировано без нарушения защитной пломбы. Знак поверки на прибор не наносится, т.к. условия эксплуатации весов не обеспечивают сохранность знака в течение интервала между поверками.



CI-6000A



CI-600D (CI-600A)



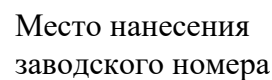
CI-200A



CI-5010A

Рисунок 2 - Схема пломбировки от несанкционированного доступа

Общий вид маркировочной таблички приведен на рисунке 3. Надписи, знаки и изображения на табличке выполнены фотохимическим способом, обеспечивающим чёткость и сохранность маркировки в течение всего срока службы весов. Заводской номер имеет числовой формат, состоит из четырех цифр.



Место нанесения
знака утверждения
типа

Рисунок 3 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее ПО) приборов является встроенным и метрологически значимым. Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который отображается на дисплее при включении прибора.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	CI-6000 series firmware	CI-200 series firmware	CI-5000 series firmware	CI-600D series firmware	CI-600A
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.01; 1.02; 1.03	1.20; 1.21; 1.22	1.0010, 1.0020, 1.00030	1.00, 1.01, 1.02, 1.03, 1.04	1.XX*
Цифровой идентификатор ПО	отсутствует, исполняемый код недоступен				
* XX – обозначение версии метрологически незначимой части					

Уровень защиты ПО соответствует высокому уровню по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики весов

Наименование характеристики	Значение					
Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011	III (средний)					
Максимальная нагрузка весов (Max), т	15	30	40	60	80	100
Минимальная нагрузка весов (Min), т	0,1	0,2	0,4	0,4	1,0	1,0
Действительная цена деления (d), кг	5	10	20	20	50	50
Поверочный интервал весов (e), кг	5	10	20	20	50	50
Число поверочных интервалов (n)	3000	3000	2000	3000	1600	2000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности в единицах e для нагрузки m при первичной поверке: Min ≤ m ≤ 500 e 500 e < m ≤ 2000 e 2000 e < m ≤ Max	±0,5 ±1,0 ±1,5					

Пределы допускаемой абсолютной погрешности в эксплуатации равны удвоенному значению пределов допускаемой погрешности при первичной поверке.

Таблица 3 – Основные технические характеристики весов

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания весов от сети переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	от 187 до 242 от 49 до 51
Потребляемая мощность, В·А, не более	20
Особый диапазон рабочих температур для ГПУ весов, °C: - датчиками НМ9В - с остальными датчиками	от -30 до +40 от -40 до +40
Диапазон рабочих температур приборов, °C	от -10 до +40
Габаритные размеры ГПУ, м - длина - ширина	от 6 до 24 от 3 до 5
Количество платформ, шт.	от 1 до 4

Масса ГПУ, т, не более	13,7
Вероятность безотказной работы весов за 2000 часов, не менее	0,92
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится фотохимическим способом на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе весов, и на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность СИ

Наименование	Обозначение	Количество
Весы в сборе	МАГНУС	1 комплект
Руководство по эксплуатации весов с изм. 1	ФАСТ.427423.001.2017.РЭ	1 экз.
Паспорт	ФАСТ.427423.001.2017.ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации на прибор		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе «Весы автомобильные неавтоматического действия МАГНУС. Руководство по эксплуатации. ФАСТ.427423.001.2017.РЭ с изменением 1», раздел 3 «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ OIML R 76-1-2011 Весы неавтоматического действия. Метрологические и технические требования. Испытания;

Государственная поверочная схема для средств измерения массы, утвержденная приказом Росстандарта от 4 июля 2022 г. № 1622.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Фабрика Совершенных Технологий»
(ООО «ФаСТ»)

ИНН 2538081226

Адрес: 692485, Приморский край, Надежденский р-н, пгт. Раздольное,
ул. Горького, д. 2

Телефон: +7 (423) 272-20-52, +7 9147356005; e-mail: fastco@mail.ru

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, г. Новосибирск, пр. Димитрова, д. 4

Юридический адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, р.п. Менделеево,
промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», корп. 11

Телефон: +7 (383) 210-08-14, факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» апреля 2023 г. № 726

Регистрационный № 48343-11

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Мелеузовские минеральные удобрения» АИИС КУЭ ММУ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Мелеузовские минеральные удобрения» АИИС КУЭ ММУ предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами АО «Мелеузовские минеральные удобрения», сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ММУ представляет собой двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности и включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя технические средства организации каналов связи (каналообразующую аппаратуру), сервер ИВК, устройство синхронизации системного времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS УСВ-Г (УСВ-Г), устройство сервисное и программное обеспечение (ПО).

Принцип действия АИИС КУЭ ММУ заключается в следующем.

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. Счетчики электрической энергии являются измерительными приборами, построенными на принципе цифровой обработки входных аналоговых сигналов. Управление процессом измерения в счетчиках электрической энергии осуществляется микроконтроллером, который реализует алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжений и токов производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока, активной и полной мощности в каждой фазе сети, производит их коррекцию по амплитуде, фазе и температуре.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации - активная и реактивная электрическая энергия (в импульсах телеметрии), как интеграл по времени от средней за период сети активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.

Измерительная информация со счетчиков электрической энергии по цифровым интерфейсам при помощи каналаобразующей аппаратуры и каналов связи поступает на сервер ИВК.

На верхнем - втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер ИВК также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ ММУ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером ИВК по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) представляет функционально объединенную совокупность программно-технических средств измерений и коррекции времени и включает в себя устройство синхронизации системного времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS УСВ-Г (УСВ-Г), устройство сервисное, часы сервера ИВК и счетчиков электрической энергии ИИК.

УСВ-Г обеспечивает автоматическую подстройку встроенных часов, формирующих шкалу времени, по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. Проверка точности хода встроенных часов производится каждую секунду. УСВ-Г каждый час формирует сигналы проверки времени (СПВ) («шесть точек»), которые поступают на устройство сервисное.

Устройство сервисное принимает СПВ от УСВ-Г и по началу шестого СПВ производит синхронизацию корректора времени, встроенного в устройство сервисное. Корректор времени представляет собой таймер, ведущий часы, минуты, секунды, миллисекунды.

Сервер ИВК по интерфейсу RS-232C каждую секунду обращается к устройству сервисному, считывает с часов корректора устройства сервисного показания и сравнивает их с показаниями часов сервера ИВК. При расхождении часов сервера и часов корректора устройства сервисного на величину более ± 60 мс, сервер ИВК корректирует свои часы по часам корректора устройства сервисного.

Сервер ИВК осуществляет коррекцию часов счетчиков. Сличение часов счетчиков с часами ИВК производится каждые 30 мин, корректировка часов счетчиков производится при расхождении с часами сервера ИВК более ± 2 с.

Синхронизация часов в автоматическом режиме всех элементов ИИК и ИВК производится с помощью СОЕВ, соподчиненной координированной шкале времени UTC (SU) безотносительно к интервалу времени.

Журналы событий счетчика электрической энергии и ИВК отражают время (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции указанных устройств.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ ММУ указывается в формуляре-паспорте.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ММУ используется программное обеспечение КТС «Энергия+». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимых частей программного обеспечения приведены в таблицах 1, 2, 3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Ядро: Энергия +»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Ядро: Энергия +
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 6.5
Другие идентификационные данные	kernel6.exe

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «Запись в БД: Энергия +»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Запись в БД: Энергия +
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 6.5
Другие идентификационные данные	Writer.exe

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «Сервер устройств: Энергия +»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Сервер устройств: Энергия +
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 6.5
Другие идентификационные данные	IcServ.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ ММУ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 4, 5, 6.

