

Регистрационный № 97773-26

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики силоизмерительные тензорезисторные ДСТР

Назначение средства измерений

Датчики силоизмерительные тензорезисторные ДСТР (далее – датчики) предназначены для преобразования статических, повторно-статических и динамических усилий в аналоговый электрический сигнал, пропорционально измеряемому усилию под воздействием силы растяжения или сжатия, при проведении статических и повторно-статических испытаний образцов и агрегатов.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на преобразовании упругой деформации элемента датчика, возникающей под действием приложенной нагрузки в аналоговый электрический сигнал. Сигнал пропорционален измеряемому усилию, приложенному к телу датчика.

Чувствительным элементом датчиков является упругий измерительный элемент, расположенный в корпусе и составляющий с ним единую деталь. На поверхность упругого измерительного элемента наклеены тензорезисторы, соединенные в мостовую электрическую цепь. Электрическая схема датчиков содержит элементы компенсации температурных воздействий на выходной сигнал. Датчики выпускаются как с одной, так и с двумя мостовыми схемами. Две мостовые схемы предназначены для обеспечения надежности работы датчиков.

В конструкции датчиков предусмотрены внутренние резьбовые соединения. Электрическое подсоединение датчиков к измерительным устройствам, системам осуществляется через унифицированные электрические разъемы. Датчики могут быть оснащены встроенными усилителями нормирующими-преобразователями (далее УНП).

УНП выполнены в виде платы с размещенными на ней электрическими компонентами и предназначены для приема сигналов с датчиков мВ/В и последующего преобразования в нормированные выходные сигналы.

Датчики изготавливаются в двух исполнениях одинаковых по принципу действия:

Исполнение 1 – состоит из датчика с выходным сигналом мВ/В;

Исполнение 2 – состоит из датчика и УНП с выходным сигналом 0...10В.

Датчики изготавливаются различных модификаций и отличаются номинальными нагрузками, габаритными размерами, массой и типом выходных сигналов. Количество модификаций - 36.

Структура условного обозначения датчиков ДСТР-А-В-Х:

ДСТР - датчик силоизмерительный тензорезисторный;

А - номинальная нагрузка датчика, кН (5; 10; 20; 50; 100; 200; 300; 500; 1000);

В - пределы допускаемой приведенной погрешности измерения, % (0,4; 0,5),

Х – исполнение датчика по типу выходного сигнала: «1» – мВ/В; «2» - 0...10 В.

Пломбирование датчиков не предусмотрено.

На силовую часть датчика с боковой стороны при помощи клея устанавливается маркировочная табличка, содержащая следующую информацию: товарный знак предприятия-изготовителя, модификация датчика, номинальная нагрузка, напряжение питания, заводской номер, год выпуска, знак утверждения типа. Заводской номер в виде цифрового кода наносится любым удобным технологическим способом.

Пломбирование датчиков и нанесение знака поверки на его корпус не предусмотрено.

Общий вид датчиков представлен на рисунке 1, образец маркировочной таблички на рисунке 2.



Место установки
маркировочной
таблички



Рисунок 1 – Общий вид датчиков

Рисунок 2 – Образец маркировочной таблички

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики датчиков

Наименование характеристики	Значение характеристик
Пределы допускаемой приведенной к номинальной нагрузке погрешности измерения силы, %	$\pm 0,4$; $\pm 0,5$
Номинальная нагрузка $R_{ном}$, кН	5, 10, 20, 50, 100, 200, 300, 500, 1000

Таблица 2 – Основные технические характеристики датчиков исполнения «1»

Наименование характеристики	Значение
Рабочий коэффициент передачи (РКП) при номинальной нагрузке, мВ/В	$1,5 \pm 10\%$ $2,0 \pm 10\%$
Входное сопротивление, Ом	от 670 до 730 / от 330 до 380
Выходное сопротивление, Ом	от 670 до 730 / от 330 до 380
Напряжение питания, В	от 5 до 12
Предельная допустимая нагрузка, % от $R_{ном}$	150

Таблица 3 – Основные технические характеристики датчиков исполнений «2»

Наименование характеристики	Значение характеристик
Значение выходного сигнала при номинальной нагрузке, В	10,0 или 2,0
Напряжение питания, В	от 12 до 28
Предельная допустимая нагрузка, % от $R_{ном}$	150

Таблица 4 – Общие технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристик
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С -относительная влажность, %, не более	от -20 до +50 85
Габаритные размеры: - диаметр, мм, не более - высота, мм, не более	280 150
Масса, кг, не более	120

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение характеристик
Средняя наработка на отказ, ч	10000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации и маркировочную табличку.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Датчик силоизмерительный тензорезисторный	ДСТР-А-В-Х	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ДСТР - РЭ	1 шт.
Паспорт	ДСТР - ПС	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 «Выполнение измерений» документа «ДСТР - РЭ. Руководство по эксплуатации»

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 22 октября 2019 г № 2498 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы»

ТУ 26.51.66-95332093-2024 «Датчики силоизмерительные тензорезисторные ДСТР. Технические условия»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью многофункциональное научно-производственное предприятие «Техавтоматизация»

(ООО МНПП «Техавтоматизация»)

ИНН 9717154138

Юридический адрес: 129515, г. Москва, ул. Академика Королева, д.13, стр.1, помещ. 2/1

E-Mail: info@mnpp-techautomation.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью многофункциональное научно-производственное предприятие «Техавтоматизация»
(ООО МНПП «Техавтоматизация»)

ИНН 9717154138

Юридический адрес: 129515, г. Москва, ул. Академика Королева, д.13, стр.1, помещ. 2/1

Адрес осуществления деятельности: 129515, г. Москва, ул. Академика Королева, д.13, стр.1, офис 665

E-Mail: info@mnpp-techautomation.ru

Испытательный центр

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

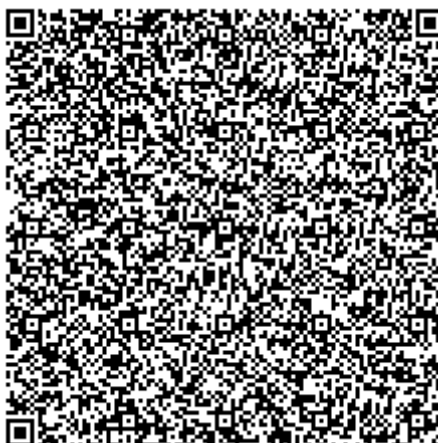
(ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)

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

Тел.: 8 800 200 22 14

E-mail: mail@nnscsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений № 30011-13



Регистрационный № 97774-26

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго»

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» (далее – АИИС КУЭ) предназначены для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляют собой многофункциональные, двухуровневые системы с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включают два уровня:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналообразующую аппаратуру, сервер синхронизации времени, сервер баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ).

ИИК, ИВК, устройства коммуникации и линии связи образуют измерительные каналы (далее – ИК).

АИИС КУЭ выполняют следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- привязку результатов измерений к шкале времени UTC(SU);
- ведение журналов событий с данными о состоянии объектов измерений и средств измерений;
- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений и журналов событий;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей;

- подготовка данных в виде электронного документа XML для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, и журналам событий по запросу со стороны внешних систем;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 минут;
- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счетчика с привязкой к шкале времени UTC(SU). Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти события, такие как коррекция часов счетчиков, включение и выключение счетчиков, включение и выключение резервного питания счетчиков, открытие и закрытие защитной крышки и другие. События сохраняются в журнале событий также с привязкой к шкале времени UTC(SU).

ИБК выполняется на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и включает в себя:

- сервер баз данных;
- устройство синхронизации системного времени.

ИБК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИБК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИБК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;

- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий;
- дистанционный доступ к компонентам АИИС КУЭ.

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 для передачи данных от счетчиков до уровня ИБК по основной или резервному каналу, которые определяют по обозначению варианта поставки АИИС КУЭ;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы (основной канал),
- посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя сервер синхронизации времени, часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД, не более ± 2 с.

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

Состав АИИС КУЭ имеет переменный состав. Состав определяют по обозначению варианта поставки в соответствии со следующей записью: АИИС КУЭ ООО «Газпром энерго» E.G, где:

E – обозначение типа построения основного канала связи для передачи данных от счетчиков до уровня ИБК: E – наземный канал связи E1, L – наземный канал связи L2, G – беспроводной канал связи GSM/GPRS, S – спутниковый канал связи;

G – обозначение типа построения резервного канала связи для передачи данных от счетчиков до уровня ИБК: G – беспроводной канал связи GSM/GPRS, E – наземный канал связи E1, L – наземный канал связи L2, S – спутниковый канал связи.

Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения заносится в формуляр типографским способом. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер наносится на информационную табличку шкафа связи в соответствующее поле основной маркировки выполненной типографским способом. Основная маркировка наносится на каждый корпус лицевой панели шкафа связи и содержит следующие сведения:

- наименование и обозначение компонента АИИС КУЭ;
- номер АИИС КУЭ по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- дату выпуска из производства;
- наименование и адрес предприятия-изготовителя;
- номинальные значения напряжения питания, частоты питания и максимальное значение потребляемой мощности;
- знак утверждения типа средств измерений.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

Возможный состав ИК и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Компоненты АИИС КУЭ

Наименование компонентов	Характеристики
Измерительные трансформаторы тока	Классов точности 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S по ГОСТ 7746-2015 утвержденных типов
Измерительные трансформаторы напряжения	Классов точности 0,2; 0,5; 1,0 по ГОСТ 1983-2015 утвержденных типов
Счетчики электрической энергии	
Тип	Регистрационный номер в ФИФ ОЕИ
Альфа А1800	31857-06, 31857-11, 31857-20
ЕвроАЛЬФА	16666-07
Меркурий 230	23345-04, 23345-07
Меркурий 230, Mercury 230	80590-20
Меркурий 233	34196-10
«Меркурий 204», «Меркурий 208», «Mercury 204», «Mercury 208», «Меркурий 234», «Меркурий 238», «Mercury 234», «Mercury 238»	75755-19
Меркурий 350	90380-23
Меркурий 150	89900-23, 89899-23
«Меркурий 206»	71246-18
Меркурий 234	48266-11
Меркурий 236	90000-23
«Меркурий 231», «Mercury 231»	80591-20
Меркурий 236, Mercury 236	80589-20
«Меркурий 203.2Т», «Mercury 203.2Т»	82498-21
ПСЧ-4ТМ.05	27779-04
ПСЧ-4ТМ.05Д	41135-09
ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07
ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11, 50460-12, 50460-18

Продолжение таблицы 2

Тип	Регистрационный номер в ФИФ ОЕИ
ПСЧ-4ТМ.05МКТ	75459-19
ПСЧ-4ТМ.06Т	82640-21
ПСЧ-4ТМ.06	84929-22
ПСЧ-4ТМ.07	84232-21
ПСЧ-4ТМ.05МН	57574-18
СЕ 208	55454-13
СЕ 304	31424-07
СЕ307	66691-17
СЕ308	59520-14
СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М	36697-08, 36697-12, 36697-17
СЭТ-4ТМ.03	27524-04
СЭТ-4ТМ.03МК	74671-19
«BINOM3»	60113-15
ТЕ3000	77036-19
ТЕ2000	83048-21
ТЕ1000	82562-21
СЕ401 ММ	95118-25
СЕ401	95583-25
«МИРТЕК-135-РУ»	79527-20
«МИРТЕК-312-РУ»	83197-21
серии РИМ 189	68806-17, 73250-18, 83137-21
серии РИМ 489	68807-17
РИМ 489	72173-18
РИМ 189.1Х	78212-20
РИМ Х89.4	94654-25
Серверы баз данных	
Сервер баз данных с установленным ПО «АльфаЦЕНТР»	Сервер: Stratus ft4700
Устройства синхронизации системного времени	
УСВ-3	84823-22
ССВ-1Г	94675-25
Примечание - Состав конкретного экземпляра АИИС КУЭ (типы и количество входящих СИ) указываются в формуляре конкретного экземпляра АИИС КУЭ.	

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

№ п/п	Класс точности	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$ (I_{max})	
			$\delta_{w_0}^A, \%$	$\delta_{w_0}^P, \%$	$\delta_{w_0}^A, \%$	$\delta_{w_0}^P, \%$	$\delta_{w_0}^A, \%$	$\delta_{w_0}^P, \%$	$\delta_{w_0}^A, \%$	$\delta_{w_0}^P, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Кл. ТТ 0,2S; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	±1,8	±1,5	±1,3	±1,3	±0,9	±0,8	±0,9	±0,8
		0,80	±1,2	±1,8	±0,9	±1,4	±0,6	±1,0	±0,6	±1,0
		0,87	±1,1	±2,1	±0,8	±1,6	±0,6	±1,1	±0,6	±1,1
		1,00	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-	±0,5	-
2.	Кл. ТТ 0,2; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±2,0	±1,5	±1,2	±0,9	±0,9	±0,8
		0,80	-	-	±1,3	±2,0	±0,8	±1,1	±0,6	±1,0
		0,87	-	-	±1,2	±2,2	±0,7	±1,3	±0,6	±1,1
		1,00	-	-	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3.	Кл. ТТ 0,5S; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	±4,7	±2,4	±2,8	±1,7	±1,9	±1,1	±1,9	±1,1
		0,80	±2,5	±3,8	±1,5	±2,4	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
		0,87	±2,2	±4,7	±1,4	±2,9	±0,9	±2,0	±0,9	±2,0
		1,00	±1,5	-	±0,9	-	±0,7	-	±0,7	-
4.	Кл. ТТ 0,5; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,3	±2,6	±2,7	±1,4	±1,9	±1,1
		0,80	-	-	±2,8	±4,3	±1,5	±2,3	±1,1	±1,6
		0,87	-	-	±2,4	±5,4	±1,3	±2,8	±0,9	±2,0
		1,00	-	-	±1,7	-	±0,9	-	±0,7	-
5.	Кл. ТТ 0,2S; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	±2,1	±1,9	±1,6	±1,8	±1,1	±1,2	±1,1	±1,2
		0,80	±1,5	±2,2	±1,3	±1,9	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
		0,87	±1,5	±2,4	±1,3	±2,0	±0,8	±1,4	±0,8	±1,4
		1,00	±1,4	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-
6.	Кл. ТТ 0,2; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±2,3	±2,0	±1,3	±1,3	±1,1	±1,2
		0,80	-	-	±1,6	±2,3	±0,9	±1,4	±0,9	±1,3
		0,87	-	-	±1,5	±2,6	±0,9	±1,6	±0,8	±1,4
		1,00	-	-	±1,1	-	±0,8	-	±0,7	-
7.	Кл. ТТ 0,5S; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	±4,8	±2,7	±2,9	±2,1	±2,0	±1,4	±2,0	±1,4
		0,80	±2,7	±4,0	±1,8	±2,7	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
		0,87	±2,4	±4,9	±1,7	±3,2	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
		1,00	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
8.	Кл. ТТ 0,5; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,8	±1,7	±2,0	±1,4
		0,80	-	-	±3,0	±4,5	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
		0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,4	±2,9	±1,1	±2,2
		1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
9.	Кл. ТТ 0,2S; Кл. ТН 0,5; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	±2,1	±1,6	±1,7	±1,4	±1,4	±1,0	±1,4	±1,0
		0,80	±1,3	±2,0	±1,1	±1,7	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
		0,87	±1,3	±2,3	±1,0	±1,9	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5
		1,00	±1,0	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-
10.	Кл. ТТ 0,2; Кл. ТН 0,5; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±2,3	±1,6	±1,6	±1,1	±1,4	±1,0
		0,80	-	-	±1,5	±2,1	±1,0	±1,4	±0,9	±1,3
		0,87	-	-	±1,3	±2,5	±0,9	±1,7	±0,8	±1,5
		1,00	-	-	±1,1	-	±0,8	-	±0,7	-
11.	Кл. ТТ 0,5S; Кл. ТН 0,5; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	±4,8	±2,4	±3,0	±1,8	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
		0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,6	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
		0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,1	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
		1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
12.	Кл. ТТ 0,5; Кл. ТН 0,5; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,4	±2,7	±2,9	±1,5	±2,2	±1,2
		0,80	-	-	±2,9	±4,4	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
		0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,4	±3,0	±1,1	±2,2
		1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
13.	Кл. ТТ 0,2S; Кл. ТН 0,5; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	±2,3	±2,0	±1,9	±1,9	±1,5	±1,3	±1,5	±1,3
		0,80	±1,7	±2,4	±1,4	±2,1	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
		0,87	±1,6	±2,6	±1,4	±2,3	±1,0	±1,8	±1,0	±1,8
		1,00	±1,4	-	±0,9	-	±0,9	-	±0,9	-
14.	Кл. ТТ 0,2; Кл. ТН 0,5; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±2,5	±2,1	±1,7	±1,4	±1,5	±1,3
		0,80	-	-	±1,7	±2,5	±1,1	±1,7	±1,1	±1,6
		0,87	-	-	±1,6	±2,8	±1,1	±1,9	±1,0	±1,8
		1,00	-	-	±1,2	-	±0,9	-	±0,9	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15.	Кл. ТТ 0,5S; Кл. ТН 0,5; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
		0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
		0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
		1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-
16.	Кл. ТТ 0,5; Кл. ТН 0,5; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
		0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
		0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
		1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-
17.	Кл. ТТ 0,2S; ТН отсут.; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	±1,7	±1,4	±1,1	±1,2	±0,7	±0,7	±0,7	±0,7
		0,80	±1,1	±1,7	±0,8	±1,3	±0,5	±0,8	±0,5	±0,8
		0,87	±1,0	±2,0	±0,7	±1,4	±0,4	±0,9	±0,4	±0,9
		1,00	±0,8	-	±0,4	-	±0,3	-	±0,3	-
18.	Кл. ТТ 0,2; ТН отсут.; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±1,9	±1,5	±1,0	±0,8	±0,7	±0,7
		0,80	-	-	±1,2	±1,9	±0,6	±1,0	±0,5	±0,8
		0,87	-	-	±1,1	±2,1	±0,6	±1,1	±0,4	±0,9
		1,00	-	-	±0,9	-	±0,4	-	±0,3	-
19.	Кл. ТТ 0,5S; ТН отсут.; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	±4,6	±2,3	±2,7	±1,6	±1,8	±1,0	±1,8	±1,0
		0,80	±2,4	±3,8	±1,5	±2,4	±1,0	±1,5	±1,0	±1,5
		0,87	±2,1	±4,7	±1,3	±2,8	±0,8	±1,9	±0,8	±1,9
		1,00	±1,5	-	±0,9	-	±0,6	-	±0,6	-
20.	Кл. ТТ 0,5; ТН отсут.; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,3	±2,6	±2,6	±1,3	±1,8	±1,0
		0,80	-	-	±2,8	±4,3	±1,4	±2,2	±1,0	±1,5
		0,87	-	-	±2,4	±5,3	±1,2	±2,7	±0,8	±1,9
		1,00	-	-	±1,7	-	±0,9	-	±0,6	-
21.	Кл. ТТ 0,2S; ТН отсут.; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	±2,0	±1,9	±1,4	±1,7	±0,9	±1,1	±0,9	±1,1
		0,80	±1,5	±2,1	±1,2	±1,8	±0,7	±1,2	±0,7	±1,2
		0,87	±1,4	±2,3	±1,2	±1,9	±0,7	±1,2	±0,7	±1,2
		1,00	±1,3	-	±0,7	-	±0,6	-	±0,6	-
22.	Кл. ТТ 0,2; ТН отсут.; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±2,2	±1,9	±1,1	±1,2	±0,9	±1,1
		0,80	-	-	±1,6	±2,2	±0,8	±1,3	±0,7	±1,2
		0,87	-	-	±1,5	±2,5	±0,8	±1,4	±0,7	±1,2
		1,00	-	-	±1,0	-	±0,7	-	±0,6	-
23.	Кл. ТТ 0,5S; ТН отсут.; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	±4,7	±2,6	±2,8	±2,0	±1,9	±1,3	±1,9	±1,3
		0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,7	±1,1	±1,8	±1,1	±1,8
		0,87	±2,3	±4,9	±1,6	±3,1	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
		1,00	±1,8	-	±1,0	-	±0,8	-	±0,8	-
24.	Кл. ТТ 0,5; ТН отсут.; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,7	±1,6	±1,9	±1,3
		0,80	-	-	±2,9	±4,5	±1,5	±2,4	±1,1	±1,8
		0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,3	±2,8	±1,0	±2,1
		1,00	-	-	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-
25.	ТТ отсут.; ТН отсут.; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	±1,0	±1,5	±1,0	±1,5	±0,6	±1	±0,6	±1
		0,80	±1,0	±1,5	±1,0	±1,5	±0,6	±1	±0,6	±1
		0,87	±1,0	±1,5	±1,0	±1,5	±0,6	±1	±0,6	±1
		1,00	±1,0	-	±0,5	-	±0,5	-	±0,5	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
26.	ТТ отсут.; ТН отсут.; Кл. сч. 1,0/2,0	0,50	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
		0,80	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
		0,87	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
		1,00	-	-	±1,5	-	±1	-	±1	-
27.	ТТ отсут.; ТН отсут.; Кл. сч. 1,0/1,0	0,50	-	-	±1,5	±1,5	±1	±1	±1	±1
		0,80	-	-	±1,5	±1,5	±1	±1	±1	±1
		0,87	-	-	±1,5	±1,5	±1	±1	±1	±1
		1,00	-	-	±1,5	-	±1	-	±1	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