Таблица 4 – Состав ИК АИИС КУЭ ММУ

Номер и наименование ИК		Состав и характеристики СИ, входящих в состав (тип, коэффициент трансформации, класс точности, регистрационный номер в ФИФ)			
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
3	РУ-2 6 кВ, яч.2, ввод № 1 6 кВ	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	Устройство синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/ GPS УСВ-Г ±0,3 с Рег. № 61380-15
4	РУ-2 6 кВ, яч.22, ввод № 2 6 кВ	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
5	РУ-4 6 кВ, яч.7, ввод № 1 6 кВ	ТПОЛ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛП 6000√3/100√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 23544-07	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
6	РУ-4 6 кВ, яч.16, ввод № 2 6 кВ	ТПОЛ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛП 6000√3/100√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 23544-07	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
11	РУ-8 6 кВ, яч.7, ввод № 1 6 кВ	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Продолжение таблицы 4

Номер и наименование ИК		Состав и характеристики СИ, входящих в состав (тип, коэффициент трансформации, класс точности, регистрационный номер в ФИФ)			
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
12	РУ-8 6 кВ, яч.12, ввод № 2 6 кВ	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
15	РУ-10 6 кВ, яч.8, ввод № 1 6 кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
16	РУ-10 6 кВ, яч.11, ввод № 2 6 кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70 (Применяется для ИК № 16, 17)	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
17	РУ-10 6 кВ, СПШ 6 кВ, яч.18	ТПЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68	См. ИК 16	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
18	РУ-11 6 кВ, яч.6, ввод № 1 6 кВ	ТПЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛП 6000√3/100√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 23544-07	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
19	РУ-11 6 кВ, яч.11, ввод № 2 6 кВ	ТПЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛП 6000√3/100√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 23544-07	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
20	РУ-12 6 кВ, яч.12, ввод № 1 6 кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
22	РУ-13 6 кВ, яч.7, ввод № 1 6 кВ	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
23	РУ-13 6 кВ, яч.11, ввод № 2 6 кВ	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
26	РУ-15 6 кВ, яч.3, ввод № 1 6 кВ	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Продолжение таблицы 4

Номер и наименование ИК		Состав и характеристики СИ, входящих в состав (тип, коэффициент трансформации, класс точности, регистрационный номер в ФИФ)			
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
27	РУ-15 6 кВ, яч.4, ввод № 2 6 кВ	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
34	ТП-62Б 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТНШЛ-0,66 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1673-07	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
35	ЩСУ-КНС-2 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 22656-07	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
36	ТП-75 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3422-73	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
37	ТП-75 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТНШЛ-0,66 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1673-07	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
38	ТП-76 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТНШЛ-0,66 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1673-07	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
39	ТП-76 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТНШЛ-0,66 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1673-07	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
40	ТП-14 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШ-20 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1407-60	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
41	ТП-15 6 кВ, ввод 0,4 кВ, Т-1	ТШП-0,66 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15173-06	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
42	ТП-77 6 кВ, ввод 0,4 кВ, Т-1	ТШП-0,66 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15173-06	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Продолжение таблицы 4

Номер и наименование ИК		Состав и характеристики СИ, входящих в состав (тип, коэффициент трансформации, класс точности, регистрационный номер в ФИФ)			
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
58	ТП 6/0,4 кВ ОАО "АК ВНЗМ", ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 22656-07	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, 5, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ ММУ не претендует на улучшение метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УССВ-Г на аналогичное утвержденного типа.
- 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ ММУ без изменения используемого ПО.
- 4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.
- 5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ ММУ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ММУ как их неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики

Номер ИК	Значение	Границы относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95							
		в нормальных условиях измерений, %				в условиях эксплуатации, %			
	cos φ	при измерении активной электроэнергии и мощности в диапазоне тока							
		$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$	$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$
3-6, 11, 12, 15-20, 22, 23, 26, 27	1,0	Не норм.	±1,9	±1,3	±1,1	Не норм.	±2,5	±2,1	±2,0
	0,87	Не норм.	±2,7	±1,6	±1,3	Не норм.	±3,5	±2,7	±2,6
	0,8	Не норм.	±3,1	±1,8	±1,4	Не норм.	±3,8	±2,8	±2,6
	0,71	Не норм.	±3,6	±2,1	±1,6	Не норм.	±4,2	±3,0	±2,7
	0,6	Не норм.	±4,5	±2,5	±1,9	Не норм.	±5,0	±3,3	±2,9
	0,5	Не норм.	±5,5	±3,0	±2,3	Не норм.	±6,0	±3,7	±3,2
34-42, 58	1,0	Не норм.	±1,8	±1,1	±0,9	Не норм.	±2,4	±2,0	±1,9
	0,87	Не норм.	±2,6	±1,4	±1,1	Не норм.	±3,4	±2,6	±2,5
	0,8	Не норм.	±3,0	±1,6	±1,2	Не норм.	±3,7	±2,7	±2,5
	0,71	Не норм.	±3,5	±1,8	±1,4	Не норм.	±4,1	±2,9	±2,6
	0,6	Не норм.	±4,4	±2,3	±1,6	Не норм.	±4,9	±3,1	±2,7
	0,5	Не норм.	±5,4	±2,8	±1,9	Не норм.	±5,8	±3,5	±2,9
Номер ИК	sin φ	при измерении реактивной электроэнергии и мощности в диапазоне тока							
		$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$	$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$
3-6, 11, 12, 15-20, 22, 23, 26, 27	1,0	Не норм.	±2,1	±1,6	±1,5	Не норм.	±3,6	±3,3	±3,4
	0,87	Не норм.	±3,0	±1,8	±1,6	Не норм.	±4,6	±3,9	±4,0
	0,8	Не норм.	±3,3	±2,0	±1,7	Не норм.	±4,8	±4,0	±4,0
	0,71	Не норм.	±3,8	±2,2	±1,9	Не норм.	±5,2	±4,1	±4,1
	0,6	Не норм.	±4,7	±2,6	±2,1	Не норм.	±5,8	±4,4	±4,2
	0,5	Не норм.	±5,7	±3,2	±2,5	Не норм.	±6,7	±4,7	±4,4

Продолжение таблицы 5

Технические характеристики									
Номер ИК	Значение	Границы относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95							
		в нормальных условиях измерений, %				в условиях эксплуатации, %			
	sin φ	при измерении реактивной электроэнергии и мощности в диапазоне тока							
		$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$	$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$
34-42, 58	1,0	Не норм.	±2,1	±1,5	±1,3	Не норм.	±3,6	±3,3	±3,3
	0,87	Не норм.	±2,9	±1,7	±1,4	Не норм.	±4,5	±3,8	±3,9
	0,8	Не норм.	±3,2	±1,8	±1,5	Не норм.	±4,7	±3,9	±3,9
	0,71	Не норм.	±3,7	±2,1	±1,6	Не норм.	±5,1	±4,0	±4,0
	0,6	Не норм.	±4,5	±2,4	±1,8	Не норм.	±5,7	±4,2	±4,1
	0,5	Не норм.	±5,6	±2,9	±2,1	Не норм.	±6,5	±4,5	±4,2
Погрешность СОЕВ, с									±5
Примечания:									
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовая).									
2 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.									