№ п/п	Класс точности	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$ (I_{max})	
			δ_w^A , %	δ_w^P , %	δ_w^A , %	δ_w^P , %	δ_w^A , %	δ_w^P , %	δ_w^A , %	δ_w^P , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Кл. ТТ 0,2S; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	±1,9	±2,0	±1,4	±1,9	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
		0,80	±1,3	±2,3	±1,0	±2,0	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
		0,87	±1,2	±2,5	±1,0	±2,1	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
		1,00	±1,1	-	±0,6	-	±0,6	-	±0,6	-
2.	Кл. ТТ 0,2; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±2,1	±2,0	±1,3	±1,6	±1,1	±1,6
		0,80	-	-	±1,4	±2,4	±0,9	±1,8	±0,8	±1,7
		0,87	-	-	±1,3	±2,6	±0,9	±1,9	±0,8	±1,7
		1,00	-	-	±1,0	-	±0,6	-	±0,6	-
3.	Кл. ТТ 0,5S; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	±4,7	±2,7	±2,8	±2,1	±2,0	±1,7	±2,0	±1,7
		0,80	±2,5	±4,1	±1,6	±2,8	±1,2	±2,1	±1,2	±2,1
		0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,2	±1,1	±2,4	±1,1	±2,4
		1,00	±1,6	-	±1,0	-	±0,8	-	±0,8	-
4.	Кл. ТТ 0,5; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,3	±2,9	±2,8	±2,0	±2,0	±1,7
		0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,6	±2,6	±1,2	±2,1
		0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,4	±3,1	±1,1	±2,4
		1,00	-	-	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-
5.	Кл. ТТ 0,2S; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	±2,5	±3,2	±2,1	±3,2	±1,7	±2,9	±1,7	±2,9
		0,80	±2,0	±3,4	±1,9	±3,3	±1,6	±3,0	±1,6	±3,0
		0,87	±2,0	±3,5	±1,9	±3,3	±1,6	±3,0	±1,6	±3,0
		1,00	±1,9	-	±1,1	-	±1,1	-	±1,1	-
6.	Кл. ТТ 0,2; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±2,6	±3,3	±1,9	±2,9	±1,7	±2,9
		0,80	-	-	±2,1	±3,5	±1,7	±3,0	±1,6	±3,0
		0,87	-	-	±2,0	±3,7	±1,6	±3,1	±1,6	±3,0
		1,00	-	-	±1,3	-	±1,1	-	±1,1	-
7.	Кл. ТТ 0,5S; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	±4,9	±3,7	±3,2	±3,4	±2,4	±3,0	±2,4	±3,0
		0,80	±3,0	±4,8	±2,3	±3,8	±1,8	±3,2	±1,8	±3,2
		0,87	±2,7	±5,5	±2,1	±4,1	±1,7	±3,4	±1,7	±3,4
		1,00	±2,3	-	±1,3	-	±1,2	-	±1,2	-
8.	Кл. ТТ 0,5; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±5,6	±3,9	±3,1	±3,1	±2,4	±3,0
		0,80	-	-	±3,3	±5,2	±2,1	±3,6	±1,8	±3,2
		0,87	-	-	±3,0	±6,1	±2,0	±3,9	±1,7	±3,4
		1,00	-	-	±2,0	-	±1,3	-	±1,2	-

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
9.	Кл. ТТ 0,2S; Кл. ТН 0,5; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	±2,2	±2,1	±1,7	±1,9	±1,5	±1,7	±1,5	±1,7
		0,80	±1,5	±2,4	±1,2	±2,2	±1,1	±1,9	±1,1	±1,9
		0,87	±1,4	±2,7	±1,2	±2,3	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
		1,00	±1,2	-	±0,8	-	±0,8	-	±0,8	-
10.	Кл. ТТ 0,2; Кл. ТН 0,5; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±2,4	±2,1	±1,7	±1,7	±1,5	±1,7
		0,80	-	-	±1,6	±2,5	±1,1	±2,0	±1,1	±1,9
		0,87	-	-	±1,5	±2,8	±1,1	±2,2	±1,0	±2,1
		1,00	-	-	±1,1	-	±0,8	-	±0,8	-
11.	Кл. ТТ 0,5S; Кл. ТН 0,5; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	±4,8	±2,8	±3,0	±2,2	±2,3	±1,8	±2,3	±1,8
		0,80	±2,6	±4,2	±1,8	±2,9	±1,4	±2,3	±1,4	±2,3
		0,87	±2,3	±5,0	±1,6	±3,4	±1,2	±2,6	±1,2	±2,6
		1,00	±1,7	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
12.	Кл. ТТ 0,5; Кл. ТН 0,5; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8
		0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,4	±2,3
		0,87	-	-	±2,6	±5,6	±1,5	±3,3	±1,2	±2,6
		1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
13.	Кл. ТТ 0,2S; Кл. ТН 0,5; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	±2,7	±3,2	±2,3	±3,2	±2,1	±3,0	±2,1	±3,0
		0,80	±2,1	±3,5	±2,0	±3,4	±1,7	±3,1	±1,7	±3,1
		0,87	±2,1	±3,7	±1,9	±3,5	±1,7	±3,2	±1,7	±3,2
		1,00	±2,0	-	±1,2	-	±1,2	-	±1,2	-
14.	Кл. ТТ 0,2; Кл. ТН 0,5; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±2,8	±3,4	±2,2	±3,0	±2,1	±3,0
		0,80	-	-	±2,2	±3,6	±1,8	±3,2	±1,7	±3,1
		0,87	-	-	±2,1	±3,8	±1,7	±3,3	±1,7	±3,2
		1,00	-	-	±1,4	-	±1,2	-	±1,2	-
15.	Кл. ТТ 0,5S; Кл. ТН 0,5; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	±5,1	±3,7	±3,4	±3,4	±2,6	±3,1	±2,6	±3,1
		0,80	±3,0	±4,9	±2,3	±3,9	±1,9	±3,4	±1,9	±3,4
		0,87	±2,8	±5,6	±2,2	±4,3	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
		1,00	±2,3	-	±1,4	-	±1,3	-	±1,3	-
16.	Кл. ТТ 0,5; Кл. ТН 0,5; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
		0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
		0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
		1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
17.	Кл. ТТ 0,2S; ТН отсут.; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	±1,8	±1,9	±1,2	±1,8	±0,9	±1,5	±0,9	±1,5
		0,80	±1,2	±2,2	±0,9	±1,9	±0,7	±1,6	±0,7	±1,6
		0,87	±1,2	±2,4	±0,9	±2,0	±0,7	±1,6	±0,7	±1,6
		1,00	±1,0	-	±0,5	-	±0,4	-	±0,4	-
18.	Кл. ТТ 0,2; ТН отсут.; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±2,0	±2,0	±1,1	±1,6	±0,9	±1,5
		0,80	-	-	±1,3	±2,3	±0,8	±1,7	±0,7	±1,6
		0,87	-	-	±1,3	±2,5	±0,8	±1,8	±0,7	±1,6
		1,00	-	-	±0,9	-	±0,5	-	±0,4	-
19.	Кл. ТТ 0,5S; ТН отсут.; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	±4,7	±2,7	±2,7	±2,1	±1,9	±1,7	±1,9	±1,7
		0,80	±2,5	±4,0	±1,6	±2,7	±1,1	±2,1	±1,1	±2,1
		0,87	±2,2	±4,9	±1,4	±3,1	±1,0	±2,3	±1,0	±2,3
		1,00	±1,6	-	±0,9	-	±0,7	-	±0,7	-
20.	Кл. ТТ 0,5; ТН отсут.; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,3	±2,9	±2,7	±1,9	±1,9	±1,7
		0,80	-	-	±2,8	±4,5	±1,5	±2,6	±1,1	±2,1
		0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,3	±3,0	±1,0	±2,3
		1,00	-	-	±1,7	-	±0,9	-	±0,7	-

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
21.	Кл. ТТ 0,2S; ТН отсут.; Кл. сч 0,5S/1,0	0,50	±2,4	±3,1	±2,0	±3,2	±1,6	±2,9	±1,6	±2,9
		0,80	±2,0	±3,3	±1,8	±3,2	±1,5	±2,9	±1,5	±2,9
		0,87	±1,9	±3,4	±1,8	±3,3	±1,5	±2,9	±1,5	±2,9
		1,00	±1,9	-	±1,1	-	±1,0	-	±1,0	-
22.	Кл. ТТ 0,2; ТН отсут.; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±2,5	±3,3	±1,8	±2,9	±1,6	±2,9
		0,80	-	-	±2,1	±3,5	±1,6	±3,0	±1,5	±2,9
		0,87	-	-	±2,0	±3,6	±1,6	±3,0	±1,5	±2,9
		1,00	-	-	±1,3	-	±1,1	-	±1,0	-
23.	Кл. ТТ 0,5S; ТН отсут.; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	±4,9	±3,7	±3,1	±3,3	±2,3	±3,0	±2,3	±3,0
		0,80	±2,9	±4,7	±2,2	±3,8	±1,8	±3,2	±1,8	±3,2
		0,87	±2,7	±5,5	±2,1	±4,1	±1,7	±3,4	±1,7	±3,4
		1,00	±2,3	-	±1,3	-	±1,1	-	±1,1	-
24.	Кл. ТТ 0,5; ТН отсут.; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±5,5	±3,9	±3,0	±3,1	±2,3	±3,0
		0,80	-	-	±3,2	±5,2	±2,0	±3,6	±1,8	±3,2
		0,87	-	-	±2,9	±6,1	±1,9	±3,9	±1,7	±3,4
		1,00	-	-	±1,9	-	±1,3	-	±1,1	-
25.	ТТ отсут.; ТН отсут.; Кл. сч. 0,5S/1,0	0,50	±1,7	±3,0	±1,7	±3,1	±1,5	±2,9	±1,5	±2,9
		0,80	±1,7	±3,0	±1,7	±3,1	±1,5	±2,9	±1,5	±2,9
		0,87	±1,7	±3,0	±1,7	±3,1	±1,5	±2,9	±1,5	±2,9
		1,00	±1,7	-	±1,0	-	±1,0	-	±1,0	-
26.	ТТ отсут.; ТН отсут.; Кл. сч. 1,0/2,0	0,50	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
		0,80	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
		0,87	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
		1,00	-	-	±2,3	-	±1,9	-	±1,9	-
27.	ТТ отсут.; ТН отсут.; Кл. сч. 1,0/1,0	0,50	-	-	±2,8	±3,1	±2,5	±2,9	±2,5	±2,9
		0,80	-	-	±2,8	±3,1	±2,5	±2,9	±2,5	±2,9
		0,87	-	-	±2,8	±3,1	±2,5	±2,9	±2,5	±2,9
		1,00	-	-	±2,3	-	±1,9	-	±1,9	-

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

Примечание:

I_2 – сила тока 2 % относительно номинального тока ТТ;
 I_5 – сила тока 5 % относительно номинального тока ТТ;
 I_{20} – сила тока 20 % относительно номинального тока ТТ;
 I_{100} – сила тока 100 % относительно номинального тока ТТ;
 I_{120} – сила тока 120 % относительно номинального тока ТТ;
 I_{max} – максимальный ток счетчика прямого включения;
 $I_{\text{изм}}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;
 $\delta_{w_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;
 $\delta_{w_0}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;
 δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;
 δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: – сила тока, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С	от (2) 5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – сила тока, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: – для ТТ и ТН – для счетчиков – для сервера	от (2) 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Сервер баз данных: – средняя наработка на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления, ч, не более – средний коэффициент готовности, не менее – средний срок службы, лет, не менее Счетчики электроэнергии: – средняя наработка на отказ, ч, не менее	40000 1 0,99 10 35000
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, мин	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, мин	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки с получасовым интервалом в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, а также электропотребление (выработку) за месяц по каждому каналу, сут, не менее – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

- Ведение журналов событий:
- счётчика, с фиксированием событий:
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
 - ИВК, с фиксированием событий:
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - корректировка времени.
- Защищённость применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
 - защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы формуляров.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип, обозначение	Количество, шт.
Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго»	–	1
Руководство по эксплуатации	МРЕК.411711.049.РЭ	1
Формуляр	МРЕК.411711.049.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в р. 3 руководства по эксплуатации МРЕК.411711.049.РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

МРЕК.411711.049.ТУ «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго». Технические условия»

Правообладатель

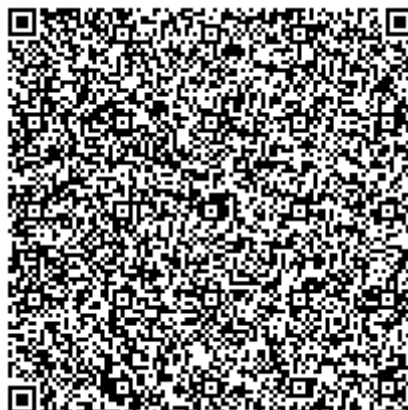
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром энерго»
(ООО «Газпром энерго»)
ИНН 7736186950
Юридический адрес: 196084, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ
Московская застава, ул. Черниговская, д. 8 литера К, помещ. 23-Н
Телефон: +7 (3532) 687-124, 687-126, 687-128
Факс: +7 (3532) 687-127
E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром энерго»
(ООО «Газпром энерго»)
ИНН 7736186950
Юридический адрес: 196084, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ
Московская застава, ул. Черниговская, д. 8 литера К, помещ. 23-Н
Адрес места осуществления деятельности: Инженерно-технический центр
ООО «Газпром энерго», 460028, Оренбургская обл., г.о. город Оренбург, г. Оренбург,
ул. Терешковой, зд. 295А
Телефон: +7 (3532) 687-124, 687-126, 687-128
Факс: +7 (3532) 687-127
E-mail: info@of.energo.gazprom.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-кт Димитрова, д. 4
Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60
E-mail: director@sniim.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556



Регистрационный № 97775-26

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы вагонные Уралвес-В-Д

Назначение средства измерений

Весы вагонные Уралвес-В-Д (далее – весы) предназначены для повагонного и потележного измерения массы в движении порожних и груженых железнодорожных вагонов/цистерн и состава из них с сухими сыпучими, твердыми, а также жидкими грузами.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании деформации упругих элементов весоизмерительных тензорезисторных датчиков (далее – датчик), возникающей под действием силы тяжести взвешиваемого груза, в аналоговый выходной сигнал, изменяющийся пропорционально массе груза.

Аналоговые электрические сигналы с датчиков поступают в весоизмерительный прибор, содержащий аналогово-цифровой преобразователь, где сигналы суммируются и преобразуются в цифровой код. Результаты взвешивания и значение массы груза индицируются на цифровом дисплее, расположенном на передней панели весоизмерительного прибора вместе с функциональной клавиатурой и/или на дисплее персонального компьютера (далее – ПК).

Конструктивно весы состоят из грузоприемного устройства (далее – ГПУ), выполненного в виде одной или двух грузоприемных платформ, и весоизмерительного прибора (далее – прибор), к которому могут подключаться внешние электронные устройства.

Каждая грузоприемная платформа опирается на четыре весоизмерительных тензорезисторных датчика. Весы могут быть смонтированы на фундаменте в прямке или на подготовленной площадке.