Таблица 6 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	26
Нормальные условия: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа - напряжение питающей сети переменного тока, В - частота питающей сети переменного тока, Гц - коэффициент искажения синусоидальной кривой напряжения и тока, %, не более - индукция внешнего магнитного поля, мТл, не более	от +15 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106 (0,98-1,02)·U _{ном} от 49,85 до 50,15 2 0,05
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С для: а) измерительных трансформаторов б) счетчиков электрической энергии - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа - параметры сети: а) напряжение, В б) ток, А в) частота, Гц г) cos φ, не менее д) для счетчиков электрической энергии коэффициент третьей гармонической составляющей тока, %, не более - индукция внешнего магнитного поля (для счетчиков), мТл	от -20 до +50 от -20 до +45 90 от 70 до 106,7 (0,8-1,15)·U _{ном} (0,05-1,2)·I _{ном} от 49,8 до 50,2 0,5 10 от 0 до 0,5
Средний срок службы, лет	12
Среднее время наработки на отказ, ч	1288

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ ММУ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ММУ представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность АИИС КУЭ ММУ

Наименование	Обозначение (тип)	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	22
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
Трансформатор тока	ТНШЛ-0,66	12
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТШЛ-0,66	3
Трансформатор тока	ТШ-20	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	11
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	12
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М	16
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М.04	10
Устройство синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS УСВ-Г	УСВ-Г	1
Программное обеспечение	КТС «Энергия+»	1
Формуляр-паспорт	НЕКМ.421451.144 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ММУ с Изменением № 2», аттестат аккредитации ФБУ «Челябинский ЦСМ» № 01.00234-2013 от 26.09.2017.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ММУ

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

Общество с ограниченной ответственностью научно-техническое предприятие
«Энергоконтроль» (ООО НТП «Энергоконтроль»)
ИНН 5838041477
Адрес: 442963, Пензенская обл., г. Заречный, ул. Ленина, д. 4а
Телефон/факс: (8412) 61-39-82, 61-39-83
Web-сайт: www.energocontrol.ru
E-mail: kontrol@kontrol.e4u.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Челябинской области» (ФБУ «Челябинский ЦСМ»)
Адрес: 454020, г. Челябинск, ул. Энгельса, д. 101
Телефон/факс: (351) 232-04-01
Web-сайт: <https://74.csmrst.ru>
E-mail: stand@chelcsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00234-2013.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» апреля 2023 г. № 726

Регистрационный № 70780-18

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная объемного расхода и объема сухого газа цеха 01
поз. 05302 ЗБ ОАО «ТАИФ-НК»

Назначение средства измерений

Система измерительная объемного расхода и объема сухого газа цеха 01 поз. 05302 ЗБ ОАО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначена для измерений объемного расхода (объема) сухого газа, приведенного к стандартным условиям (температура 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от преобразователей объемного расхода, давления и температуры.

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

ИС состоит из одной измерительной линии DN 100 и СОИ.

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав ИС:

а) первичные измерительные преобразователи:

– расходомер-счетчик вихревой объемный YEWFO DY (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 17675-09) (далее – расходомер-счетчик);

– преобразователь давления измерительный EJA (регистрационный номер 14495-09) модель EJA 530 (далее – преобразователь давления);

– датчик температуры КТХК (регистрационный номер 57177-14);

б) СИ, входящие в состав СОИ:

– преобразователь измерительный тока и напряжения с гальванической развязкой (барьер искрозащиты) серии К (регистрационный номер 22153-07) модель KFD2-STC4-Ex2;

– преобразователь измерительный для термопар и термопреобразователей сопротивления с гальванической развязкой (барьер искрозащиты) серии К (регистрационный номер 22149-07) модели KFD2-UT-Ex1;

– контроллер измерительный ROC/FloBoss, модификации ROC 809 (регистрационный номер 59616-15);

– комплекс измерительно-вычислительный CENTUM CS3000R3 (регистрационный номер 21532-04).

ИС обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение объемного расхода (объема) при рабочих условиях, избыточного давления и температуры сухого газа (далее – газ);
- вычисление физических свойств газа в соответствии с ГСССД МР 118–05;
- вычисление объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям;
- регистрация, архивирование и хранение результатов измерений;
- формирование, отображение и печать текущих отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Конструкция ИС не предусматривает возможность нанесения заводского номера непосредственно на ИС. Заводской номер в виде цифрового обозначения нанесен типографским способом в паспорт ИС.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС обеспечивает реализацию функций ИС. ПО ИС разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений и вычислений ИС, а также защиту и идентификацию ПО. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями и вычислениями ИС).

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа. ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	Идентификационное наименование ПО	STP_05302_S G	STP_SG05302_ UKK	FNF3 Z_UMGAZ
Номер версии (идентификационный номер) ПО		1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО		E94819F2	D73470DC	A328D0F4 951363EB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО		CRC32	CRC32	CRC32 CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИС представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	газ сухой
Диапазон измерений объемного расхода в рабочих условиях, м ³ /ч	от 78,5 до 650,0
Диапазон измерений объемного расхода, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 543,328 до 6537,220
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, %	±2,4
Пределы допускаемой приведенной к диапазону погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА от расходомера-счетчика, %	±0,1
Пределы допускаемой приведенной к диапазону погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА от преобразователя давления, %	±0,142
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений сигналов термопар с номинальной статической характеристикой типа L в диапазоне измеряемых температур от 0 до плюс 100 °С, °С	±1,12*
Пределы допускаемой относительной погрешности ИС при приведении объемного расхода и объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям, %	±0,05
* Указаны максимальные пределы допускаемой абсолютной погрешности, рассчитанные для верхнего предела диапазона измерений.	

Основные технические характеристики ИС представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Температура измеряемой среды, °С	от +10 до +45
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,65 до 0,85
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	1
Габаритные размеры шкафа СОИ, мм, не более: – длина – ширина – высота	800 800 2100
Масса шкафа СОИ, кг, не более	300
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки первичных измерительных преобразователей – в месте установки СОИ б) относительная влажность, %: – в месте установки первичных измерительных преобразователей – в месте установки СОИ	от -40 до +40 от +15 до +25 не более 95, без конденсации влаги от 20 до 80, без конденсации влаги
в) атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность ИС представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная объемного расхода и объема сухого газа цеха 01 поз. 05302 ЗБ ОАО «ТАИФ-НК», заводской № 05302	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Объемный расход и объем газа. Методика измерений системой измерительной объемного расхода и объема сухого газа цеха 01 поз. 05302 ЗБ ОАО «ТАИФ-НК», регистрационный номер ФР.1.29.2018.29153.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596–2002 Государственная система обеспечения единства измерений.
Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК» (ОАО «ТАИФ-НК»)

ИНН 1651025328

Адрес: 423570, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, промышленная зона,
ОАО «ТАИФ-НК», ОПС-11, а/я 20

Телефон: (8555) 38-17-15

Факс: (8555) 38-17-36

Web-сайт: www.taifnk.ru

E-mail: referent@taifnk.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, оф. 7

Телефон: (843) 214-20-98

Факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» апреля 2023 г. № 726

Регистрационный № 47667-11

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс измерений количества и физических параметров нефти при проведении учетных операций на площадке склада по хранению и перевалке нефти (пункт отпуска нефти «Молчаново»)

Назначение средства измерений

Комплекс измерений количества и физических параметров нефти при проведении учетных операций на площадке склада по хранению и перевалке нефти (пункт отпуска нефти «Молчаново») (далее - комплекс) предназначен для измерений массы брутто и массы нетто товарной нефти при проведении учетных операций.

Описание средства измерений

Комплекс реализует две схемы измерений нефти, основную и резервную. Принцип действия основной схемы основан на прямом методе динамических измерений. Принцип действия резервной схемы заключается в использовании косвенного метода статических измерений и косвенного метода измерений, основанного на гидростатическом принципе.

Измерение массы брутто нефти по основной схеме проводится с помощью блока измерительных линий (БИЛ), состоящего из одной рабочей и одной контрольной измерительной линии (ИЛ). Каждая ИЛ оснащена расходомером массовым (далее – РМ). Выходные сигналы РМ автоматически поступают в систему сбора и обработки информации (далее – СОИ), значения массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей, массовой доли воды вводятся с клавиатуры в СОИ, которая вычисляет массу нетто нефти по реализованному в ней алгоритму, в соответствии с методикой измерений.

Измерение массы брутто нефти по резервной схеме проводится в резервуарах стальных горизонтальных вместимостью 50 м³ (2 шт.).

При косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, выходные сигналы измерительных преобразователей – датчиков гидростатического давления, уровнемеров радарных, термопреобразователей сопротивления поступают в СОИ автоматически. СОИ производит расчет объема нефти в резервуаре на измеряемом уровне, с учетом градуировочной таблицы резервуара и гидростатического давления столба нефти в резервуаре, затем производит расчет массы брутто нефти. Значения массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей, массовой доли воды вводятся с клавиатуры в СОИ, которая вычисляет массу нетто нефти по реализованному в ней алгоритму, в соответствии с методикой измерений.

При косвенном методе статических измерений уровень нефти в резервуаре измеряют с использованием рулетки или метроштока, плотность нефти измеряют плотномером, а температуру термометром или плотномером. Расчет объема нефти в резервуаре на измеряемом уровне проводят вручную с учетом градуировочной таблицы резервуара, затем производят расчет массы брутто нефти.

Массу нетто нефти вычисляют вручную в соответствии с методикой измерений, используя значения массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей и массовой доли воды.

СОИ включает в себя:

- программируемый логический контролер, установленный в шкафу автоматики;
- автоматизированное рабочее место оператора (АРМ оператора).

Часть измерительных компонентов комплекса образуют измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются комплектным методом.

Комплекс выполняет следующие функции:

- автоматизированное и неавтоматизированное измерение массы брутто нефти и вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое измерение и контроль температуры, давления и уровня нефти в резервуарах;
- контроль метрологических характеристик рабочего РМ по контрольному РМ.

В состав комплекса входят следующие средства измерений:

- расходомеры кориолисовые массовые OPTIMASS 7300 T 80, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 34183-07 (далее – регистрационный №);
- уровнемеры радарные OPTIWAVE 7300 C, регистрационный № 29508-05;
- термопреобразователи сопротивления TCM 9418, регистрационные №№ 15196-96 и 15196-06;
- датчики давления Метран-150TG, регистрационные №№ 32854-08 и 32854-13;
- преобразователи давления измерительные АИР-20Ех/М2-ДГ, регистрационные №№ 30402-05 и 46375-11;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, регистрационный № 303-91;
- преобразователь температуры Метран-286-Ех, регистрационный № 23410-13;
- резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-50, регистрационный № 77316-20;
- контроллер программируемый логический Modicon M340, регистрационный № 38403-08;
- метрошток МШС-4,5 (составной), регистрационный № 20265-08;
- рулетка измерительная металлическая Р10У3Г, регистрационный №51171-12;
- плотномер портативный DM-230.1А, регистрационный №51123-12.

Допускается применять другие средства измерений и оборудование, допущенные к применению в установленном порядке, с аналогичными или лучшими метрологическими и техническими характеристиками.

Пломбирование компонентов комплекса от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с МИ 3002-2006.

Заводской номер комплекса, состоящий из двух арабских цифр (№01), вносится в эксплуатационную документацию.

Нанесение знака поверки на комплекс не предусмотрено.

Программное обеспечение

На АРМ оператора установлено системное (операционная система – Windows XP, пакет офисных приложений) и прикладное программное обеспечение (ПО) «ПромИС».

Структурная схема ПО «ПромИС» представлена на рисунке 1.

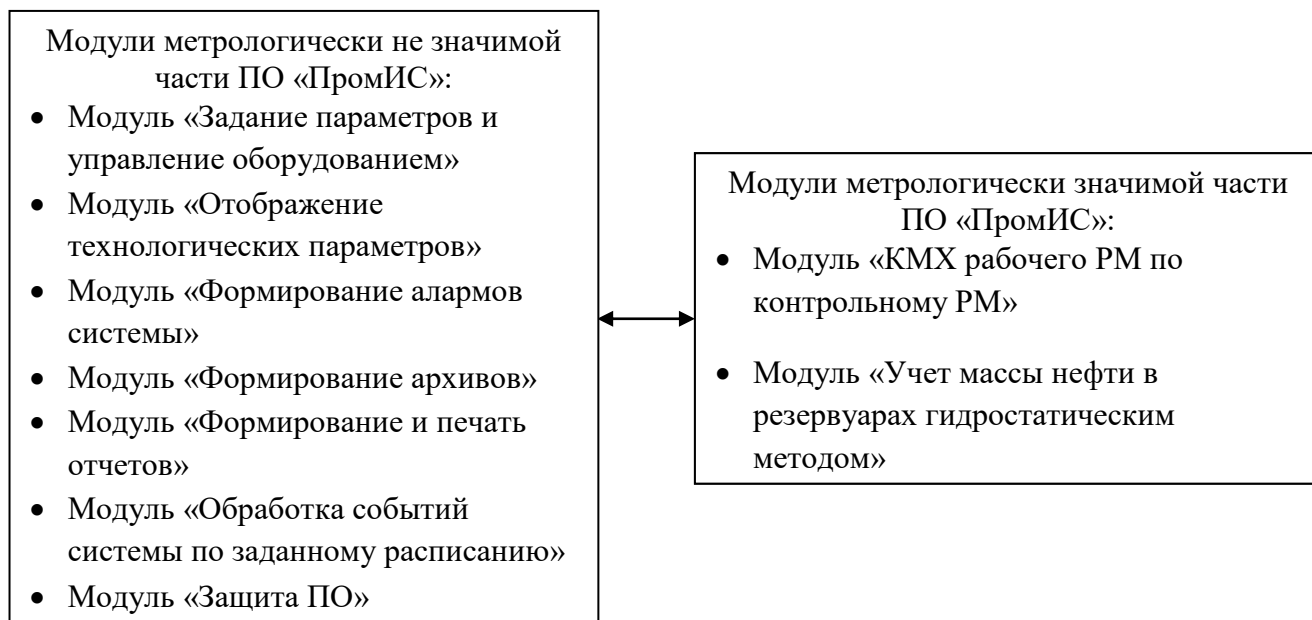


Рисунок 1 – Структурная схема ПО «ПромИС»

ПО «ПромИС» обеспечивает:

- прием и отображение измерительной и технологической информации;
- отображение граничных значений диапазонов измеряемых величин;
- автоматическое построение, отображение и печать графиков изменения измеряемых физических величин (трендов);
- световую и звуковую сигнализацию при нарушениях технологического режима и аварийных ситуациях;
- регистрацию аварийных ситуаций и нарушений технологического режима в журнале событий;
- автоматизированное управление и технологический контроль за работой средств измерений и исполнительных механизмов;
- дистанционное управление по командам оператора электроприводами запорной и регулирующей арматуры;
- вычисление учетных параметров нефти за отчетный период (массы брутто нефти, средневзвешенных значений температуры, давления);
- вычисление массы балласта на основе введенных вручную данных из паспорта качества нефти (массовых долей воды и механических примесей, массовой концентрации хлористых солей);
- вычисление массы нетто нефти;
- формирование и печать отчетных документов;
- архивирование данных;
- отображение мнемосхем технологического оборудования;
- защиту от несанкционированного доступа.