В весах применяются датчики весоизмерительные тензорезисторные «Уралвес К-С», модификаций К-С-183 и К-С-18Д (регистрационный номер в ФИФ ОЕИ 75853-19), производства ООО «Вектор-ПМ», РФ, г. Пермь.

В качестве весоизмерительного прибора в составе весов применяются:

- приборы весоизмерительные КСК, модификации КСК10 (регистрационный номер в ФИФ ОЕИ 68544-17), производства ООО «Вектор-ПМ», РФ, г. Пермь;
- измерители-регуляторы многофункциональные ТРИД, модели ИСВ152, ИСВ114 (регистрационный номер в ФИФ ОЕИ 82032-21), производства ООО «Вектор-ПМ», РФ, г. Пермь.

Сигнальные кабели датчиков через клеммную коробку подключаются к электронному весоизмерительному прибору.

Передача данных на ПК, принтер, вторичный дисплей и другие периферийные устройства осуществляется по различным интерфейсам: RS485, RS422/485, Bluetooth, Wi-Fi.

В весах предусмотрены следующие устройства и функции (в соответствии с пунктами ГОСТ 8.647-2015):

- полуавтоматическое устройство установки на нуль (п. 6.14);

- устройство первоначальной установки на нуль (п. 6.14);
- устройство слежения за нулем (п. 6.15);
- устройство отображения и печати результатов взвешивания (п.п. 6.16, 6.17);
- устройство распознавания вагонов (п.6.19);
- автоматическое устройство суммирования массы отдельных вагонов (п. 6.20).

На ГПУ весов и (или) на весоизмерительном приборе прикрепляется маркировочная табличка, содержащая следующую информацию:

- наименование изготовителя и (или) его товарный знак;
- модификация весов;
- серийный номер весов;
- класс точности при взвешивании вагона / класс точности при взвешивании состава из вагонов согласно ГОСТ 8.647-2015;
- максимальная нагрузка весов в виде: $M_{\max} = \dots \text{ т}$;
- минимальная нагрузка весов в виде: $M_{\min} = \dots \text{ т}$;
- действительная цена деления в виде: $d = \dots \text{ кг}$;
- знак утверждения типа средств измерений;
- год выпуска.

Серийный номер в буквенно-цифровом формате и знак утверждения типа наносятся на металлическую маркировочную табличку фотохимическим или ударным способом.

Общий вид маркировочной таблички представлен на рисунке 1.

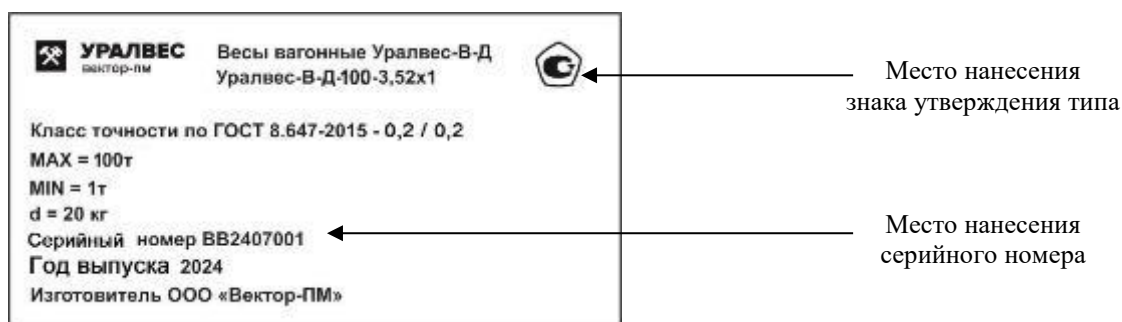


Рисунок 1 – Пример маркировочной таблички с указанием мест нанесения знака утверждения типа, серийного номера

Весы выпускаются однодиапазонными в различных модификациях, отличающихся друг от друга метрологическими характеристиками, а также исполнениями с разными габаритными размерами ГПУ и их количеством.

Весы при заказе имеют обозначения вида:

Уралвес-В-Д– $M_{\max}$ –[1]х[2],

где Уралвес-В-Д – обозначение типа;

$M_{\max}$ – максимальная нагрузка весов, т;

[1] – длина весовой платформы, м;

[2] – количество весовых платформ.

Общий вид ГПУ весов (пример) представлен на рисунке 2, общий вид приборов весоизмерительных представлен на рисунке 3.

Пломбирование ГПУ весов и весоизмерительных приборов не предусмотрено.

От несанкционированного вмешательства в схему соединения тензорезисторных датчиков пломбируется клеммная коробка. Пломба ставится (фиксируется) на один из

крепежных винтов крышки клеммной коробки с каждой стороны. Фото пломбировки клеммной коробки представлено на рисунке 4.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 2 – Общий вид ГПУ весов (пример)



КСК10



ИСВ114



ИСВ152

Рисунок 3 – Общий вид весоизмерительных приборов



Рисунок 4 – Схема пломбировки клеммной коробки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Программное обеспечение приборов (далее - ПО) является встроенным и метрологически значимым. Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который доступен для просмотра по запросу из меню прибора. Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Внутреннее ПО прибора не может быть модифицировано. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с рекомендацией Р 50.2.077-2014.

От несанкционированного вмешательства в режимы юстировки предусмотрена защита путём установки уровня доступа. Внесение любых изменений в юстировку прибора может быть проконтролировано при помощи специального кода, доступного для просмотра в меню прибора.

Специализированное ПО, устанавливаемое на ПК, является автономным и не содержит метрологически значимую часть.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	КСК10	ТРИД (для приборов ИСВ152, ИСВ114)
Идентификационное наименование ПО	-	-
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.01, 1.02, 1.03	не ниже 1.25
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	отсутствует, исполняемый код недоступен	

Метрологические и технические характеристики средства измерений

Таблица 2 – Метрологические характеристики весов согласно ГОСТ 8.647-2015

Наименование характеристики	Значение
Класс точности при взвешивании вагона в составе	0,2; 0,5; 1; 2; 5
Класс точности при взвешивании состава	0,2; 0,5; 1; 2; 5
Максимальная нагрузка весов (Max), т	60; 100; 120; 150
Минимальная нагрузка весов (Min), т	1
Максимальная нагрузка на платформу (Max _п), т, для модификаций: - Уралвес-В-Д-60-[1]х[2], Уралвес-В-Д-100-[1]х[2], Уралвес-В-Д-120-[1]х[2] - Уралвес-В-Д-150-[1]х[2]	30 50
Минимальная нагрузка на платформу (Min _п), т	1
Примечания: 1) Максимальная нагрузка весов – максимально допустимое значение массы вагона. 2) Минимальная нагрузка весов – минимально допустимое значение массы вагона. 3) Максимальная нагрузка на платформу – нагрузка, выше которой значение погрешности для поосного и потележного взвешивания до суммирования может превышать допустимые пределы. 4) Минимальная нагрузка на платформу – нагрузка, ниже которой значение погрешности для поосного и потележного взвешивания до суммирования может превышать допустимые пределы	

Таблица 3 – Действительная цена деления (d) для классов точности весов в зависимости от модификации весов

Модификация весов	Класс точности				
	0,2	0,5	1	2	5
	Действительная цена деления, кг				
Уралвес-В-Д-60-[1]х[2]	20	20	50	50	-
Уралвес-В-Д-100-[1]х[2]	20	50	100	100	-
Уралвес-В-Д-120-[1]х[2]	50	50	100	100	200
Уралвес-В-Д-150-[1]х[2]	50	100	200	200	500

Таблица 4 – Пределы допускаемой погрешности весов (mpe) при первичной поверке при взвешивании в движении вагона в составе без расцепки

Класс точности по ГОСТ 8.647-2015	Пределы допускаемой погрешности в диапазоне	
	от Min до 35% Max включ., % от 35% Max	св. 35% Max, % от измеряемой массы
0,2	±0,10	
0,5	±0,25	
1	±0,50	
2	±1,00	
5	±2,50	

Примечания:

1) Пределы допускаемой погрешности в эксплуатации соответствуют удвоенным значениям, приведённым в таблице 4.

2) При взвешивании вагона в составе без расцепки при первичной поверке не более чем 10 % полученных значений погрешности весов могут превышать пределы, приведенные в таблице 4, но не должны превышать пределы допускаемой погрешности в эксплуатации

Таблица 5 – Пределы допускаемой погрешности весов (mpe) при первичной поверке при взвешивании в движении состава из вагонов в целом

Класс точности по ГОСТ 8.647-2015	Пределы допускаемой погрешности в диапазоне	
	от (Min·n) до 35% (Max·n) включ., % от 35% (Max·n)	св. 35% (Max·n), % от измеряемой массы
0,2	±0,10	
0,5	±0,25	
1	±0,50	
2	±1,00	
5	±2,50	

Примечания:

1) n – количество контрольных вагонов в составе.

2) Пределы допускаемой погрешности в эксплуатации соответствуют удвоенным значениям, приведённым в таблице 5

Таблица 6 – Общие метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон установки на нуль (суммарный) устройств установки нуля и слежения за нулём, % от Max, не более	4
Диапазон первоначальной установки нуля, % от Max, не более	50
Точность устройства установки нуля	±0,25e
Направление при взвешивании в движении	двустороннее
Максимальная рабочая скорость (Vmax), км/ч	8

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики	Значение
Минимальная рабочая скорость (V_{min}), км/ч	0,5
Транзитная скорость движения состава по весам, км/ч, не более	10
Время прогрева, мин, не более	15
Особый диапазон температур, °С: - для ГПУ весов - для весоизмерительного прибора КСК10 - для измерителя-регулятора многофункционального ТРИД	от -30 до +50 от -20 до +50 от -30 до +50
Относительная влажность окружающей среды при эксплуатации, %	от 20 до 90
Потребляемая мощность, В·А, не более	12
Параметры электропитания весов: - напряжение переменного тока, В - частота, Гц	от 187 до 242 от 49 до 51
Габаритные размеры ГПУ, м, не более длина ¹⁾ x ширина	24 ¹⁾ x 3,52
Количество датчиков в составе весов модификаций: - Уралвес-В-Д-60-3,52x1, Уралвес-В-Д-100-3,52x1, Уралвес-В-Д-120-3,52x1, Уралвес-В-Д-150-3,52x1 - Уралвес-В-Д-100-3,52x2, Уралвес-В-Д-120-3,52x2, Уралвес-В-Д-150-3,52x2	4 8 - 12
Длина прямолинейных участков пути до и после ГПУ весов, м, не менее	100
Длина линии связи между ГПУ и прибором, м, не более	100
Примечание: ¹⁾ - Максимальная длина весов из двух грузоприемных платформ не превышает 24 метров. Между грузоприемными платформами находится железнодорожное полотно.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом и на табличку, прикрепленную на ГПУ, фотохимическим или ударным способом.

Комплектность средства измерения

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы вагонные, в том числе:	Уралвес-В-Д	1 комплект
- Грузоприемная платформа	-	1- 2 шт.
- Датчик с узломстройки	К-С-183 / К-С-18Д	4 – 12 шт.
- Клеммная коробка	-	1- 3 шт.
- Комплект согласующий (разъемы, тоководы)	-	1 комплект
- Весоизмерительный прибор	КСК10 / ИСВ152 / ИСВ114	1 шт.
Комплект сигнальных и соединительных кабелей	-	до 100 м
Руководство по эксплуатации (на весы)	ВПМ427421-010РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации (на прибор)	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Использование по назначению» документа ВПМ427421-010РЭ «Весы вагонные Уралвес-В-Д. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.647-2015 «ГСИ. Весы вагонные автоматические. Часть 1. Метрологические и технические требования. Методы испытаний»

Приказ Росстандарта от 04 июля 2022 № 1622 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»

ТУ 28.29.31.110-010-60694339-2024 «Весы вагонные Уралвес-В-Д. Технические условия»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Вектор-ПМ»

(ООО «Вектор-ПМ»)

ИНН 5917597940

Юридический адрес: 614068, Пермский край, г. Пермь, ул. Дзержинского, д. 1, к.60, офис 42

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Вектор-ПМ»

(ООО «Вектор-ПМ»)

ИНН 5917597940

Юридический адрес: 614068, Пермский край, г. Пермь, ул. Дзержинского, д. 1, к.60, офис 42

Адрес места осуществления деятельности: 614038, г. Пермь, ул. Академика Веденеева, 80а

Тел./факс: (342) 254-32-76

E-mail: mail@vektorpm.ru

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов»

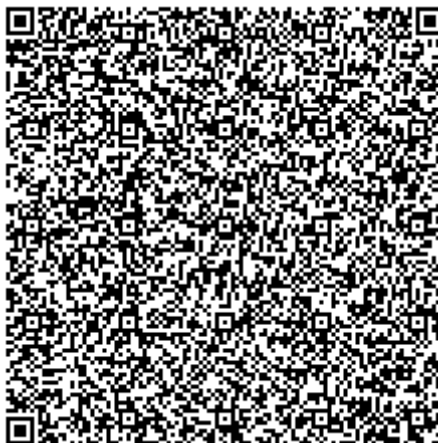
(ЗАО КИП «МЦЭ»)

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

Телефон: +7 (495) 491-78-12

E-mail: sittek@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311313



Регистрационный № 97776-26

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители давления многоканальные SGN-16

Назначение средства измерений

Измерители давления многоканальные SGN-16 (далее – измерители) предназначены для измерений абсолютного (атмосферного), избыточного и разности давлений сухих, неагрессивных газов, а также температуры окружающей среды и преобразования полученной измерительной информации в цифровые показания на дисплее компьютера.

Описание средства измерений

Принцип действия при измерении температуры основан на аналогово-цифровом преобразовании выходного сигнала от встроенного датчика температуры в цифровой код.

Принцип действия при измерении давления основан на деформации измерительной мембраны датчика, которая вызывает разбаланс измерительного моста первичного преобразователя и пропорциональное изменение выходного электрического напряжения датчика. Изменение выходного напряжения передается на микропроцессор для формирования цифрового выходного сигнала, пропорционального измеряемому давлению.

Измерители считывают информацию об измеряемом давлении и температуре, получаемой от каждого из входящих в состав измерителя 16 специальных модулей датчиков давления и одного модуля атмосферного давления и температуры окружающей среды (модуль атмосферного давления и модуль температуры окружающей среды только для модификации SGN-16). Каждый модуль состоит из микропроцессора, датчика давления, датчика температуры, а также EEPROM- памяти, в которой хранятся данные калибровки датчиков, а также идентификационная информация, такая как диапазоны измерений, коды диапазонов и другие идентификаторы, специфические для завода-изготовителя. Микропроцессор использует данные, хранящиеся в памяти EEPROM, для автоматической коррекции смещения, диапазона, линейности и температурных отклонений.

Измерители выпускаются в двух модификациях:

– SGN-16 – 18 каналов, 16 специальных модулей датчиков избыточного давления или разности давлений и одного модуля атмосферного давления и температуры окружающей среды.

– SGN-16S – 16 каналов, 16 специальных модулей датчиков избыточного давления или разности давлений.

Конструктивно измерители состоят из нескольких измерительных каналов, каждый из которых образован датчиком давления, датчиком температуры и микропроцессором, управляющим передачей измерительной информации на внешний компьютер. Данные об измеренных значениях давления и температуры выводятся через интерфейс Ethernet, поддерживающий протоколы TCP и UDP, на компьютер, где они архивируются и отображаются на дисплее в виде графиков. Комплектация измерителей датчиками давления определяется в зависимости от конкретной измерительной задачи.

Измерители могут использоваться как в режиме измерения избыточного давления, так и в дифференциальном режиме, в котором измеряется разность значений давления, подаваемого на разные датчики давления, или разность значений давления на входе датчика и заданным (опорным) давлением.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку любым технологическим способом в виде буквенно-цифрового кода.

Общий вид измерителей с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на измерители не предусмотрено. Пломбирование мест настройки (регулировки) измерителей не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид измерителей с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) измерителей состоит из встроенного и внешнего ПО.

Конструкция измерителей исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Внешнее ПО является метрологически незначимым.

Встроенное ПО записывается изготовителем на этапе производства, выполняет обработку и преобразование измерительной информации, а также осуществляет коммуникацию между измерителями и компьютером, не может быть изменено потребителем, разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части.

Метрологические характеристики измерителей нормированы с учетом влияния метрологически значимой части встроенного ПО.