Относительное отличие тестовых результатов вычислений ПО «ПромИС» от опорных при выполнении функций «Контроль метрологических характеристик» и «Вычисление массы нефти косвенным методом, основанном на гидростатическом принципе» не превышает 0,015 %.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПромИС
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.0.1
Цифровой идентификатор ПО	Для модуля «КМХ рабочего РМ по контрольному РМ» (файл siknkmhax.ocx) 2abfaf9b50cbeefb200e3ef089fd5dac Для модуля «Учет массы нефти в резервуарах гидростатическим методом» (m_calcMass.ci) 49d305f22bda565860a2daaa81463d38
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические характеристики комплекса нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений массы брутто нефти: - при прямом методе динамических измерений - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы нефти до 200 т вкл.	$\pm 0,25 \%$ $\pm 0,65 \%$
Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений массы нетто нефти: - при прямом методе динамических измерений - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы нефти до 200 т вкл.	$\pm 0,35 \%$ $\pm 0,75 \%$

Таблица 3 - Состав и основные метрологические характеристики ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
		Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
ИК массового расхода нефти	2	Расходомер кориолисовый массовый OPTIMASS 7300 T 80	Контроллер программируемый логический Modicon M340	от 30 до 97 т/ч	$\pm 0,25 \%$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Номинальный объем резервуаров, м ³	50
Диапазон изменений расхода нефти через комплекс, т/ч	от 30 до 97
Диапазон изменений давления нефти, МПа	от 0,04 до 6,00
Диапазон изменений температуры нефти, °С	от +5 до +30
Диапазон изменений вязкости нефти кинематической, сСт	от 5 до 15
Диапазон изменений плотности нефти, кг/м ³	от 830 до 890
Массовая доля воды не более, %	1,0
Массовая доля механических примесей не более, %	0,05
Массовая концентрация хлористых солей не более, мг/дм ³	900
Режим работы комплекса	периодический
Параметры электрического питания: - напряжение питающей сети, В а) измерительных цепей б) силовых цепей - частота питающей сети, Гц	от 198 до 242 от 342 до 418 от 49 до 51
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С а) на площадке резервуаров б) в помещении операторной	от -40 до +50 от +15 до +25
Среднее время наработки на отказ комплекса, ч	12435

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации комплекса печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерений количества и физических параметров нефти при проведении учетных операций на площадке склада по хранению и перевалке нефти (пункт отпуска нефти «Молчаново») (заводской номер 01)	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ФР.1.29.2021.41669 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений комплексом измерений количества и физических параметров нефти при проведении учетных операций на площадке склада по хранению и перевалке нефти (пункт отпуска нефти «Молчаново»)).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Региональный деловой центр Томской области»
(ОАО «РДЦ ТО»)

ИНН 7017201406

Адрес: 634021, Томская обл., г. Томск, ул. Герцена, д. 63

Испытательный центр

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

Адрес: 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д. 17-а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313315.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» апреля 2023 г. № 726

Регистрационный № 60577-15

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы учёта газа ЭМИС-ЭСКО 2230

Назначение средства измерений

Комплексы учёта газа ЭМИС-ЭСКО 2230 (далее - комплекс или ЭМИС-ЭСКО 2230), предназначены для измерения объёмного расхода и объёма, давления, температуры природного, нефтяных товарных и других однокомпонентных и многокомпонентных газов и газовых смесей (далее - газ) при рабочих условиях с последующим приведением к объёму при стандартных условиях.

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса основан на одновременном измерении расхода, давления, температуры газа при рабочих условиях соответствующими измерительными каналами (в дальнейшем - ИК) и вычисления, по измеренным значениям расхода (объёма) газа, приведенного к стандартным условиям ($P_c=0,101325$ МПа, $T_c=20$ °С), с отображением результатов измерений на дисплее и передачей их на персональный компьютер (ПК) по цифровым каналам связи. Расход и объём газа при рабочих условиях приводят к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63 в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.740-2011.

В соответствии с ГОСТ Р 8.740-2011 комплексы выпускаются в 5 исполнениях, различающихся уровнем точности измерений объёмного расхода и объёма газа (далее - уровень точности комплекса), приведенных к стандартным условиям (см. таблицу 1).

Таблица 1 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерений комплексом объёмного расхода и объёма газа, приведенных к стандартным условиям, при разных уровнях точности комплекса

Уровень точности комплекса	А	Б	В	Г	Д
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объёмного расхода и объёма газа, приведенных к стандартным условиям, %	±0,75	±1,0	±1,5	±2,5	±4,0

В измерительных каналах расхода и объёма используются расходомеры (или счётчики) объёмного расхода с унифицированными выходными сигналами, в том числе турбинные, ротационные и вихревые, соответствующие требованиям ГОСТ Р 8.740-2011.

Комплексы, в зависимости от расходомеров (или счётчиков), входящих в их состав, выпускаются в трех модификациях:

- «ЭМИС-ЭСКО 2230-В» - комплекс учёта газа на базе вихревых расходомеров;
- «ЭМИС-ЭСКО 2230-Р» - комплекс учёта газа на базе ротационных счётчиков;

- «ЭМИС-ЭСКО 2230-Т» - комплекс учёта газа на базе турбинных счётчиков.

В зависимости от применяемых средств обработки результатов измерений, входящих в состав ЭМИС-ЭСКО 2230, комплексы выпускаются в двух модификациях.

Комплекс учёта газа ЭМИС-ЭСКО 2230 - Х - (стандартное исполнение), состоящий из следующих компонентов (средств измерений, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее - ФИФ по ОЕИ):

- расходомеров (или счётчиков) с токовым, частотным, импульсным или цифровым интерфейсным выходом, имеющих пределы допускаемой относительной погрешности при измерении расхода газа и газовых смесей - в соответствии с таблицей 3;

- преобразователей расчётно-измерительных (контроллеров/вычислителей), в соответствии с таблицей 2;

- измерительных преобразователей абсолютного или избыточного давления с унифицированным токовым выходом, в соответствии с таблицей 2 и 3;

- измерительных преобразователей температуры классов допуска АА, А, В, С по ГОСТ 6651-2009 или термометров сопротивления с унифицированным токовым выходным сигналом и основной приведенной погрешностью в соответствии с таблицами 2 и 3;

- барьеров искрозащиты (при необходимости), имеющих пределы допускаемой приведенной погрешности в интервале $\pm 0,1$ %.

Комплекс учёта газа ЭМИС-ЭСКО 2230 - Х - БК - состоящий из следующих компонентов (средств измерений, зарегистрированных в ФИФ по ОЕИ):

- расходомеров (или счётчиков) с токовым, частотным, импульсным или цифровым интерфейсным выходом, имеющих пределы допускаемой относительной погрешности при измерении расхода газа и газовых смесей в соответствии с таблицей 3;

- блоков коррекции газа, в состав которых входят датчики давления и температуры, с относительной погрешностью приведения объёмного расхода к стандартным условиям, с учётом погрешности измерения давления, температуры и вычисления коэффициента сжимаемости в соответствии с таблицами 2 и 3;

- барьеров искрозащиты (при необходимости), имеющих пределы допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,1$ %.

Типы преобразователей расчётно-измерительных (контроллеров/вычислителей) и блоков коррекции применяемых в составе комплексов представлены в таблице 2.