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

Идентификационные данные встроенного ПО измерителей приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.xxx*
Цифровой идентификатор ПО	-
* – Первая цифра номера версии (идентификационного номера ПО) отвечает за метрологически значимую часть ПО. Оставшаяся часть номера версии отвечает за метрологически незначимую часть ПО и принимает значения от 0 до 9.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений избыточного давления, кПа*	от 0 до 34,5; от 0 до 68,9; от 0 до 103,4; от 0 до 137,8; от 0 до 206,8; от 0 до 310,3; от 0 до 344,7; от 0 до 517,1; от 0 до 689,5; от 0 до 1034; от 0 до 1379; от 0 до 1724; от 0 до 2068; от 0 до 3448; от 0 до 5171; от 0 до 5861; от 0 до 6895
Диапазоны измерений разности давлений, кПа*	от -2,5 до 2,5; от -5 до 5; от -6,9 до 6,9; от -8,2 до 8,2; от -17,2 до 17,2; от -34,5 до 34,5; от -34,5 до 68,9; от -34,5 до 103,4; от -34,5 до 206,8; от -68,9 до 68,9; от -68,9 до 103,4; от -100,0 до 103,4; от -100,0 до 137,8; от -100,0 до 206,8; от -100,0 до 310,3; от -100,0 до 344,7
Диапазон измерений абсолютного (атмосферного) давления, кПа**	от 0 до 120
Диапазон измерений температуры, °C**	от -30 до +60
Пределы допускаемой приведенной (к диапазону измерений избыточного давления) погрешности измерений избыточного давления, %*	±0,05; ±0,1; ±0,15
Пределы допускаемой приведенной (к диапазону измерений разности давлений) погрешности измерений разности давлений, %*	±0,05; ±0,1; ±0,15
Пределы допускаемой приведенной (к диапазону измерений абсолютного (атмосферного) давления) погрешности измерений абсолютного (атмосферного) давления, %*	±0,05; ±0,1; ±0,15
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	±0,5
* – Фактическое значение указано в паспорте и руководстве по эксплуатации измерителя.	
** – Только для модификации SGN-16.	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество каналов, шт.	16 (18)
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В	24±6
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	240×89×89
Масса, кг, не более	3,8
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %, без конденсации	от -30 до +60 до 90

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	100000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку измерителей любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измеритель давления многоканальный	SGN-16 или SGN-16S	1 шт.
Паспорт	ПС.00025.1	1 экз.
Руководство по эксплуатации	РЭ 016-2025-01	1 экз.
Кейс для хранения	-	1 шт.
Набор для подключения (включая специальный кабель/модуль связи, кабель питания и кабель Ethernet)	-	1 шт.
Запасные части, инструменты и принадлежности	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Инструкция по эксплуатации» документа РЭ 016-2025-01 «Измеритель давления многоканальный SGN-16. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20.10.2022 г. № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 10.03.2025 г. № 472 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 06.12.2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ – $1 \cdot 10^7$ Па»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19.11.2024 г. № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»

ТУ 26.51.52-003-35652785-2025 «Измерители давления многоканальные SGN-16. Технические условия»

Правообладатель

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

Адрес юридического лица: 614036, Пермский край, г.о. Пермский, г. Пермь,
ш. Космонавтов, д. 173Б, кв. 107

ИНН 5948057695

Изготовитель

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

Юридический адрес: 614036, Пермский край, г.о. Пермский, г. Пермь, ш. Космонавтов,
д. 173Б, кв. 107

Адрес места осуществления деятельности: 614033, Пермский край, г. Пермь,
ул. Василия Васильева, 3Д

ИНН 5948057695

Испытательный центр

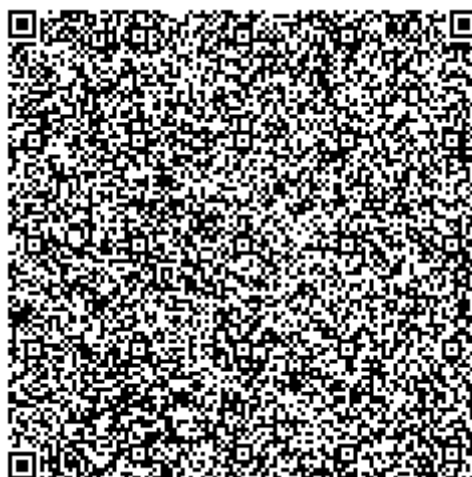
Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр
«ЭНЕРГО»

(ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

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

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

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



Регистрационный № 97777-26

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт» (АГНКС третьей очереди)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт» (АГНКС третьей очереди) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АО «Газпром энергосбыт», устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии (в случае отсутствия ТТ и (или) ТН подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенным непосредственно к первичному источнику). 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 интегрирования. 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 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 GSM каналу связи поступает на сервер БД АО «Газпром энергосбыт», где производится сбор и хранение результатов измерений.

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

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

ИВК АИИС КУЭ осуществляет автоматизированный обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК АИИС КУЭ, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальных систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера БД и счетчиков.

Сервер БД АО «Газпром энергосбыт» оснащен устройством синхронизации времени. Коррекция шкалы времени сервера БД со шкалой времени УССВ осуществляется независимо от величины расхождения, раз в 10 минут (программируемый параметр). Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера БД осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки, коррекция шкалы времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со шкалой времени сервера БД равного или более 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера БД отображают факты коррекции времени (дату, часы, минуты, секунды) 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.

Заводской номер (№ 1469) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

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

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

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

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Андроновская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.28	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 30709-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,2
						реактивная	±2,8	±5,4
2	ПС 110 кВ Гологорка, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.7	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.06Т.01.00.12 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 82640-21		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
3	ПС 110 кВ Гологорка, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.12	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-13	ПСЧ-4ТМ.06Т.01.00.12 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 82640-21		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
4	ТП 6 кВ АГНКС-1 Первоуральск, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, АВ9-1Щ 0,4 кВ	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 28139-07	—	ПСЧ-4ТМ.06Т.05.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 82640-21		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6
5	КТП 6 кВ №995 АГНКС-2 Тольятти, РУ-6 кВ, Ввод 6 кВ	ТПЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 51678-12	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.10.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11		активная	±1,2	±3,2
						реактивная	±2,8	±5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	КТП 6 кВ №995 АГНКС-2 Тольятти, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО СВГК	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.01 Кл. т. 1/1 Рег. № 82236-21	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±1,0	±3,8
7	ТП-1342 10 кВ АГНКС-1 Волгоград, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 ART-03 PQCSIDN Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±3,1
						реактивная	±2,4	±5,3
8	ТП-1342 10 кВ АГНКС-1 Волгоград, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 ART-03 PQCSIDN Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±3,1
						реактивная	±2,4	±5,3
9	РП-1590 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.17	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	Меркурий 230 ART-00 PCIDN Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,2
						реактивная	±2,8	±5,4
10	РП-1590 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.18	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-07	Меркурий 230 ART-00 PCIDN Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,2
						реактивная	±2,8	±5,4
11	ТП 6 кВ А1598 АГНКС-2 Волгоград, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.6	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 КТН (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 35955-12	Меркурий 230 ART-00 PQCSIDN Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,2
						реактивная	±2,8	±5,4
12	ТП-886 10 кВ АГНКС-4 Томск, РУ-10 кВ, Ввод 1 10 кВ	ТОЛ-К-10 У2 Кл. т. 0,5S КТТ 40/5 Рег. № 57873-14	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл. т. 0,5 КТН (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 47583-11	ПСЧ- 4ТМ.06Т.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 82640-21		активная	±1,2	±3,2
						реактивная	±2,8	±5,4
13	КТП 10 кВ №Л101п АГНКС-1 Сочи, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТШП-М-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 71205-18	—	ПСЧ- 4ТМ.06Т.05.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 82640-21		активная	±1,0	±3,1
						реактивная	±2,4	±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	КТП 10 кВ №Л101п АГНКС-1 Сочи, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТШП-М-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 71205-18	—	ПСЧ- 4ТМ.06Т.05.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 82640-21	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,1
						реактивная	±2,4	±5,3
15	КТП 10 кВ АГНКС-1 Новокузнецк, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТШЛ-СЭЩ-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 41433-09	—	СЕ308 S31.543.OAG.SYUVJL FZ GS01 SPds Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,2	±4,6
16	КТП 10 кВ АГНКС-1 Новокузнецк, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТШЛ-СЭЩ-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 41433-09	—	СЕ308 S31.543.OAG.SYUVJL FZ GS01 SPds Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,2	±4,6
17	КТП 10 кВ АГНКС-1 Новокузнецк, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО Газпром газораспределение Томск	—	—	ПСЧ- 4ТМ.06Т.21.00.00 Кл. т. 1/1 Рег. № 82640-21		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±1,0	±3,8
18	КТП-2017 10 кВ АГНКС-3 Курган, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 64182-16	—	ПСЧ- 4ТМ.06Т.05.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 82640-21		активная	±1,0	±3,1
						реактивная	±2,4	±5,3
19	КТП-2017 10 кВ АГНКС-3 Курган, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТАТ061 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 45806-10	—	ПСЧ- 4ТМ.06Т.05.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 82640-21		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU), с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 °С до +45 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. 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.
6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	19
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды в месте расположения - ТТ и ТН, °C - счетчиков электроэнергии, °C - сервера БД, °C - УССВ, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от –45 до +40 от 0 до +45 от +10 до +30 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: – Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	150000 72 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации: – Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее – Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 5 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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра 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	ТЛП-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-К-10 У2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-10У3	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	6
Трансформаторы тока	ТАТ061	3
Трансформаторы тока	ТТИ-А	3
Трансформаторы тока	ТШЛ-СЭЩ-0,66	6
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	3
Трансформаторы тока	ТШП-М-0,66	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ-6	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230 ART-00 PCIDN	2
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230 ART-00 PQCSIDN	1
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230 ART-03 PQCSIDN	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.10.01	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.06Т.01.00.00	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.06Т.01.00.12	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.06Т.05.00.00	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.06Т.21.00.00	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭБ-1ТМ.04Т.01	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	CE308 S31.543.OAG.SYUVJLFZ GS01 SPds	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	ГПЭС.411711.АИИС.1469 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт» (АГНКС третьей очереди)», аттестованном ООО «ПИКА», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

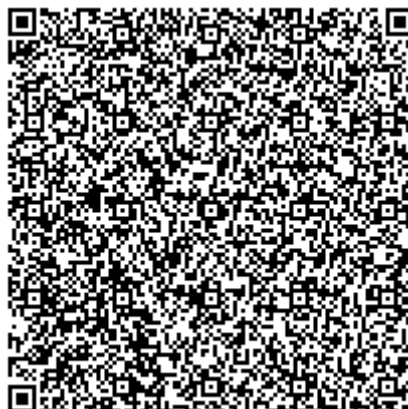
Акционерное общество «Газпром энергосбыт»
(АО «Газпром энергосбыт»)
ИНН 7705750968
Юридический адрес: 196084, г. Санкт-Петербург, вн.тер. г. муниципальный округ
Московская Застава, ул. Черниговская, д. 8, литера К, помещ. 19-н
Телефон: +7 (812) 728-08-25
E-mail: info@gazpromenergosbyt.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Газпром энергосбыт»
(АО «Газпром энергосбыт»)
ИНН 7705750968
Адрес: 196084, г. Санкт-Петербург, вн.тер. г. муниципальный округ Московская
Застава, ул. Черниговская, д. 8, литера К, помещ. 19-н
Телефон: +7 (812) 728-08-25
E-mail: info@gazpromenergosbyt.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,
д. 14А
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736



Регистрационный № 97778-26

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительные ТАКТ

Назначение средства измерений

Комплексы измерительные ТАКТ (далее по тексту – комплексы) предназначены для измерений объема природного и сжиженного углеводородного газа, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, в газопроводах низкого давления (до 5 кПа) при учёте потребления газа для обеспечения коммунально-бытовых нужд граждан.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов основан на измерении времени прохождения ультразвукового импульса по потоку и против потока газа. Импульс, направленный по потоку, распространяется быстрее импульса, направленного против потока. Времена распространения импульсов, а также разница времен, пропорциональны скорости потока газа и, следовательно, измеряемому объему.

Комплексы выпускаются в двух конструктивных вариантах исполнения:

- ТАКТ-Д - со встроенным датчиком температуры и давления;
- ТАКТ-М - со встроенным датчиком температуры.

Комплексы изготавливаются в зависимости от интерфейса в вариантах исполнения: ТАКТ, ТАКТ GSM, ТАКТ GSM ВА, ТАКТ GSM ВП, ТАКТ GSM ВП ВА, ТАКТ RS-485, ТАКТ RS-232.

Структура условного обозначения комплекса:

ТАКТ-Х GXX XXX

1 2 3

где 1 – аббревиатура конструктивного варианта исполнения;
 2 – типоразмер комплекса;
 3 – аббревиатура исполнения интерфейса.

Конструктивно комплекс состоит из мерного тракта и корпуса, соединенных винтами. В корпусе имеются два отделения: отделение измерений и отделение интерфейса. Каждое отделение закрывается своей крышкой и пломбируется от несанкционированного доступа с помощью двух пластиковых пломб БКГН.5002.00.00.030 производства ООО Завода «РаДан» с изображением эмблемы предприятия, путем запрессовки пломб в отверстия крепления крышки и корпуса. Корпус изготовлен из АБС-пластика.

Отделение измерений одинаково для всех исполнений комплекса. В отделении измерений расположена электронная плата с жидкокристаллическим дисплеем.

Отделение интерфейса исполнений: ТАКТ GSM, ТАКТ GSM ВП, ТАКТ GSM ВА, ТАКТ GSM ВП ВА, делится на основной и пользовательский отсеки. В пользовательском отсеке располагается элемент питания встроенного адаптера-GSM и слот для установки сим-карты. Отделение интерфейса исполнений: ТАКТ, ТАКТ RS-485, ТАКТ RS-232, состоит из крышки основного отсека. В основном отсеке отделения интерфейса располагается элемент

питания отделения измерений, плата коммутации, плата адаптера в зависимости от исполнения (кроме исполнения ТАКТ).

В мерном тракте располагаются два пьезоэлектрических преобразователя (ПП), гильза с преобразователем температуры (ПТ) и два струевыпрямителя. В мерном тракте комплекса исполнения ТАКТ-Д располагается гильза с встроенным преобразователем температуры и преобразователем давления (ПД). ПП запрессованы в отсеки мерного тракта. В мерном тракте комплексов типоразмеров G1.6...G10, кроме этого, располагаются два зеркала.

Эскизы мерных трактов комплекса типоразмеров G1.6...G10 и G16...G40 приведены на рисунках 1 и 2. Мерный тракт имеет нормированные для каждого типоразмера комплекса геометрические характеристики. Пьезоэлектрические преобразователи предназначены для излучения и приёма акустических ультразвуковых колебаний.

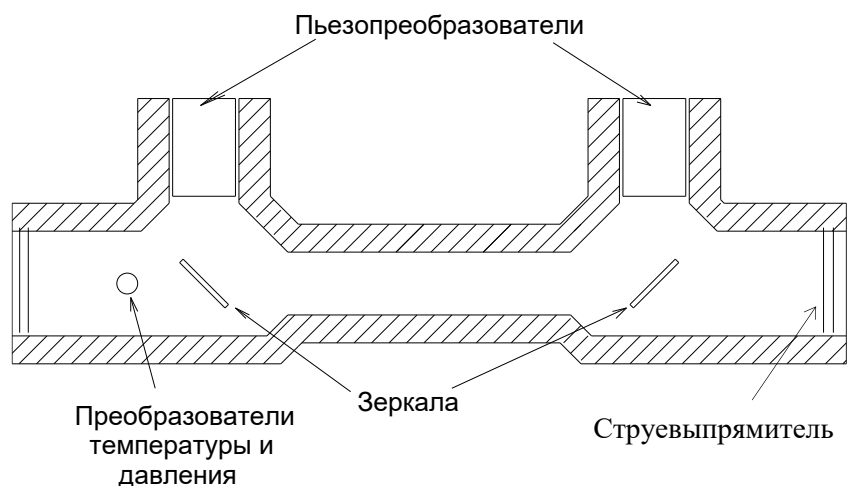


Рисунок 1 – Эскиз мерного тракта комплекса типоразмеров G1.6...G10

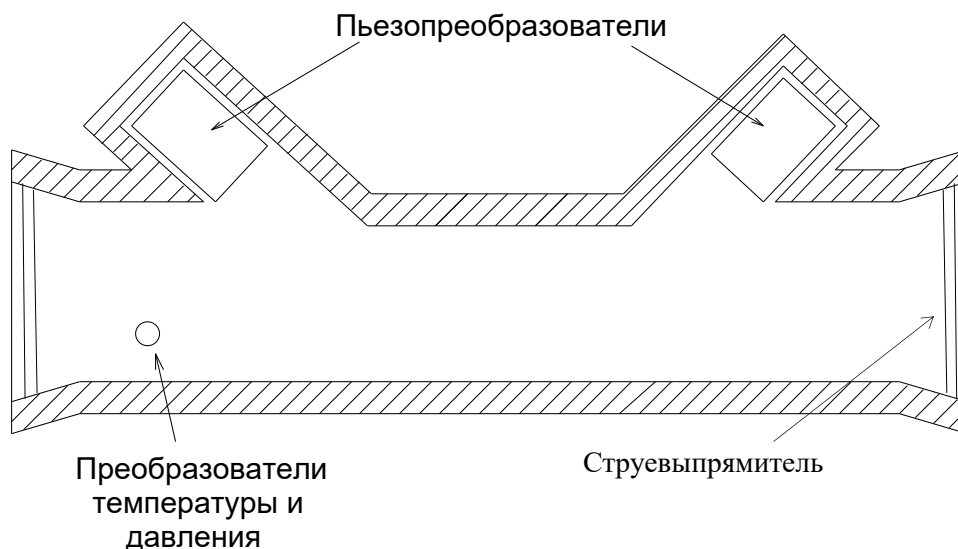


Рисунок 2 – Эскиз мерного тракта комплекса типоразмеров G16...G40

Заводской номер в цифровом формате наносится методом офсетной печати на этикетку, устанавливаемую под прозрачную крышку корпуса комплекса.

Предусмотрено нанесение знака поверки на винт соединения крышки отделения измерений и крышки отделения интерфейса и в паспорт комплекса в виде оттиска клейма поверителя.

Схема пломбирования от несанкционированного доступа приведена на рисунке 3.

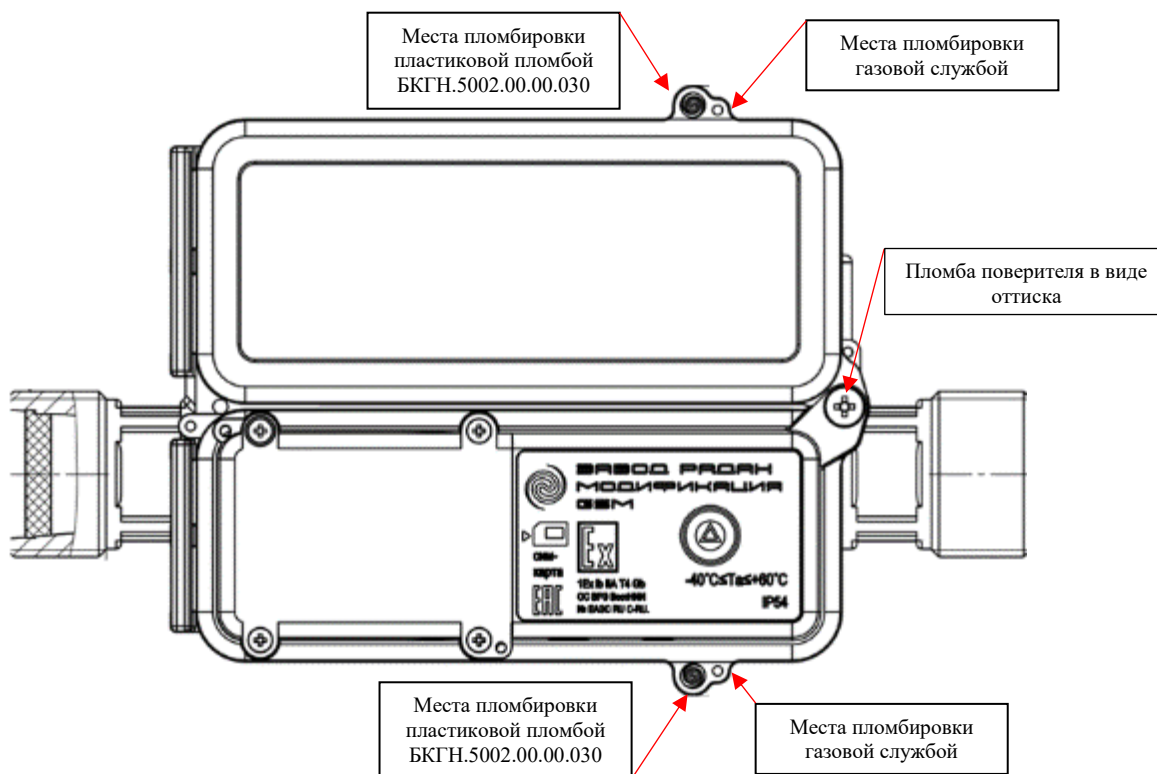


Рисунок 3 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа

Общий вид комплексов всех модификаций приведен на рисунках 4-11. Места пломбировки, нанесения заводского номера, знака утверждения типа представлены на рисунке 4 и идентичны для всех модификаций.

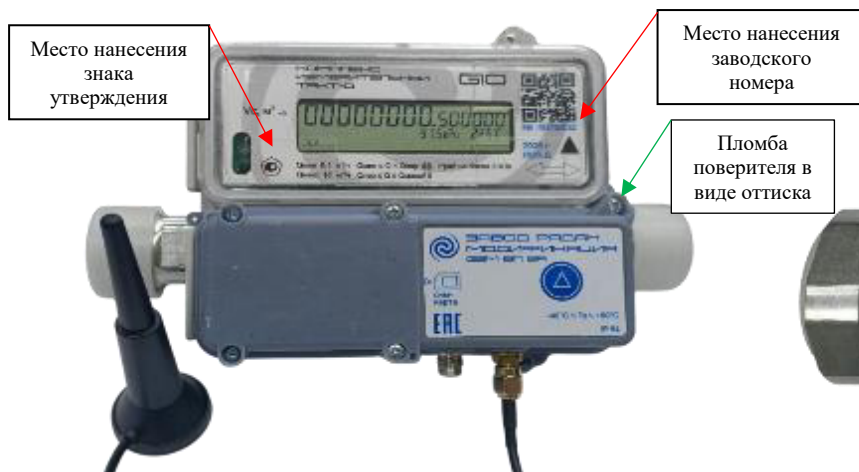


Рисунок 4 – Общий вид комплекса
ТАКТ-Д G10 GSM BP BA



Рисунок 5 – Общий вид комплекса
ТАКТ-Д G16 RS-485



Рисунок 6 – Общий вид комплекса
ТАКТ-Д G25 RS-232



Рисунок 7 – Общий вид комплекса
ТАКТ-Д G40



Рисунок 8 – Общий вид комплекса
ТАКТ-М G1.6



Рисунок 9 – Общий вид комплекса
ТАКТ-М G2.5 GSM



Рисунок 10 – Общий вид комплекса
ТАКТ-М G4 GSM BA



Рисунок 11 – Общий вид комплекса
ТАКТ-М G6 GSM ВП

Программное обеспечение

Комплексы имеют встроенное метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО).

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	POt
Номер версии (идентификационный номер) ПО	131
Цифровой идентификатор ПО	E951
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики комплексов представлены в таблицах 2 и 3 соответственно.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

[illegible]

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение для типоразмера							
	G1.6	G2.5	G4	G6	G10	G16	G25	G40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры газа во всем диапазоне температур измеряемой среды, °С	±1,5							
Диапазон измерений абсолютного давления газа для комплексов исполнения ТАКТ-Д, кПа	от 84,0 до 112,0							
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления газа для комплексов исполнения ТАКТ-Д, %	±0,6							
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений объема газа, приведенного к стандартным условиям, обусловленная алгоритмом вычислений и его программной реализацией, %	±0,05							

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальное избыточное рабочее давление измеряемой среды, кПа	5
Максимальное избыточное давление измеряемой среды при проверке герметичности, кПа	100
Масса, кг, не более: - типоразмеры G1.6...G10 - типоразмеры G16...G40	1,1 1,3
Присоединительные размеры - трубная резьба по ГОСТ 6357-81: - типоразмеры G1.6...G10 - типоразмеры G16...G40	G1- В G2- В
Средний внутренний диаметр входного сечения мерного тракта корпуса, мм, не более: - типоразмеры G1.6...G10 - типоразмеры G16...G40	26 48
Встроенный источник питания отделения измерений – литиевая батарея, напряжение холостого хода, В, не более	3,3 - 3,7
Срок службы встроенного источника питания, лет, не менее	10

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина × высота × ширина), мм, не более: - ТАКТ, ТАКТ GSM типоразмеров G1.6...G10 - ТАКТ, ТАКТ GSM типоразмеров G16...G40 - ТАКТ GSM ВП типоразмеров G1.6...G10 - ТАКТ GSM ВП типоразмеров G16...G40 - ТАКТ GSM ВА, ТАКТ GSM ВП ВА типоразмеров G1.6...G10 - ТАКТ GSM ВА, ТАКТ GSM ВП ВА типоразмеров G16...G40 - ТАКТ RS-485, RS-232 типоразмеров G1.6...G10 - ТАКТ RS-485, RS-232 типоразмеров G16...G40	206×123×78 206×127×93 206×149×78 ¹⁾ 206×149×93 ¹⁾ 206×157×78 ²⁾ 206×157×93 ²⁾ 206×147×78 ¹⁾ 206×147×93 ¹⁾
Степень защиты от воздействия окружающей среды по ГОСТ 14254-2015	IP54
Уровень взрывозащиты	1Ex ib IIA T4 Gb
Направление потока газа	любое
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха при температуре не выше +35 °С без конденсации влаги, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -40 до +60 95 от 84,0 до 106,7
¹⁾ С учётом разъёма блока питания или разъёма интерфейса. ²⁾ С учётом кабеля внешней антенны.	

Показатели надежности приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	100000
Срок службы, лет, не менее	20
Среднее время восстановления, ч, не более	8

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации комплексов типографским способом и на корпус комплекса методом офсетной печати на этикетку, устанавливаемую под прозрачную крышку корпуса комплекса.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Аббревиатура исполнения интерфейса	Количество	
			G1.6...G10	G16...G40
Комплекс измерительный ТАКТ-Х GXX XXX ¹	РДНУ.5020.00.00.000	все	1 шт.	

Продолжение таблицы 5

Наименование	Обозначение	Аббревиатура исполнения интерфейса	Количество	
			G1.6...G10	G16...G40
Паспорт	РДНУ.5020.00.00.000 ПС		1 экз.	
Упаковка	РДНУ.5045.00.60.000		1 шт.	-
Упаковка	РДНУ.5045.00.60.000-01		-	1 шт.
Прокладка 2"	БКГН.5002.00.10.020		-	2 шт.
Антенна GSM 900/1800	-	GSM BA, GSM ВП BA	1 шт.	
Разъем M8 3pin (female)	-	GSM ВП, GSM ВП BA	1 шт.	
Руководство по эксплуатации	РДНУ.5020.00.00.000 РЭ	Поставляется по письменному запросу		
Копия сертификата соответствия на взрывозащищенное оборудование	-			
Адаптер USB/ИК (для поверки и настройки параметров комплекса)	БКГН.5037.00.00.000-01			
1 – обозначение X меняется в зависимости от исполнения, типоразмера и модификации интерфейса комплекса.				

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений объема газа при стандартных условиях комплексами измерительными ТАКТ-М, ТАКТ-Д», аттестованном ФБУ «УРАЛТЕСТ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314614, свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 00000645.10.25-RA.RU.314614, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2025.52701.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 11.05.2022 № 1133

Государственная поверочная схема для средств измерений температуры, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19.11.2024 № 2712

Государственная поверочная схема для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^7$ Па, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 06.12.2019 № 2900

РДНУ.5020.00.00.000 ТУ «Комплексы измерительные ТАКТ-М, ТАКТ-Д. Технические условия»

Правообладатель

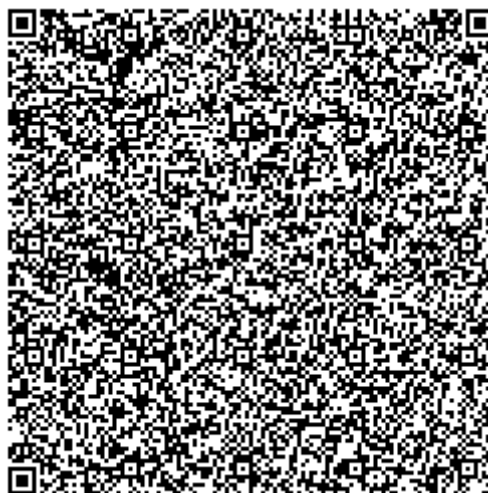
Общество с ограниченной ответственностью Завод «РаДан»
(ООО Завод «РаДан»)
Юридический адрес: 620057, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Совхозная, д. 20,
стр. Д
ИНН 6686009020

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Завод «РаДан»
(ООО Завод «РаДан»)
Адрес: 620057, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Совхозная, д. 20, стр. Д
ИНН 6686009020

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в Свердловской области»
(ФБУ «УРАЛТЕСТ»)
Адрес: 620075, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, стр. 2а
Телефон: 8 (343) 236-30-15
Факс: 8 (343) 350-40-81
e-mail: uraltest@uraltest.ru
Web-сайт: www.uraltest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц 30058-13



Регистрационный № 97779-26

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Азовский хлеб», ООО «ПКФ «Атлантис-Пак»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Азовский хлеб», ООО «ПКФ «Атлантис-Пак» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УСВ-3 (далее по тексту – УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места (далее по тексту – АРМ) и программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «АльфаЦЕНТР Плюс».

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер АИИС КУЭ в составе верхнего – второго уровня системы.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка.

Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со второго уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию, получаемую посредством интеграции и/или в формате XML-макетов в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet, от АИИС КУЭ утвержденного типа.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК).

Сервер АИИС КУЭ оснащен УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемников. Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения более $\pm 0,1$ с (программируемый параметр) сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ равного ± 2 с (программируемый параметр) и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 071) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР Плюс», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР Плюс» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР Плюс».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР Плюс» АльфаЦЕНТР Коммуникатор 5.10.12
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2023.7.12.69
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-038 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
2	ТП-038 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
3	ТП-051 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-2	ТПЛ Кл.т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл. т. 0,5 КТН (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
4	ТП-051 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-1	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл. т. 0,5 КТН (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
5	ТП-36 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ВКЛ 0,4 кВ Л-3	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ТП-36 6 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Л-1	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
7	ПС-110кВ Р-22, РУ-6кВ, яч. 22-03, КЛ-6кВ ф22-03	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 Ктн (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 23544-02	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
8	ПС-110кВ Р-22, РУ-6кВ, яч. 22-10, КЛ-6кВ ф22-10	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 Ктн (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 23544-02	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1

Пределы смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU), с	±5
--	----

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК от - 40 до + 60 °С.
- 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.
- 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик.
- 6 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.
- 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 8 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.
- 9 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	8
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от -25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 70000 1
УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	45000 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 30 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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:

- связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

– журнал сервера:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- полученные с уровней ИИК «Журналы событий».

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;

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

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации: о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации 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	ТОЛ-СЭЩ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛ	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	2
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ(П)-НТЗ	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	6
Блок коррекции времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР Плюс»	1
Паспорт-формуляр	ТЕРЦ.100.00.071 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Азовский хлеб», ООО «ПКФ «Атлантис-Пак», разработанным ФБУ «Нижегородский ЦСМ», г. Нижний Новгород, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации 01.00269-2013

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»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая Компания «Эксперт»
(ООО «ЭСК «ЭКСПЕРТ»)

ИНН 3663154219

Юридический адрес: 394042, г. Воронеж, ул. Остужева, 2/1, помещ. 1/5

Изготовитель

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

ИНН 3702268237

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 9/37, офис 4

Испытательный центр

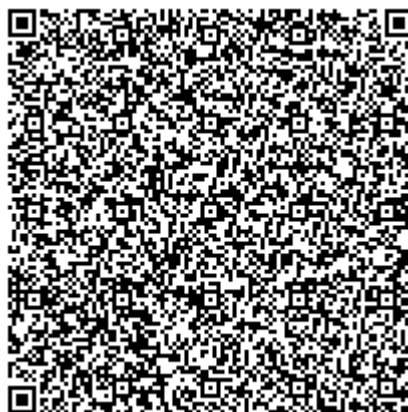
Общество с ограниченной ответственностью «ЛЕММА»

(ООО «ЛЕММА»)

ИНН 6658513154

Адрес: 620028, г Екатеринбург, б-р Верх-Исетский, д. 13, литер «Н», помещ.№ 22,
помещ. № 26

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
Росаккредитации RA.RU.RA.RU.314006



Регистрационный № 97780-26

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы серы и углерода инфракрасные 5E-CS3800

Назначение средства измерений

Анализаторы серы и углерода инфракрасные 5E-CS3800 (далее – анализаторы) предназначены для измерений массовой доли углерода и серы в угле, коксе, биотопливе и других органических горючих материалах.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на сжигании образца в высокотемпературной печи сопротивления в потоке очищенного кислорода и последующем определении содержания газообразных оксидов серы и углерода методом инфракрасной спектromетрии.

Навеска анализируемого вещества в керамическом тигле помещается в высокотемпературную печь для сжигания, где углерод и сера, содержащиеся в анализируемой пробе, окисляются до CO, CO₂, SO₂.

Газообразные продукты сгорания транспортируются через систему очистки, которая удаляет возможные примеси, такие как пыль и влагу, предотвращая их влияние на точность измерений. Для этого используются система из газового фильтра и осушительных колб с перхлоратом магния.

Очищенные газовые компоненты поступают в инфракрасные измерительные ячейки. Принцип ИК-спектromетрии основан на избирательном поглощении инфракрасного излучения молекулами CO₂ и SO₂ на определённых длинах волн.

Анализатор оснащён двумя различными детекторами, настроенными на специфические длины волн, соответствующие пикам спектров поглощения электромагнитного излучения в ИК-диапазоне газов CO₂ и SO₂. Полученные сигналы обрабатываются встроенным программным обеспечением, которое рассчитывает массовые доли серы и углерода в исходном образце.

Анализ выполняется автоматически под управлением программного обеспечения. Процесс измерения включает следующие операции: взвешивание образца; помещение его в высокотемпературную печь сопротивления; автоматическое определение содержания серы и углерода; пересчет массовой доли углерода и/или серы образца на сухое состояние с учетом содержания аналитической влаги в образце.

Общий вид анализаторов представлен на рисунке 1. Анализаторы состоят из индукционной печи и аналитического блока, содержащего газовые колонки и ИК детекторы, измерительные электронные схемы, датчики аварийных сигналов, управляющий микроконтроллер и интерфейс связи с ПК. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Пломбирование анализаторов не предусмотрено. Заводской номер в цифровом формате наносится методом лазерной гравировки на информационную табличку,

расположенную на задней стенке анализатора, для обеспечения идентификации каждого экземпляра средства измерений (рисунок 2).

Место нанесения знака утверждения типа



Рисунок 1 – Общий вид анализатора и место нанесения знака утверждения типа

Место нанесения заводского номера

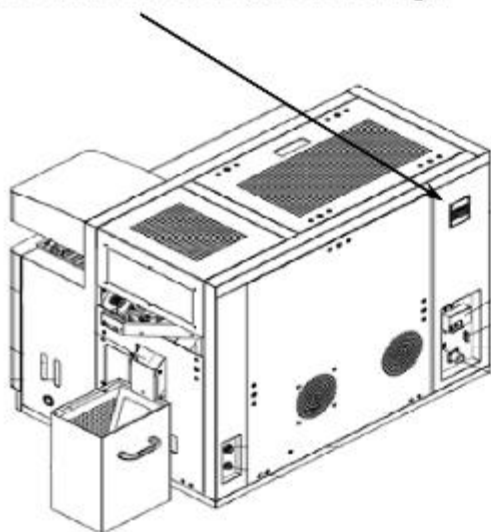


Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Анализаторы оснащены автономным и встроенным программным обеспечением (далее – ПО).

Автономное ПО анализаторов «5E-CS3800» устанавливается на персональном компьютере, входящем в комплект поставки анализаторов, и работает под управлением операционной системы Microsoft Windows. Метрологически значимой частью автономного ПО является составная часть его номера версии (таблица 1), изменение которой может повлиять на метрологические характеристики анализатора.

Автономное ПО является неотъемлемой частью анализаторов, обеспечивает их работоспособность и выполняет следующие операции:

- управление работой анализаторов путём взаимодействия со встроенным микроконтроллером посредством двунаправленного интерфейса RS-232;
- обработка измеренных данных экспериментов, расчет конечных результатов;
- представление результатов (архивирование, печать протоколов измерений, импорт массивов данных в файлы форматов «база данных», «электронная таблица»);
- вывод информационных и аварийных сигналов.

Встроенное ПО осуществляет функции сбора данных, оповещения оператора о состоянии анализатора и передачи измерительной информации.

Метрологические характеристики анализатора нормированы с учетом влияния ПО.

Дистрибутив ПО «5E-CS3800» предоставляется на съемном носителе в комплекте поставки анализатора.

Уровень защиты ПО «5E-CS3800» и измерительной информации от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077–2014 – «средний».

Микропрограмма (прошивка) внутреннего микроконтроллера имеет полную защиту от преднамеренных или непреднамеренных изменений, реализованную изготовителем на этапе производства (система защиты микроконтроллера от чтения и записи).