Объёмный расход и объём, приведённые к стандартным условиям, фактор сжимаемости газов и газовых смесей, в том числе природного и влажного нефтяного газа, диоксида углерода, азота, аргона, ацетилена, аммиака, измеряются и вычисляются в соответствии с ГОСТ 30319.2, ГОСТ Р 8.733, ГСССД МР 113, ГСССД МР 118, ГСССД МР 134.

Таблица 2 - Измерительные преобразователи температуры и давления и средства обработки результатов измерений, входящие в состав комплекса

Наименование средства измерений (СИ)	Регистрационный номер в ФИФ по ОЕИ	Изготовитель
1	2	3
Блоки коррекции		
Блок коррекции газа Флоугаз	47254-11	ООО ЭПО «Сигнал»
Корректоры объёма газа ЕК-270	41978-13	ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»
Блоки коррекции объёма газа измерительно-вычислительные БК	48876-17	ООО ЭПО «Сигнал»
Корректоры объёма газа ТС 220	47922-11	ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»
Корректоры объёма газа ELCOR-2, miniELCOR, microELCOR, maxiELCOR	47252-11	Фирма «ELGAS, s.r.o.»
Корректоры объёма газа CORUS	50499-12	«Iron GmbH»
Комплексы измерительные Суперфлоу 21В	68442-17	ЗАО «Совтигаз»
Корректоры объёма газа Суперфлоу 23	61729-15	ЗАО «Совтигаз»
Корректоры газа, вычислители, преобразователи		
Корректоры СПГ742	48867-12	ЗАО НПФ ЛОГИКА
Корректоры СПГ761	36693-13	ЗАО НПФ ЛОГИКА
Корректоры СПГ762	37670-13	ЗАО НПФ ЛОГИКА
Корректоры СПГ763	37671-13	ЗАО НПФ ЛОГИКА
Вычислители УВП-280	53503-13	ООО СКБ «Промавтоматика»
Преобразователь расчётно-измерительный ТЭКОН-19	61953-15	ООО «ИВП Крейт»
Преобразователь расчётно-измерительный ТЭКОН-19Б	35766-07	ООО «ИВП Крейт»
Контроллер универсальный Миконт-186	54863-13	ОАО ИПФ «Сибнефтеавтоматика»
Вычислители ВКГ-3Т	31879-16	ЗАО «НПФ Теплоком»
Приборы вторичные теплоэнергоконтроллеры ИМ2300	14527-17	ФГУП «ОКБ «Маяк»
Преобразователи измерительные многофункциональные ИСТОК-ТМ	21548-15	УЧП «НПЦ Спецсистема»
Измерительные преобразователи температуры ¹		
Термометры сопротивления из платины технические ТПТ-1, 17,19, 21	46155-10	ЗАО «ТЕРМИКО»

Продолжение таблицы 2

1	2	3
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270, Метран-270-Ех	21968-11	ЗАО ПГ «МЕТРАН»
Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ех	23410-13	ЗАО ПГ «МЕТРАН»
Термопреобразователи сопротивления Метран-2000	38550-13	ЗАО ПГ «МЕТРАН»
Термопреобразователи сопротивления ТС	58808-14	ООО НПП «ЭЛЕМЕР»
Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304	50519-17	ООО НПП «ЭЛЕМЕР»
Термометры сопротивления платиновые ТСПТ	36766-09	ООО «Производственная компания «ТЕСЕЙ»
Термопреобразователи сопротивления платиновые ТСП-Н	38959-17	ООО «ИНТЭП»
Измерительные преобразователи давления ¹		
Преобразователи давления измерительные СДВ	28313-11	ЗАО «НПК ВИП»
Датчики давления Метран-150	32854-13	ЗАО ПГ «МЕТРАН»
Датчики давления Метран-75	48186-11	ЗАО ПГ «МЕТРАН»
Преобразователи давления измерительные АИР-10	31654-14	ООО НПП «ЭЛЕМЕР»
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16	ООО НПП «ЭЛЕМЕР»
Датчики давления «ЭЛЕМЕР - 100»	39492-08	ООО НПП «ЭЛЕМЕР»
Преобразователи давления измерительные САПФИР - 22ЕМ	46376-11	ООО НПП «ЭЛЕМЕР»
Микроэлектронные датчики абсолютного давления МИДА-ДА-15	50730-17	ЗАО «Микроэлектронные датчики и устройства»
Преобразователи давления измерительные ОВЕН ПД100И	56246-14	ООО «Завод №423»
Датчики давления тензорезистивные APZ, ALZ, AMZ, ASZ	62292-15	ООО «Пьезус»
Датчики давления емкостные APZ, ALZ, AMZ, ASZ	62291-15	ООО «Пьезус»
Преобразователи давления измерительные APC, APR, PC, PR	67276-17	Фирма APLISENS S.A., Польша
¹ Допускается применение измерительных преобразователей температуры и давления, с характеристиками не хуже вышеприведенных		

Во время работы комплекса контроллеры / блоки коррекции газа проводят измерение текущего времени исправной и неисправной работы, суммирование нарастающим итогом расхода среды, а также рассчитывают средние значения температуры и давления среды в трубопроводе и хранят их в виде интервальных, почасовых, суточных и месячных архивов.

Комплексы обеспечивают обмен данными с ПК для конфигурирования и передачи данных об измеренных значениях по цифровым (RS485, RS-232, Ethernet) или оптическим интерфейсам, а также через GSM/GPRS модем, встроенный в интерфейс контроллера или подключенный через соответствующие адаптеры и коммуникационное оборудование информационных каналов связи.

Внешний вид комплексов представлен на рисунках 1 и 2.

Пломбировка СИ, входящих в состав комплексов, с целью предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений, производится в соответствии с указаниями, приведенными в эксплуатационной документации соответствующих СИ.



Рисунок 1 - Комплекс на базе вихревого расходомера ЭМИС-ЭСКО 2230 - В



Рисунок 2 - Комплексы на базе ротационного или турбинного расходомеров ЭМИС-ЭСКО 2230 - Р, ЭМИС-ЭСКО 2230 - Т

Взрывозащищенность комплекса обеспечивается за счёт применения в составе ЭМИС-ЭСКО 2230 взрывозащищенных измерительных преобразователей. Соединение и подключение корректоров и вычислителей, предполагающих установку вне взрывоопасной зоны, должно осуществляться с помощью связанного оборудования (сертифицированных барьеров искрозащиты).

Знак утверждения типа комплекса наносится на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом и наклейкой на лицевую поверхность корпуса расходомера/счетчика газа. Заводской номер комплекса наносится в буквенно-цифровом формате в паспорт комплекса.

Программное обеспечение

В качестве ПО комплексов принимается ПО средств обработки результатов измерений (блоки коррекции, корректоры газа, вычислители и преобразователи расчетно-измерительные) утвержденных типов и входящих в состав комплексов.

ПО средств обработки результатов измерений, используемых в составе комплекса имеет идентификационные данные, приведенные в соответствующих описаниях типа СИ, указанных в таблице 2.