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Автономное ПО	Встроенное ПО
Идентификационное наименование ПО	5E-CS3800	Прошивка
Номер версии ПО	V1.x.xx [*]	—
[*] «хх» в диапазоне от 0 до 9, а «xx» в диапазоне от 10 до 99, отвечающий за метрологически незначимую часть ПО		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики анализаторов

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массовой доли элементов, % – углерод – сера	от 0,5 до 100 от 0,01 до 35
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой доли серы, %, в диапазонах измерений – от 0,01 до 2,00 включ. – св. 2,00 до 35	±10 ±6
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой доли углерода, %, в диапазонах измерений – от 0,5 до 35,0 включ. – св. 35,0 до 100,0	±8 ±5
Относительное среднее квадратическое отклонение случайной составляющей погрешности измерений массовой доли серы, %, не более, в диапазонах измерений – от 0,01 до 2,00 включ. – св. 2,00 до 35,00	5 3

Относительное среднее квадратическое отклонение случайной составляющей погрешности измерений массовой доли углерода, %, не более, в диапазонах измерений	
– от 0,5 до 35,0 включ.	5
– св. 35,0 до 100,0	3

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания переменным током частотой (50±1) Гц, В	220±22
Потребляемая мощность, В·А, не более	4000
Габаритные размеры анализатора, мм, не более:	
— высота	682
— длина	978
— ширина	615
Масса анализатора, кг, не более	110
Условия эксплуатации:	
— диапазон температуры, °С	от +18 до +25
— относительная влажность, %, не более	80

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Гарантийный срок, лет	1
Средний срок службы, лет	5
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	5000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским методом и/или в виде наклейки с изображением на свободном от надписей пространстве на лицевой панели прибора (рисунок 1).

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность анализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор серы и углерода инфракрасный	5E-CS3800	1 шт.
Персональный компьютер	-	1 шт.
Комплект инструментов	-	1 шт.
Комплект расходных материалов	-	1 шт.
Тигли	IRSII-F001	80 шт.
Перхлорат магния (ангидрон)	AR171	1 шт.
Программное обеспечение		
Дистрибутив автономного ПО на съемном носителе	5E-CS3800	1 комплект
Документация:		
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Анализаторы серы и углерода инфракрасные 5E-CS3800. Руководство по эксплуатации», раздел 2 «Описание», п. 2.4 «Применение и стандарты».

При использовании в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений средства измерений применяются в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Стандарт предприятия «Changsha Kaiyuan Instruments Co., Ltd.» «Анализаторы серы и углерода инфракрасные 5E-CS3800»

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания неорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах, утвержденная Приказом Росстандарта от 19 февраля 2021 года № 148

Правообладатель

«Changsha Kaiyuan Instruments Co., Ltd.», Китай

Адрес: № 1259 Liantang East Road, Changsha Economic & Technological Development Zone
Changsha, P.R. China

Телефон: +86 731 84021617 / +86 731 84066915

Web-сайт: <https://www.ckicgroup.com>

E-mail: info@ckic.net

Изготовитель

«Changsha Kaiyuan Instruments Co., Ltd.», Китай

Адрес: № 1259 Liantang East Road, Changsha Economic & Technological Development Zone
Changsha, P.R. China

Телефон: +86 731 84021617 / +86 731 84066915

Web-сайт: <https://www.ckicgroup.com>

E-mail: info@ckic.net

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, 19

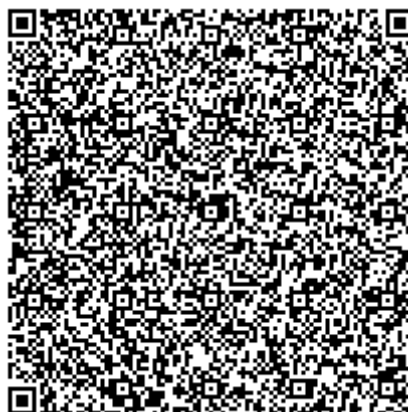
Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713- 01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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



Регистрационный № 97781-26

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 804
Южно-Тарасовского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз»
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 804 Южно-Тарасовского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (далее – СИКН) предназначена для проведения учетных операций между ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» и Ноябрьским УМН АО «Транснефть-Сибирь» ПАО «Транснефть».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – МПР). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей МПР поступают на соответствующие входы контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

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

Конструктивно СИКН состоит из блока фильтра, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока стационарной поверочной установки (ПУ) и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из двух рабочих измерительных линий (ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИК выполняет функции определения текущих показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: ИВК, осуществляющие сбор измерительной информации; автоматизированные рабочие места оператора (далее – АРМ оператора), формирующие отчетные данные и оснащенные средствами отображения, управления и печати.

В состав СИКН входят следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Рег. №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-10, 45115-16
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400	57762-14
Датчики давления 1151 мод. DP	13849-04
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99, 14061-04, 14061-10
Преобразователи давления измерительные 3051S	24116-02, 24116-08, 24116-13
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-01
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01
Преобразователи измерительные к датчикам температуры 244E	14684-00
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16

В состав СИКН входят показывающие СИ давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°C), давления (МПа), плотности (кг/м³), и объемной доли воды (%) в нефти;
- поверка и контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) МПР по ПУ;
- КМХ рабочих МПР по контрольно-резервному МПР;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с их описаниями типа или в соответствии с МИ 3002-2006 (при отсутствии в описаниях типа СИ информации о пломбировке).

Заводской номер 001-2002 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен на шильд-табличку у входа в блок-бокс СИКН.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

обеспечивает реализацию функций СИКН. Метрологически значимая часть программного обеспечения (ПО) СИКН реализована в ИВК и в АРМ оператора, оснащенные средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблице 2. Уровень защиты ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует «среднему» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора	ИВК
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.41.0.0	06.25/25
Цифровой идентификатор ПО	16BB1771	1990
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода через СИКН, т/ч	от 25 до 160
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Количество ИЛ, шт.	3
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ – давление, МПа – массовая доля воды, % – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более – содержание свободного газа, %	от +5 до +40 от 780 до 900 от 0,3 до 2,5 от 0,01 до 0,5 0,05 100 66,7 (500) не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	400±40, 230±23 50±0,4
Режим работы СИКН	периодический

Т а б л и ц а 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	20000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 6 – Комплектность СИ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 804 Южно-Тарасовского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 916-2022 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 804», ФР.1.29.2023.45068.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, подпункт 6.1.1)

Приказ Росстандарта № 2356 от 26.09.2022 «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»

Правообладатель

Территориально-производственное предприятие «Когалымнефтегаз» Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

(ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)

ИНН 8608048498

Юридический адрес: 628486, Российская Федерация, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Когалым, ул. Дружбы народов, 6

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Юридический адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24

Адрес места осуществления деятельности: 450511, Республика Башкортостан, Уфимский р-н, д. Мударисово, ул. Нефтеавтоматики, д. 1

Телефон: +7 (347) 279-88-99, 8-800-700-68-78

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

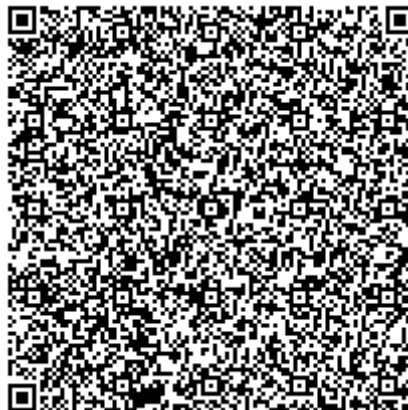
(АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366



Регистрационный № 97782-26

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют по результатам измерений в трубопроводе:

- объема нефти с помощью расходомера ультразвукового, преобразователя избыточного давления и датчика температуры;
- плотности нефти с помощью поточного преобразователя плотности, преобразователя избыточного давления, датчика температуры.

Массу брутто нефти вычисляет система сбора и обработки информации (далее – СОИ), как произведение объема и плотности нефти, приведенных к одинаковым условиям.

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

Конструктивно СИКН состоит из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), стационарной поверочной установки (ПУ), узла подключения передвижной поверочной установки (далее – УПППУ) и СОИ. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из четырех рабочих измерительных линий (ИЛ) и двух резервных ИЛ.

БИК выполняет функции измерения и оперативного контроля показателей качества нефти, а также отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 (далее – ИВК) (основной и резервный), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; автоматизированное рабочее место оператора на базе программного комплекса SCADA InTouch (далее – АРМ оператора), оснащенное средствами отображения, управления и печати.

В состав СИКН входят следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Рег. №
Расходомеры ультразвуковые LEFM (далее – УЗР)	96310-25
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-06
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Датчики температуры 3144Р	39539-08
Датчики температуры Rosemount 3144Р	63889-16
Преобразователи давления измерительные 3051S	24116-08
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07	75139-19

В состав СИКН входят СИ давления показывающие, СИ объемного расхода жидкости (расходомеры UFM 3030), СИ объемного содержания воды (влагомеры нефти поточные УДВН) для контроля технологических режимов работы СИКН. Указанные СИ допускается калибровать.

Так же в состав СИКН входит стационарная установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, предназначенная для поверки и контроля метрологических характеристик (далее – КМХ) УЗР.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматизированные измерения массы и массового расхода нефти косвенным методом динамических измерений за установленные интервалы времени в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, массовой доли воды в нефти;
- автоматизированные измерения температуры, давления, плотности, контроль объемного расхода нефти через БИК, вязкости, заполнения бачков автоматических пробоотборников и объемной доли воды в нефти;
- измерения давления и температуры нефти с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- поверка и КМХ УЗР с применением ПУ;
- автоматический и ручной отбор проб нефти в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012;
- автоматический контроль технологических параметров нефти в СИКН, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защита алгоритма и программы СИКН от несанкционированного доступа установкой паролей разного уровня доступа;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа или МИ 3002-2006 (в случае отсутствия требований в описании типа СИ).

Заводской номер 210-2016 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен на шильдики БИЛ и БИК СИКН.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

СИКН реализовано в ИВК и в АРМ оператора, оснащенные средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) СИКН приведены в таблицах 2 и 3.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	PX.7000.01.10
Цифровой идентификатор ПО	6AC84C68 (CRC32)

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	00000095.nmd	00000183.nmd
Номер версии (идентификационный номер) ПО	–	–
Цифровой идентификатор ПО	0xEF13DE74 (CRC32)	0xFD2B06DF (CRC32)

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

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти, т/ч (м ³ /ч)	от 300 до 10164 (от 400 до 11420)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Т а б л и ц а 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть, соответствующая техническому регламенту и/или национальному стандарту
Характеристики измеряемой среды: - давление избыточное в СИКН, МПа - температура, °С - плотность в рабочих условиях, кг/м ³ - вязкость кинематическая при рабочей температуре, сСт - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - содержание свободного газа	от 0,4 до 6,3 от +5 до +60 от 750 до 890 от 1 до 40 1,0 0,05 100 не допускается
Режим работы	непрерывный
Количество ИЛ, шт.	6 (4 рабочих и 2 резервных)
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С	от -38 до +45
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В – 3-х фазное – однофазное - частота переменного тока, Гц	380±38 220±22 50

Т а б л и ц а 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская»	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 1392-2025 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская», ФР.1.29.2025.52327.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, пункт 6.1.1)

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

Правообладатель

Акционерное общество «Каспийский трубопроводный консорциум-Р»

(АО «КТК-Р»)

ИНН 2310040800

Юридический адрес: 353900, Краснодарский край, г. Новороссийск, тер. Приморский округ морской терминал

Изготовитель

Акционерное общество «Инженерная компания «Квантор»

(АО «ИК «Квантор»)

ИНН 0276040956

Адрес: 450054, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Рихарда Зорге, д. 52/1, оф. 67

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

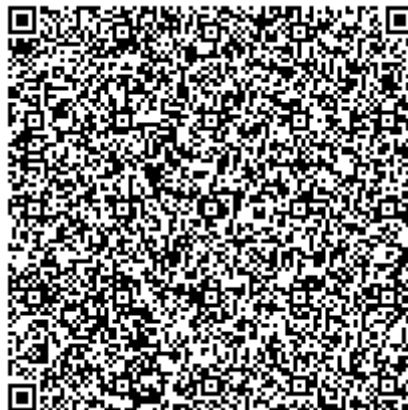
(АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366



Регистрационный № 97783-26

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Уфаоргсинтез»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Уфаоргсинтез» (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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя основной и резервный серверы, расположенные в центре обработки данных филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Уфанефтехим» (серверы), с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК № № 1-9, 17-20 вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется в счетчиках и далее цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер.

Для ИК № 10-16, 21-27 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где уже осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

На основном сервере осуществляется обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, перенос накопленных данных на резервный сервер посредством восстановления резервной копии базы данных основного сервера и доопроса приборов учета на глубину недостающего профиля.

Также сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Передача информации с уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭМ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы серверов и УСВ.

Шкала времени в СОЕВ формируется на основе информации о национальной шкале координированного времени UTC(SU), принимаемой УСВ от глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера БД с УСВ проводится автоматически. При расхождении шкал времени сервера БД и УСВ, равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени сервера БД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера БД осуществляется автоматически при каждом обращении к счетчику, но не реже 1 раза в сутки. При расхождении шкал времени счетчиков и сервера БД, равном или более 2 с, проводится коррекция шкалы времени счетчиков.

Журналы событий счетчиков, серверов 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.

Заводской номер АИИС КУЭ (№ 1419) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, а также в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче от ИИК в ИВК является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

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

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

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС-61 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.1а	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 25433-11	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1 Рег. № 39235-13	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,8	±5,7
2	ГПП-2 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 секция 6 кВ, яч. 19	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1 Рег. № 39235-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,8	±5,7
3	ГПП-2 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 3 секция 6 кВ, яч. 25	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 380-49	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1 Рег. № 39235-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,8	±5,7
4	ГПП-2 110 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСР-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 22656-07	–	SATEC EM133 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 49923-12		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5
5	ГПП-3 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 секция 6 кВ, яч. 39	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 380-49	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1 Рег. № 39235-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,8	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ГПП-3 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 3 секция 6 кВ, яч. 40	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1 Рег. № 39235-08	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,8	±5,7
7	ГПП-3 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 7 секция 6 кВ, яч. 73	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1 Рег. № 39235-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,8	±5,7
8	ГПП-3 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 8 секция 6 кВ, яч. 70	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1 Рег. № 39235-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,8	±5,7
9	ГПП-3 110 кВ, РУ-0,4 кВ, Щит собственного расхода, Панель 2	ТКЛМ-05Т3 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 3066-72	—	SATEC EM133 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 49923-12		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5
10	ПС-44 6 кВ, РУ-0,4 кВ, пан.3	—	—	ПСЧ-3ТМ.05Д.01 Кл. т. 1/2 Рег. № 39616-08		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,0	±6,4
11	ПС-50 6 кВ, КТП-0,4 кВ, яч.21	ТПШ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 47957-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±3,1
						реактивная	±2,4	±5,3
12	ПС-50 6 кВ, КТП-0,4 кВ, яч.6	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47959-11	—	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 41135-09		активная	±1,0	±3,1
						реактивная	±2,4	±5,3
13	ПС-50 6 кВ, КТП-0,4 кВ, яч.26	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47959-11	—	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 41135-09		активная	±1,0	±3,1
						реактивная	±2,4	±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	ПС-50 6 кВ, КТП-0,4 кВ, яч.2	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 51593-18	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,0	±3,1
						реактивная	±2,4	±5,3
15	ПС-50 6 кВ, КТП-0,4 кВ, яч.20	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 47959-11	—	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 41135-09		активная	±1,0	±3,1
						реактивная	±2,4	±5,3
16	ПС-45 6 кВ, РУ-0,4 кВ, пан.3	—	—	ПСЧ-3ТМ.05Д.01 Кл. т. 1/2 Рег. № 39616-08		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,0	±6,4
17	ГПП-1х 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 секция, яч.37, КЛ-6 кВ ф. ТП-9х-1	ТПК-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 22944-02	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1 Рег. № 39235-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,8	±5,7
18	ГПП-1х 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 4 секция, яч.28, КЛ-6 кВ ф. ТП-9х-2	ТПК-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 22944-02	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1 Рег. № 39235-08	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,8	±5,7
19	ГПП-1х 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 секция, яч.41, КЛ-6 кВ ф. ТП-53х-1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1 Рег. № 39235-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,8	±5,7
20	ГПП-1х 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 4 секция, яч.32, КЛ-6 кВ ф. ТП-53х-2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1 Рег. № 39235-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,8	±5,7
21	ТП-12х 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 4, КЛ-6 кВ ф. АД-2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1276-59	НТМК-6-48 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 323-49	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	ТП-12х 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 секция, пан. 9, КЛ-0,4 кВ ф. ОЩ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 30/5 Рег. № 47959-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5
23	ТП-12х 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 секция, пан. 11, КЛ-0,4 кВ ф. Насос-НЗ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 47959-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5
24	ТП-12х 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 секция, пан. 4, КЛ-0,4 кВ ф. РП-3	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 47959-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5
25	ТП-12х 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 секция, пан. 2, КЛ-0,4 кВ ф. АОЩ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 20/5 Рег. № 47959-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5
26	ТП-12х 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 секция, пан. 3, КЛ-0,4 кВ ф. Насос ВР-1	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 47959-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5
27	ТП-12х 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 секция, пан. 5, КЛ-0,4 кВ ф. Насос-Н4	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 47959-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I = 0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 °С до +45 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. 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.
6. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	27
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °C - счетчиков электроэнергии, °C - сервера, °C - УСВ, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{смк} от –45 до +40 от 0 до +45 от +10 до +35 от +10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	92000 2 35000 2 165974 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 10 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 счетчике;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (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 паспорта-формуляра 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	ТКЛМ-05ТЗ	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Трансформаторы тока	ТПК-10	4
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	12
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	27
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	3
Трансформаторы напряжения	НТМК-6-48	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики многофункциональные и анализаторы качества электрической энергии	ExpertMeter 720 (ЕМ 720)	11
Счетчики многофункциональные для измерения показателей качества и учета электрической энергии	SATEC EM133	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-3ТМ.05Д.01	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05Д.05	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД.05	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	7
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1419 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Уфаоргсинтез», аттестованном ООО «ПИКА», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Уфаоргсинтез»

(ПАО «Уфаоргсинтез»)

ИНН 0277014204

Юридический адрес: 450063, Республика Башкортостан, г.о. город Уфа, г. Уфа, Бирский тракт, д. 68

Телефон: +7 (347) 269-62-09

Факс: +7 (347) 260-52-00

Web-сайт: www.bashneft.ru

E-mail: info.uos@bn.rosneft.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Уфаоргсинтез»

(ПАО «Уфаоргсинтез»)

ИНН 0277014204

Адрес: 450063, Республика Башкортостан, г.о. город Уфа, г. Уфа, Бирский тракт, д. 68

Телефон: +7 (347) 249-68-83

Факс: +7 (347) 260-52-00

Web-сайт: www.bashneft.ru

E-mail: info.uos@bn.rosneft.ru

Испытательный центр

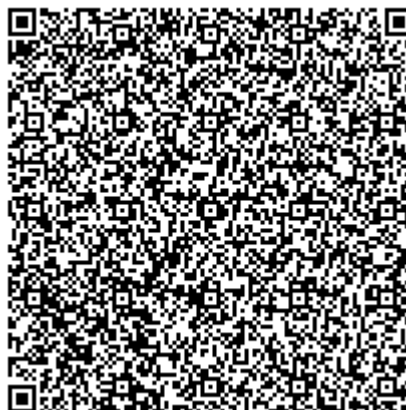
Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,
д. 14А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736



Регистрационный № 97784-26

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Источники постоянного тока двунаправленные Ainuo ANEVH(F)

Назначение средства измерений

Источники постоянного тока двунаправленные Ainuo ANEVH(F) (далее – источники) предназначены для воспроизведений и измерений напряжения постоянного тока и силы постоянного тока (в режиме источника питания постоянного тока), для установки напряжения постоянного тока и силы постоянного тока за счет формирования сопротивления электрического тока (в режиме электронной нагрузки).

Описание средства измерений

Источники представляют собой прибор, выполненный в виде моноблока в металлическом корпусе настольного исполнения. На передней панели расположен цветной жидкокристаллический дисплей (далее – ЖК-дисплей), поворотный переключатель включения/выключения питания, клавиши управления и регуляторы. На задней панели расположены разъемы для подключения питания источника, клеммы выходного напряжения, порт SENSE и разъем для связи с персональным компьютером через интерфейс RS232. Источники обеспечивают воспроизведение параметров с их одновременным измерением и отображением заданных и измеренных значений на ЖК-дисплее.

Принцип действия источников, в режиме источника питания, основан на преобразовании переменного сетевого напряжения в постоянное стабилизированное напряжение на выходе источника с помощью цифро-аналогового преобразования под управлением микропроцессора.

Принцип действия источников в режиме электронной нагрузки основан на формировании сопротивления электрического тока переменной величины, значение которого изменяется в соответствии с измеренными значениями напряжения и силы постоянного тока на входе источника и выбранными режимами работы путем коммутации матрицы транзисторов, работающих в режиме управляемых резисторов. Управление и контроль над режимами работы нагрузок осуществляет встроенный микропроцессор. Источники обеспечивают воспроизведение параметров с их одновременным измерением и отображением заданных и измеренных значений на сенсорном ЖК-дисплее.

К данному типу средства измерений относятся источники, изготавливаемые в следующих модификациях (исполнениях): ANEVH100-170(F), ANEVH100-340(F), ANEVH100-510(F), ANEVH300-75(F), ANEVH300-150(F), ANEVH300-225(F), ANEVH500-40(F), ANEVH500-80(F), ANEVH500-120(F), ANEVH750-25(F), ANEVH750-50(F), ANEVH750-75(F), ANEVH1000-40(F).

Модификации (исполнения) отличаются различными значениями максимальной выходной мощности и диапазонами установки выходных параметров.

Нанесение знака поверки на источники не предусмотрено.

Общий вид источников представлен на рисунке 1.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится типографским способом на шильдик, наклеиваемый на боковую панель источников в месте, указанном на рисунке 2.

Место пломбирования от несанкционированного доступа указано на рисунке 2.

Место нанесения знака утверждения типа



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений

Место пломбирования от несанкционированного доступа

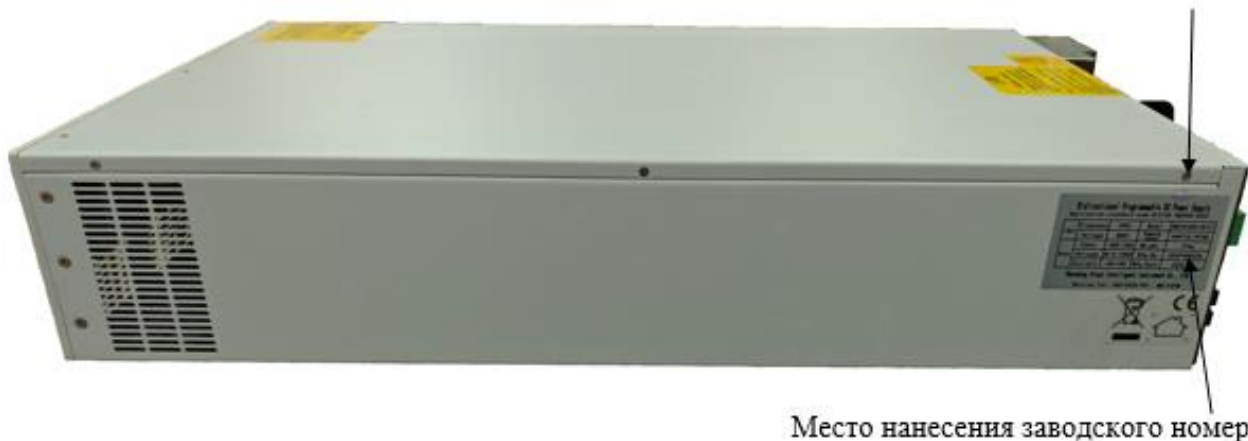


Рисунок 2 – Схема пломбировки и место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Управление режимами работы и настройками источника осуществляется с помощью внутреннего программного обеспечения (далее – ПО), которое встроено в защищенную от записи память микропроцессора, что исключает возможность его несанкционированных настройки и вмешательства, приводящих к искажению результатов измерений. Внутреннее программное обеспечение является метрологически значимым. Конструкция СИ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию

Внешнее ПО предназначено для дистанционного управления источником и не является метрологически значимым.

Уровень защиты внутреннего программного обеспечения «средний» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные внутреннего программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	отсутствует
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	V1.01

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики в режиме источника питания постоянного тока

Модификация	Диапазон воспроизведений и измерений напряжения постоянного тока, В	Диапазон воспроизведений и измерений силы постоянного тока, А	Диапазон измерений мощности постоянного тока, Вт	Пределы допускаемой абсолютной погрешности и воспроизведений и измерений напряжения постоянного тока, В	Пределы допускаемой абсолютной погрешности и воспроизведений и измерений силы постоянного тока, А	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений мощности постоянного тока, Вт
ANEVH100-170(F)	от 0 до 100	от 0 до 170	от 0 до 5000	$\pm 0,05$	$\pm 0,17$	± 50
ANEVH100-340(F)	от 0 до 100	от 0 до 340	от 0 до 10000	$\pm 0,05$	$\pm 0,34$	± 100
ANEVH100-510(F)	от 0 до 100	от 0 до 510	от 0 до 15000	$\pm 0,05$	$\pm 0,51$	± 150
ANEVH300-75(F)	от 0 до 300	от 0 до 75	от 0 до 5000	$\pm 0,15$	$\pm 0,075$	± 50
ANEVH300-150(F)	от 0 до 300	от 0 до 150	от 0 до 10000	$\pm 0,15$	$\pm 0,15$	± 100
ANEVH300-225(F)	от 0 до 300	от 0 до 225	от 0 до 15000	$\pm 0,15$	$\pm 0,225$	± 150
ANEVH500-40(F)	от 0 до 500	от 0 до 40	от 0 до 5000	$\pm 0,25$	$\pm 0,04$	± 50
ANEVH500-80(F)	от 0 до 500	от 0 до 80	от 0 до 10000	$\pm 0,25$	$\pm 0,08$	± 100
ANEVH500-120(F)	от 0 до 500	от 0 до 120	от 0 до 15000	$\pm 0,25$	$\pm 0,12$	± 150
ANEVH750-25(F)	от 0 до 750	от 0 до 25	от 0 до 5000	$\pm 0,375$	$\pm 0,025$	± 50
ANEVH750-50(F)	от 0 до 750	от 0 до 50	от 0 до 10000	$\pm 0,375$	$\pm 0,05$	± 100
ANEVH750-75(F)	от 0 до 750	от 0 до 75	от 0 до 15000	$\pm 0,375$	$\pm 0,075$	± 150
ANEVH1000-40(F)	от 0 до 1000	от 0 до 40	от 0 до 10000	$\pm 0,5$	$\pm 0,04$	± 100

Таблица 3 – Метрологические характеристики в режиме электронной нагрузки

Модификация	Диапазон установки и измерений напряжения постоянного тока, В	Диапазон установки и измерений силы постоянного тока, А	Диапазон измерений мощности постоянного тока, Вт	Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки и измерений напряжения постоянного тока, В	Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки и измерений силы постоянного тока, А	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений мощности постоянного тока, Вт
ANEVH100-170(F)	от 0 до 100	от 2 до 170	от 0 до 5000	±0,05	±0,17	±50
ANEVH100-340(F)	от 0 до 100	от 2 до 340	от 0 до 10000	±0,05	±0,34	±100
ANEVH100-510(F)	от 0 до 100	от 2 до 510	от 0 до 15000	±0,05	±0,51	±150
ANEVH300-75(F)	от 0 до 300	от 2 до 75	от 0 до 5000	±0,15	±0,075	±50
ANEVH300-150(F)	от 0 до 300	от 2 до 150	от 0 до 10000	±0,15	±0,15	±100
ANEVH300-225(F)	от 0 до 300	от 2 до 225	от 0 до 15000	±0,15	±0,225	±150
ANEVH500-40(F)	от 0 до 500	от 2 до 40	от 0 до 5000	±0,25	±0,04	±50
ANEVH500-80(F)	от 0 до 500	от 2 до 80	от 0 до 10000	±0,25	±0,08	±100
ANEVH500-120(F)	от 0 до 500	от 2 до 120	от 0 до 15000	±0,25	±0,12	±150
ANEVH750-25(F)	от 0 до 750	от 2 до 25	от 0 до 5000	±0,375	±0,025	±50
ANEVH750-50(F)	от 0 до 750	от 2 до 50	от 0 до 10000	±0,375	±0,05	±100
ANEVH750-75(F)	от 0 до 750	от 2 до 75	от 0 до 15000	±0,375	±0,075	±150
ANEVH1000-40(F)	от 0 до 1000	от 2 до 40	от 0 до 10000	±0,5	±0,04	±100

Таблица 4 – Технические характеристики.

Наименование характеристики	Значение
1	2
Параметры электрического питания: - количество фаз входного электрического питания - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	3 от 340 до 420 от 47 до 63
Масса, кг, не более ANEVH100-170(F) ANEVH100-340(F) ANEVH100-510(F) ANEVH300-75(F) ANEVH300-150(F) ANEVH300-225(F) ANEVH500-40(F) ANEVH500-80(F) ANEVH500-120(F) ANEVH750-25(F) ANEVH750-50(F) ANEVH750-75(F) ANEVH1000-40(F)	21 29 37 21 29 37 21 29 37 21 29 37 29

Продолжение таблицы 4

1	2
Габаритные размеры (ширина × глубина × высота), мм, не более	
ANEVH100-170(F)	444×706×133
ANEVH100-340(F)	444×706×133
ANEVH100-510(F)	444×706×133
ANEVH300-75(F)	444×706×133
ANEVH300-150(F)	444×706×133
ANEVH300-225(F)	444×706×133
ANEVH500-40(F)	444×706×133
ANEVH500-80(F)	444×706×133
ANEVH500-120(F)	444×706×133
ANEVH750-25(F)	444×706×133
ANEVH750-50(F)	444×706×133
ANEVH750-75(F)	444×706×133
ANEVH1000-40(F)	444×706×133
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %,	от +20 до +30 от 30 до 80

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	50000

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель в виде наклейки в месте, указанном на рисунке 1, и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Источники постоянного тока двунаправленный Ainuo	ANEVH(F)	1
Клемма питания переменного тока	—	1
USB-кабель	—	1
Крышка разъема постоянного тока	—	1
USB-носитель с документацией и внешним программным обеспечением	—	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Сведения о методиках (методах измерений)

приведены в разделе «Операции» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 28.07.2023 №1520 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы

Приказ Росстандарта от 01.10.2018 №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 30.12.2019 №3456 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного тока

Источники постоянного тока двунаправленные Ainuo ANEVH(F). Стандарт предприятия

Правообладатель

SHANDONG AINUO IntelligentInstrument Co Ltd., Китай

Адрес: 1069, Gangxing 3rd Road, Licheng District, Jinan City, Shandong Province, China

Телефон: +86-0532-83995188

Факс: +86-0532-83995188

e-mail: ainuo@ainuo.com

web: www.ainuowork.com

Изготовитель

SHANDONG AINUO IntelligentInstrument Co Ltd., Китай

Адрес: 1069, Gangxing 3rd Road, Licheng District, Jinan City, Shandong Province, China

Телефон: +86-0532-83995188

Факс: +86-0532-83995188

e-mail: ainuo@ainuo.com

web: www.ainuowork.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

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

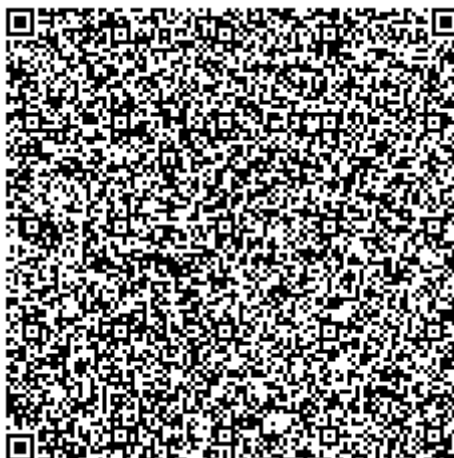
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (495) 546-45-01

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: <http://www.rostest.ru>

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639



Регистрационный № 97785-26

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе приемника типа УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Сервер, с периодичностью один раз в 30 минут, по сети Ethernet опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них получасовые значения электроэнергии, показания счетчиков на 0 часов, энергию за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных. АРМ (в составе ЦСОИ энергосбытовой организации), подключенный через сеть Интернет к ИВК АИИС КУЭ Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», в автоматическом режиме с использованием электронной подписи раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/ІР отчеты в формате XML в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальных систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера БД и счетчиков.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов сервера БД и времени УССВ не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

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

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ (№ 002) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, а также в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО «Пирамида 2000» CalcClients.dll	3.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
ПО «Пирамида 2000» CalcLeakage.dll	3.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
ПО «Пирамида 2000» CalcLosses.dll	3.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
ПО «Пирамида 2000» Metrology.dll	3.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
ПО «Пирамида 2000» ParseBin.dll	3.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
ПО «Пирамида 2000» ParseIEC.dll	3.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
ПО «Пирамида 2000» ParseModbus.dll	3.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
ПО «Пирамида 2000» ParsePiramida.dll	3.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
ПО «Пирамида 2000» SynchroNSI.dll	3.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
ПО «Пирамида 2000» VerifyTime.dll	3.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Белореченская ГЭС, ГГ-1 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 3000/5 Рег. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10500/100 Рег. № 51621-12	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
2	Белореченская ГЭС, ГГ-3 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 3000/5 Рег. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 51621-12	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
3	Белореченская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Белореченская ГЭС-Мартанская	ТВГ-110 Кл. т. 0,2 КТТ 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110 Кл. т. 0,5 КТН 110000/√3/100/3 Рег. № 26452-06	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,0	±3,3
			НКФ-123 II Кл. т. 0,5 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 49582-12			реактивная	±2,0	±6,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Белореченская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Белореченская ГЭС-ДМ-8	ТВГ-УЭТМ®-110 Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 52619-13	НКФ-123 II Кл. т. 0,5 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 49582-12 НКФ-110 Кл. т. 0,5 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 26452-06	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
5	Белореченская ГЭС, ОРУ-35 кВ, с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Белореченская ГЭС - Рязанская 1	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл. т. 0,2S КТТ 300/5 Рег. № 47124-11	ЗНОМ-35-54 Кл. т. 0,5 КТН 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 912-54	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
6	Белореченская ГЭС, ОРУ-35 кВ, с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Белореченская ГЭС - Рязанская 2	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,2S КТТ 300/5 Рег. № 51623-12	ЗНОМ-35-54 Кл. т. 0,5 КТН 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 912-54	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
7	Белореченская ГЭС, ОРУ-35 кВ, с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Белореченская ГЭС-Бжедуховская	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл. т. 0,2S КТТ 300/5 Рег. № 47124-11	ЗНОМ-35-54 Кл. т. 0,5 КТН 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 912-54	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
8	Белореченская ГЭС, КРУН-6 кВ, с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ ТМР-2	ТПОЛ-10М-2 Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 47958-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
9	Белореченская ГЭС, КРУН-6 кВ, с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ ТМР-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 32139-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	A1805RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	Белореченская ГЭС, ОРУ-110 кВ, СЭВ-110 кВ	ТВГ-УЭТМ®-110 Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 52619-13	НКФ-123 II Кл. т. 0,5 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 49582-12 НКФ-110 Кл. т. 0,5 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 26452-06	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 82570- 21	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,0$	$\pm 3,4$ $\pm 6,0$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с							± 5	
Примечания:								
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).								
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.								
3. Погрешность в рабочих условиях указана:								
– для ИК № 1, 2, 4-7, 10 – при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+65\text{ }^{\circ}\text{C}$;								
– для ИК № 3, 8, 9 – при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+65\text{ }^{\circ}\text{C}$.								
4. Кл. т. – класс точности, КТТ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, КТН – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.								
5. 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.								
6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.								
7. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).								
8. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	10
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$: для ИК № 1, 2, 4-7, 10 для ИК № 3, 8, 9 - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °C - счетчиков электроэнергии, °C - сервера БД, °C - УССВ, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от –40 до +40 от –40 до +65 от +10 до +30 от –40 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: – Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 70000 1 35000 2
Глубина хранения информации: – Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее – Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 30 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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра 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 встроенные	ТВГ-110	3
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ®-110	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	5
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ-10М-2	2
Трансформаторы тока	ТШЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-54	3
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-123 II	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALXQV-P4GB-DW-4	9
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Паспорт-формуляр	БГЭС.411711.АИИС.002 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», аттестованном ООО «ПИКА», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

(ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»)

ИНН 3015087458

Юридический адрес: 344002, Ростовская обл., г. Ростов-на-Дону, ул. Социалистическая, д. 59, оф. 405

Телефон: +78632109600

Web-сайт: ekoenergo.lukoil.ru

E-mail: ekoenergo@lukoil.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

(ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»)

ИНН 3015087458

Адрес: 344002, Ростовская обл., г. Ростов-на-Дону, ул. Социалистическая, д. 59, оф. 405

Телефон: +78632109600

Web-сайт: ekoenergo.lukoil.ru

E-mail: ekoenergo@lukoil.com

Испытательный центр

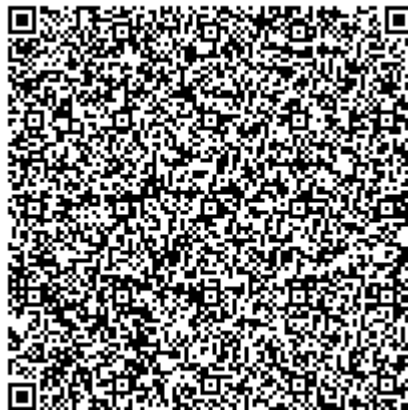
Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,
д. 14А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736



Регистрационный № 97786-26

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Сибирь» по НПС-3 ЛПДС «Каркатеевы»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Сибирь» по НПС-3 ЛПДС «Каркатеевы» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

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

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

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

На втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Данные хранятся на сервере БД. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных счетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов и сторонних организаций по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки передаются с уровня ИВК в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC(SU). Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г (Рег. № 58301-14), входящими в состав ИВК. Информация о точном времени распространяется устройством в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК. Резервный сервер синхронизации ИВК используется при выходе из строя основного сервера.