Уровень защиты ПО и измерительной информации от преднамеренных и непреднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 - средний.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2.1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений объёмного расхода газа при рабочих условиях ² , м ³ /ч: - модификация ЭМИС-ЭСКО 2230-В - модификация ЭМИС-ЭСКО 2230-Р - модификация ЭМИС-ЭСКО 2230-Т	от 1 до 20000 от 0 до 1600 от 5 до 1600
Диапазон измерений температуры газа ² , °С: - модификация ЭМИС-ЭСКО 2230-В - модификация ЭМИС-ЭСКО 2230-Р - модификация ЭМИС-ЭСКО 2230-Т	от -40 до +250 от - 30 до +80 от -30 до +60
Диапазон измерений абсолютного / избыточного давления газа ² , МПа: - модификация ЭМИС-ЭСКО 2230-В - модификация ЭМИС-ЭСКО 2230-Р - модификация ЭМИС-ЭСКО 2230-Т	от 0 до 25 от 0 до 1,6 от 0 до 10
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объёмного расхода и объёма газа, приведенных к стандартным условиям, %	в соответствии с таблицей 1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объёмного расхода газа при рабочих условиях, %	в соответствии с таблицей 3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений температуры газа, %	в соответствии с таблицей 3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений абсолютного / избыточного давления газа, %	в соответствии с таблицей 3
Пределы допускаемой относительной погрешности приведения объёмного расхода и объёма газа при рабочих условиях к стандартным условиям, % ³	в соответствии с таблицей 3

Продолжение таблицы 2.1

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности определения коэффициента сжимаемости, %	в соответствии с таблицей 3
² Определяется расходомерами (или счётчиками), измерительными преобразователями давления и температуры, входящими в состав комплекса. Возможно применение расходомеров (или счётчиков) с характеристиками, не хуже указанных. ³ Для блоков коррекции, имеющих собственные первичные преобразователи температуры и давления	

Таблица 2.2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - - относительная влажность при 25 °С, % - атмосферное давление, кПа	в соответствии с технической документацией на СИ, входящие в состав комплекса до 95, без конденсации от 84 до 106,7
Напряжение электропитания и потребляемая мощность	в соответствии с технической документацией на СИ, входящие в состав комплекса
Габаритные размеры, масса	в соответствии с технической документацией на СИ, входящие в состав комплекса
Средний срок службы, лет	12

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности каналов измерения расхода, термодинамической температуры, давления измеряемой среды в зависимости уровня точности измерений комплекса

Наименование определяемой величины (процедуры)	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений и расчета величин, не более, %, для уровня точности комплекса						
	А	Б	В1	В2	Г1	Г2	Д
Термодинамическая температура газа	±0,20	±0,25	±0,30	±0,30	±0,50	±0,60	±0,75
Абсолютное (избыточное) давление газа	±0,30	±0,45	±0,85	±0,70	±1,20	±1,70	±2,0
Расход и объём в рабочих условиях	±0,50	±0,75	±1,0	±1,10	±2,0	±1,50	±2,5
Коэффициент сжимаемости	±0,30	±0,40	±0,40	±0,40	±0,50	±0,75	±1,0
Приведение объёмного расхода и объёма газа при рабочих условиях к стандартным условиям с использованием блоков коррекции	±0,50	±0,65	±1,0	±1,0	±1,5	±2,0	±3,0

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации (руководство по эксплуатации комплекса) типографским способом и наклейкой на лицевую поверхность корпуса расходомера/ счётчика газа.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность комплексов учета газа ЭМИС-ЭСКО 2230 (стандартное исполнение)

Наименование	Кол-во	Примечание
Комплекс в составе:	1	
Расходомер / счётчик газа	до 64	Тип, модификация и исполнение СИ, их количество, определяются условиями договора поставки
Преобразователь расчетно-измерительный (контроллер/ вычислитель/ корректор) в комплекте ПО	до 16	
Измерительный преобразователь абсолютного или избыточного давления	до 64	
Измерительный преобразователь температуры	до 64	
Барьер искрозащиты	до 64	При необходимости
Комплект эксплуатационной документации на все СИ входящие в состав комплекса	1	
Комплекс учета газа ЭМИС-ЭСКО 2230. Паспорт	1	
Комплекс учета газа ЭМИС-ЭСКО 2230. Руководство по эксплуатации	1	
Комплекс учета газа ЭМИС-ЭСКО 2230. Методика поверки, с изменением №1	1	По заказу

Таблица 5 - Комплектность комплексов учета газа ЭМИС-ЭСКО 2230-Х-БК

Наименование	Кол-во	Примечание
Комплекс в составе:	1	
Расходомер / счётчик газа	до 64	Тип, модификация и исполнение СИ, их количество, определяются условиями договора поставки
Блок коррекции в комплекте с ПО и преобразователями температуры и давления	до 16	
Барьер искрозащиты	до 64	При необходимости
Комплект эксплуатационной документации на все СИ входящие в состав комплекса	1	
Комплекс учета газа ЭМИС-ЭСКО 2230. Паспорт	1	
Комплекс учета газа ЭМИС-ЭСКО 2230. Руководство по эксплуатации	1	
Комплексы учета газа ЭМИС-ЭСКО 2230. Методика поверки, с изменением №1	1	По заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.4 документа «Руководство по эксплуатации. Комплексы учёта газа ЭМИС-ЭСКО 2230»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.740-2011 ГСИ. Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков;

ТУ 4218-050-14145564-2014. Комплексы учета газа ЭМИС-ЭСКО 2230. Технические условия.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Электронные и механические измерительные системы» (ЗАО «ЭМИС»)

ИНН 7729428453

Адрес: 454091, г. Челябинск, пр. Ленина, д. 3, оф. 308

Телефон: +7 (351) 729-99-12

Web-сайт: emis-kip.ru

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское ш./, д. 88, стр. 8

Телефон (факс): +7 495-491-78-12

E-mail: sittek@mail.ru; mce-info@mail.ru

Web-сайт: <https://www.kip-mce.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 311313.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» апреля 2023 г. № 726

Регистрационный № 72726-18

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Саратовской ТЭЦ-5

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Саратовской ТЭЦ-5 (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 трехуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) на основе контроллера многофункционального ARIS MT200, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53992-13 (Рег. № 53992-13), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ИВК на базе сервера Hewlett-Packard с установленным серверным программным обеспечением ПО «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (не реже 1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности;

- предоставление дистанционного доступа к результатам и средствам измерений по запросу Коммерческого оператора торговой системы оптового рынка электроэнергии и мощности;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

- передача журналов событий счетчиков в базу данных ИВК.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в сутки автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния счетчиков электрической энергии по проводным и беспроводным линиям связи.

Сервер ИВК с периодичностью не реже одного раза в сутки производит автоматический опрос УСПД. На уровне ИВК системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Информация с сервера ИВК может быть получена на автоматизированные рабочие места (АРМ) по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия.

Сервер ИВК АИИС КУЭ один раз в сутки автоматически (или по команде оператора) формирует и передает результаты измерений в XML-формате по электронной почте в программно-аппаратный комплекс (ПАК) коммерческого оператора (АО «АТС», АО «СО ЕЭС») и организациям-участникам оптового рынка электроэнергии и мощности с электронной цифровой подписью.

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя источник сигналов эталонного времени на базе GPS-приемника, входящего в состав УСПД. Время УСПД синхронизировано с временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более $\pm 0,2$ с. Сличение шкалы времени ИВК и УСПД, осуществляется с периодичностью 5 мин. Корректировка шкалы времени ИВК осуществляется УСПД при расхождении часов ИВК и УСПД более ± 2 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД при каждом сеансе связи, но не реже чем 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 3 с.

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений, к местам настройки (регулировки) ограничен на всех уровнях при помощи механических способов защиты (или программных методов защиты).

Заводской номер в виде цифрового обозначения указан в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входят ПО счетчиков ПО сервера ИВК, УСПД, ПО АРМ на основе специализированного программного пакета – программный комплекс «Энергосфера» (ПО «Энергосфера»).

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8 (1.1.1.1)
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Другие идентификационные данные, если имеются	pso_metr.dll

Границы интервалов допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков и измерительных трансформаторов.

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		Состав первого и второго уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ
1	2	3	4	5	6
1	ТЭЦ-5, Г-1	ТШВ15Б КТ 0,5 К _{тт} = 8000/5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT200, Рег. № 53992-13
2	ТЭЦ-5, Г-2	ТШЛ 20-1 КТ 0,2 К _{тт} = 8000/5 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
3	ТЭЦ-5, Г-3	ТШЛ20Б-1 КТ 0,2 К _{тт} = 8000/5 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ТЭЦ-5, Г-4	ТШВ15Б КТ 0,2 К _{тт} = 8000/5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT200, Рег. № 53992-13
5	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Пищевая 2ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 К _{тт} = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
6	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Пищевая 1ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 К _{тт} = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
7	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Затон 2ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 К _{тт} = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
8	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Затон 1ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 К _{тт} = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
9	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Ленинская	ТВ-110/50 КТ 0,5 К _{тт} = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
10	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Кировская	ТВ-110/50 КТ 0,5 К _{тт} = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
11	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Мирный 2ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 К _{тт} = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
12	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Мирный 1ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 К _{тт} = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
13	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Гуселка	ТВ-110/50 КТ 0,5 К _{тт} = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - ПТФ	ТВ-110/50 КТ 0,5 КТТ = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 КТН = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT200, Рег. № 53992-13
15	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Водозабор	ТВ-110/50 КТ 0,5 КТТ = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 КТН = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
16	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Курдюм 1ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 КТТ = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 КТН = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
17	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Курдюм 2ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 КТТ = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 КТН = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
18	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Саратовская 1ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 КТТ = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 КТН = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
19	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Саратовская 2ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 КТТ = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 КТН = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
20	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ШОВ 110 кВ	ТВ-110/50 КТ 0,5 КТТ = 2000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 КТН = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
21	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ОВ 110 кВ	ТВ-110/50 КТ 0,5 КТТ = 2000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 КТН = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
22	ТЭЦ-5, Т-1 Водозабор 6 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 КТТ = 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 КТ 0,5 КТН = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
23	ТЭЦ-5, Т-2 Водозабор 6 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 КТТ = 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 КТ 0,5 КТН = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
24	ТЭЦ-5, сборка 0,4 кВ РТЗО № 114НК шкаф 3, АВ № 2	ТОП-0,66 КТ 0,2 КТТ = 20/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	ТЭЦ-5, сборка 0,4 кВ РТЗО № 231НК шкаф 6, АВ № 8	ТОП-0,66 КТ 0,2 КТТ = 20/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	ARIS MT200, Рег. № 53992-13
26	ТЭЦ-5, сборка № 1 0,4 кВ НПВК, АВ	ТОП-0,66 КТ 0,2 КТТ = 30/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
27	ТЭЦ-5, сборка № 2 0,4 кВ НПВК, АВ	ТОП-0,66 КТ 0,2 КТТ = 30/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
28	ТЭЦ-5, сборка № 2 0,4 кВ СХР, АВ № 5	Т-0,66 М У3 КТ 0,5 КТТ = 20/5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
29	ТЭЦ-5, сборка 0,4 кВ № 6 НЗС, АВ № 4	Т-0,66 М У3 КТ 0,5 КТТ = 20/5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Таблица 3 - Состав первого и второго уровней ИК

Номер ИК	cos φ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %, при доверительной вероятности равной 0,95		
		δ ₅ %	δ ₂₀ %	δ ₁₀₀ %
		I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
1	2	3	4	5
1, 5 – 23 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	± 1,9	± 1,2	± 1,0
	0,9	± 2,4	± 1,4	± 1,2
	0,8	± 2,9	± 1,7	± 1,4
	0,7	± 3,6	± 2,0	± 1,6
	0,5	± 5,5	± 3,0	± 2,3
2 – 4 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	± 1,2	± 1,0	± 0,9
	0,9	± 1,3	± 1,0	± 1,0
	0,8	± 1,5	± 1,1	± 1,1
	0,7	± 1,7	± 1,3	± 1,2
	0,5	± 2,4	± 1,7	± 1,6
24 – 27 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2)	1,0	± 1,6	± 1,4	± 1,3
	0,9	± 1,7	± 1,4	± 1,4
	0,8	± 1,8	± 1,5	± 1,4
	0,7	± 2,0	± 1,5	± 1,5
	0,5	± 2,5	± 1,8	± 1,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
28, 29 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$
	0,9	$\pm 2,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$
	0,8	$\pm 3,1$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$
	0,7	$\pm 3,7$	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$
	0,5	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
Номер ИК	cos φ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %, при доверительной вероятности равной 0,95		
		$\delta_5 \%$	$\delta_{20} \%$	$\delta_{100} \%$
		$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1, 5 – 23 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	$\pm 6,5$	$\pm 3,6$	$\pm 2,7$
	0,8	$\pm 4,5$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$
	0,7	$\pm 3,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$
	0,5	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$
2 – 4 (Сч. 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,9	$\pm 3,1$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$
	0,8	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$
	0,7	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,3$
	0,5	$\pm 1,7$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
24 – 27 (Сч. 1,0; ТТ 0,2)	0,9	$\pm 4,0$	$\pm 2,3$	$\pm 1,9$
	0,8	$\pm 3,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,8$
	0,7	$\pm 2,9$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$
	0,5	$\pm 2,6$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$
28, 29 (Сч. 1,0; ТТ 0,5)	0,9	$\pm 7,0$	$\pm 3,7$	$\pm 2,7$
	0,8	$\pm 5,1$	$\pm 2,8$	$\pm 2,2$
	0,7	$\pm 4,2$	$\pm 2,5$	$\pm 2,0$
	0,5	$\pm 3,4$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности СОЕВ, с			± 5	

Примечания:

1 Погрешность измерений электрической энергии $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos \varphi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos \varphi<1,0$ нормируется от $I_2\%$.

2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

3 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и 3, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия применения: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °С - для счетчиков активной и реактивной энергии:	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М.04: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ARIS MT200: - средняя наработка до отказа, ч, не менее	90 000 2 140000 2 88000
Глубина хранения информации: счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут. УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД,
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт
1	2	3
Трансформатор тока	ТШЛ 20-1	3
Трансформатор тока	ТШЛ20Б-1	3
Трансформатор тока	ТШВ15Б	6
Трансформатор тока	ТВ-110/50	51
Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	4
Трансформатор тока опорный	ТОП-0,66	12
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ	2
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	12
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	23
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.04	6
Контроллер многофункциональный	ARIS MT200	1
ПО	ПО «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	ЭЛ.422231-001.05.ФО	1
Методика поверки	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Саратовской ТЭЦ-5», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311703. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 2366/550-RA.RU.311703-2018 от 26.07.2018, регистрационный номер ФР.1.34.2021.40761.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Агентство энергетических решений»
(ООО «АЭР»)

ИНН 7722771911

Адрес: 111116, г. Москва, ул. Лефортовский вал, д. 7Г, стр. 5

Телефон (факс): +7 (499) 681-15-52

Web-сайт: www.energoagent.com

E-mail: mail@energoagent.com

Испытательный центр

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

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

Телефон (факс): +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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

В части вносимых изменений:

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний им. Б.А.Дубовикова в Саратовской области» (ФБУ «Саратовский ЦСМ им. Б.А.Дубовикова»)

Адрес: 410065, г. Саратов, ул. Тверская, д. 51А

Телефон (факс): (8452) 63-26-09

Web-сайт: www.gosmera.ru

E-mail: scsm@gosmera.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310663.