Сличение часов счетчиков с часами ИВК АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера ИВК более чем на ± 1 с.

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

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на коммутационном шкафу, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ – 101.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено

Программное обеспечение

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

Метрологически значимой частью специализированного программного пакета АИИС является библиотека libpso_metr.so – для Linux-подобных ОС и pso_metr.dll – для ОС MS Windows. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС.

Идентификационные данные метрологически значимой части, вычисленные с помощью алгоритма MD5, приведены в таблице 1

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Linux-подобные ОС	
Идентификационное наименование ПО	ibpso_metr.so
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	01e3eae897f3ce5aa58ff2ea6b948061
ОС MS Windows	
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b (для 32-разрядного сервера опроса), 6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93 (для 64-разрядного сервера опроса)

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер синхронизации времени/ Сервер БД
1	ЗРУ-10кВ НПС-3 ЛПДС "Каркатеевы", 1 СШ 10кВ, яч.7, Ввод №1	ТЛО-10 Ктт = 1500/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ Ктн = 10000/100 Кл. т. = 0,5 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т.= 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ССВ-1Г Рег. № 58301-14/ Виртуальный сервер на базе VMware vSphere
2	ЗРУ-10кВ НПС-3 ЛПДС "Каркатеевы", 2 СШ 10кВ, яч.8, Ввод №2	ТЛО-10 Ктт = 1500/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ Ктн = 10000/100 Кл. т. = 0,5 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т.= 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
3	ЗРУ-10кВ НПС-3 ЛПДС "Каркатеевы", 1 СШ 10кВ, яч.21, ВЛ- 10кВ «Дачи»	ТЛО-10 Ктт = 150/5 Кл. т. = 0,2S Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ Ктн = 10000/100 Кл. т. = 0,5 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т.= 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

Номер и наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	Сервер синхронизации времени/ Сервер БД
Примечания 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 2 Допускается замена серверов синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена сервера БД при условии сохранения цифрового идентификатора ПО. 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на АО «Транснефть-Сибирь» порядке, все изменения вносятся в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 4 Кл. т. – класс точности, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока.				

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1,2	Активная Реактивная	$\pm 2,86$ $\pm 4,44$	$\pm 2,93$ $\pm 4,60$
3	Активная Реактивная	$\pm 1,43$ $\pm 2,15$	$\pm 1,55$ $\pm 2,46$
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), (Δ), с		± 5	
Примечания 1 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +17° С до +30° С для ИК №№ 1- 3, при $\cos \varphi=0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ 2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой). 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95			

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +17 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика СЭТ-4ТМ.03М - среднее время восстановления работоспособности, ч ССВ-1Г: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ Т, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности t_v не более, ч	220000 2 22000 2 70000 1,0
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 45 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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:

- параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- Защищённость применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени в:
- счетчиках (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
- о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Сибирь» по НПС-3 ЛПДС «Каркатеевы» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТЛО-10	8
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	3
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Сервер БД	Виртуальный сервер на базе VMware vSphere	1
Паспорт-Формуляр	ИТЦС.2651.86.РД-24.10.ТСИБ-К.АСКУЭ.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Сибирь» по НПС-3 ЛПДС «Каркатеевы», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва. Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 59793-2021 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»

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

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть - Сибирь»

(АО «Транснефть - Сибирь»)

ИНН 7201000726

Юридический адрес: 625027, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Республики, д. 139

Телефон: (3452) 32-27-10

Факс: (3452) 20-25-97

E-mail: info@tmn.transneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Сибирь»

(АО «Транснефть - Сибирь»)

ИНН 7201000726

Адрес: 625027, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Республики, д. 139

Телефон: (3452) 32-27-10

Факс: (3452) 20-25-97

E-mail: info@tmn.transneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

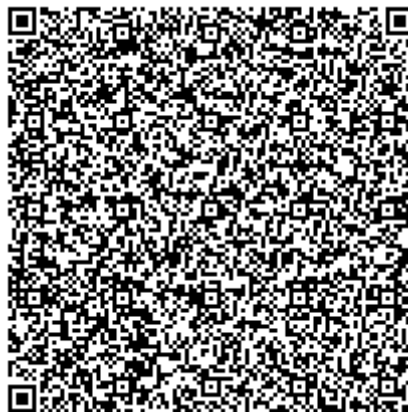
(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312429



Регистрационный № 97787-26

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы цепей векторные B2000/B4000

Назначение средства измерений

Анализаторы цепей векторные B2000/B4000 предназначены для измерения комплексных коэффициентов передачи и отражения многополюсников.

Описание средства измерений

Конструктивно анализаторы цепей векторные B2000/B4000 выполнены в виде моноблока и объединяют в одном корпусе органы управления и отображения результатов измерений, генераторы испытательного и гетеродинного сигналов, аттенюаторы регулировки выходной мощности, коммутаторы (переключатели направления распространения испытательного сигнала), измерительные секции на базе резистивных мостов и (или) направленные ответвители, многоканальный приёмник, блок управления с сигнальным процессором и блок питания. Органы управления состоят из сенсорного дисплея или механической клавиатуры, содержащие управляющий микроконтроллер.

На передней панели корпуса анализаторов цепей векторных B2000/B4000 располагаются: кнопка включения, два разъема USB для подключения устройств ввода информации (клавиатуры, мыши), СВЧ разъемы измерительных портов. На задней панели располагаются: разъемы BNC для аппаратной синхронизации по триггеру, вход внешнего опорного генератора и выход внутреннего опорного генератора, разъемы двухканального встроенного вольтметра, сетевой разъем с клавишей выключения для подключения к сети питания, разъем для подключения внешнего монитора, разъем Ethernet, клемма заземления. В зависимости от комплектации на передней и задней панелях располагаются соединители для прямого доступа к входам измерительных и опорных приемников, расширителей по частоте.

Принцип действия анализаторов цепей векторных B2000/B4000 (далее – анализаторы цепей векторные) основан на выделении падающего, прошедшего через исследуемый многополюсник и отраженного от его входов сигналов, формировании напряжений, пропорциональных этим сигналам с помощью высокостабильного супергетеродинного приёмника, цифровой обработке и индикации измеряемых величин.

К данному типу анализаторов цепей векторных относятся модификации: B2109A, B2209A, B2409A, B4109A, B4209A, B4409A, B4509A, B2120A, B2220A, B2420A, B4120A, B4220A, B4420A, B4520A, B2109M, B2209M, B2409M, B4109M, B4209M, B4409M, B4509M, B2120M, B2220M, B2420M, B4120M, B4220M, B4420M, B4520M, которые отличаются друг от друга диапазонами рабочих частот, количеством измерительных портов, расположенных на передней панели, наличием соединителей для прямого доступа к входам измерительных и опорных приемников, а также наличием соединителей для подключения расширителей по частоте, исполнением меню управления в виде сенсорного или механического, а также массой и габаритными размерами.

Для модификаций анализаторов цепей векторных установлена следующая структура обозначений:

1-я цифра - количество измерительных портов;

2-я цифра - 1 (модификация без перемычек), 2 (модификация с перемычками для доступа к приемникам), 4 (модификация с перемычками для расширителей по частоте), 5 (модификация с перемычками для расширителей по частоте и доступом к приемникам),

3 и 4 цифра - 09 (20) – модификация с верхними границами диапазонов частот 9 ГГц и 20 ГГц соответственно;

буквенное обозначение А и М – исполнение с сенсорным меню управления (А), с механическим меню управления (М).

В анализаторах цепей векторных предусмотрены следующие опции:

- измерение параметров преобразователей (программная опция);
- анализ во временной области (программная опция);
- автоматическое исключение оснастки (программная опция);
- измерение коэффициента шума (программная опция);
- предусилитель для измерения коэффициента шума;
- встроенный 2х-канальный вольтметр постоянного тока.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится методом наклейки на заднюю панель прибора и имеет формат пятизначного цифрового номера.

Общий вид анализаторов цепей векторных приведен на рисунках 1 и 2.

Схема пломбирования от несанкционированного доступа и место нанесения заводского номера представлены на рисунке 3.



Рисунок 1 – Общий вид анализатора цепей векторного с механическим меню управления



Рисунок 2 – Внешний вид анализатора цепей векторного с сенсорным меню управления



Рисунок 3 – Внешний вид задней панели анализаторов цепей векторных с указанием места пломбировки от несанкционированного доступа и нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение S2VNA для двухпортовых модификаций и S4VNA для четырехпортовых модификаций предназначено для управления режимами работы анализаторов цепей векторных. Программное обеспечение реализовано без выделения метрологически значимой части. Влияние программного обеспечения не приводит к выходу метрологических характеристик средства измерений за пределы допускаемых значений.

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	S2VNA, S4VNA
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 24.1.3
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон рабочих частот, МГц, для модификаций: - B2109A, B2109M, B2209A, B2209M, B2409A, B2409M, B4109A, B4109M, B4209A, B4209M, B4409A, B4409M, B4509A, B4509M - B2120A, B2120M, B2220A, B2220M, B2420A, B2420M, B4120A, B4120M, B4220A, B4220M, B4420A, B4420M, B4520A, B4520M	от 0,1 до 9000 от 0,1 до 20000
Пределы допускаемой относительной погрешности установки частоты выходного сигнала:	$\pm 2 \cdot 10^{-6}$
Диапазон установки уровня выходной мощности, дБ (1 мВт), для модификаций: - B2109A, B2109M, B2209A, B2209M, B2409A, B2409M, B4109A, B4109M, B4209A, B4209M, B4409A, B4409M, B4509A, B4509M - B2120A, B2120M, B2220A, B2220M, B2420A, B2420M, B4120A, B4120M, B4220A, B4220M, B4420A, B4420M, B4520A, B4520M	от -60 до +15 от -60 до +10
Пределы допускаемой относительной погрешности установки уровня выходной мощности, дБ	$\pm 1,5$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения уровня входной мощности при $P_{вх} = 0$ дБ (1 мВт), дБ	$\pm 1,5$
Диапазон полос пропускания фильтра ПЧ, Гц	от 1 до $2 \cdot 10^6$
Средний уровень собственного шума приёмников при фильтре промежуточной частоты (ПЧ) 1 Гц, дБ (1 мВт), в диапазоне частот, не более: - B2109A, B2109M, B2209A, B2209M, B2409A, B2409M, B4109A, B4109M, B4209A, B4209M, B4409A, B4409M, B4509A, B4509M: от 100 кГц до 1 МГц включ. св. 1 МГц до 8 ГГц включ. св. 8 ГГц до 9 ГГц - B2120A, B2120M, B2220A, B2220M, B2420A, B2420M, B4120A, B4120M, B4220A, B4220M, B4420A, B4420M, B4520A, B4520M: от 100 кГц до 1 МГц включ. св. 1 МГц до 20 ГГц	-100 -143 -133 -110 -133

Продолжение таблицы 2

1	2
Диапазон измерений модуля коэффициента передачи, $P_{\text{вых}} = 5$ дБ (1 мВт) и фильтре ПЧ 10 Гц в зависимости от частоты, дБ, не менее - В2109А, В2109М, В2209А, В2209М, В2409А, В2409М, В4109А, В4109М, В4209А, В4209М, В4409А, В4409М, В4509А, В4509М: от 100 кГц до 1 МГц включ. св. 1 МГц до 8 ГГц включ. св. 8 ГГц до 9 ГГц - В2120А, В2120М, В2220А, В2220М, В2420А, В2420М, В4120А, В4120М, В4220А, В4220М, В4420А, В4420М, В4520А, В4520М: от 100 кГц до 1 МГц включ. св. 1 МГц до 20 ГГц	от -65 до 0 от -105 до 0 от -100 до 0 от -75 до 0 от -100 до 0
Среднее квадратическое отклонение шумов трассы при измерении $S_{ii} = 0$ дБ при фильтре ПЧ 3 кГц в диапазоне частот, дБ, не более	
- В2109А, В2109М, В2209А, В2209М, В2409А, В2409М, В4109А, В4109М, В4209А, В4209М, В4409А, В4409М, В4509А, В4509М: от 100 кГц до 1 МГц включ. свыше 1 МГц до 9 ГГц - В2120А, В2120М, В2220А, В2220М, В2420А, В2420М, В4120А, В4120М, В4220А, В4220М, В4420А, В4420М, В4520А, В4520М: от 100 кГц до 1 МГц включ. свыше 1 МГц до 20 ГГц	0,005 0,001 0,020 0,001
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений модуля коэффициента отражения ΔS_{ii} в диапазоне от 0 до 1^{1),2),3)}, отн. ед.	$\pm(0,017+0,004 \cdot S_{ii} + 0,016 S_{ii} ^2)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента отражения в диапазоне от 0,017 до 1, градус	$\pm[1,0+57 \cdot \arcsin(\Delta S_{ii} / S_{ii})]$
Нелинейность приемников L на частоте 1 ГГц при уровне мощности на приемнике в диапазоне от – 60 до 5 дБ (1 мВт), дБ	$\pm 0,08$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений модуля коэффициента передачи из-за трекинга передачи Т по МИ 3411-2013, дБ	$\pm 0,09$
Среднее квадратическое отклонение шумов трассы (σ) при измерении S_{ji} при фильтре ПЧ 10 Гц в зависимости от частоты и коэффициента передачи, дБ, не более	см. таблицу 3
Пределы допускаемой суммарной абсолютной погрешности ΔS_{ji} измерений модуля коэффициента передачи в зависимости от диапазона частот и значений коэффициентов передачи, дБ^{4),5)}	см. таблицу 4

Продолжение таблицы 2

1	2
Пределы допускаемой суммарной абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента передачи, градус	$\pm(0,5+57 \cdot \arcsin(\Delta S_{ji} /8,6))$
Примечания: 1) Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента отражения нормированы для измерения коэффициентов отражения двухполюсников или многополюсников с бесконечным ослаблением при фильтре ПЧ не более 100 Гц. 2) При изменении температуры не более, чем ± 1 °С после калибровки по набору мер (полиномиальная модель) или автоматическому калибровочному модулю (табличные данные). 3) В формуле приняты следующие обозначения: S_{ii} – действительный (или измеренный) модуль коэффициента отражения исследуемого устройства (далее - ИУ) в линейном масштабе; 4) Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента передачи нормированы для измерения коэффициентов передачи согласованных многополюсников при $R_{вых} = 5$ дБ (1 мВт) и фильтре ПЧ 10 Гц. 5) Суммарная погрешность ΔS_{ji} определяется по формуле ($\Delta S_{ji} = L+T+2 \cdot \sigma$).	

Таблица 3 – Среднее квадратическое отклонение шумов трассы (σ) при измерении S_{ji} при фильтре ПЧ 10 Гц в зависимости от частоты и коэффициента передачи, дБ, не более

Для модификаций В2109А, В2109М, В2209А, В2209М, В2409А, В2409М, В4109А, В4109М, В4209А, В4209М, В4409А, В4409М, В4509А, В4509М				
	Диапазон частот, Гц			σ, дБ, не более
	от 1·10 ⁵ до 1·10 ⁶ включ.	св. 1·10 ⁶ до 8·10 ⁹ включ.	св. 8·10 ⁹ до 9·10 ⁹	
Диапазон измерений <i>S_{ji}</i> , дБ	от -65 до -45 включ.	от -105 до -85 включ.	от -100 до -80 включ.	0,5
	св. -45 до -25 включ.	св. -85 до -65 включ.	св. -80 до -60 включ.	0,05
	св. -25 до 0	св. -65 до 0	св. -60 до 0	0,005
Для модификаций В2120А, В2120М, В2220А, В2220М, В2420А, В2420М, В4120А, В4120М, В4220А, В4220М, В4420А, В4420М, В4520А, В4520М				
	Диапазон частот, Гц			σ, дБ, не более
	от 1·10 ⁵ до 1·10 ⁶ включ.	св. 1·10 ⁶ до 2·10 ¹⁰		
Диапазон измерений <i>S_{ji}</i> , дБ	от -75 до -55 включ.	от -100 до -80 включ.		0,5
	св. -55 до -35 включ.	св. -80 до -60 включ.		0,05
	св. -35 до 0	св. -60 до 0		0,005

Таблица 4 – Пределы допускаемой суммарной абсолютной погрешности (ΔS_{ji}) измерений модуля коэффициента передачи в зависимости от диапазона частот и значений коэффициентов передачи, дБ

Для модификаций В2109А, В2109М, В2209А, В2209М, В2409А, В2409М, В4109А, В4109М, В4209А, В4209М, В4409А, В4409М, В4509А, В4509М				
	Диапазон частот, Гц			ΔS_{ji} , дБ
	от $1 \cdot 10^5$ до $1 \cdot 10^6$ включ.	св. $1 \cdot 10^6$ до $8 \cdot 10^9$ включ.	св. $8 \cdot 10^9$ до $9 \cdot 10^9$	
Диапазон измерений S_{ji} , дБ	от -65 до -45 включ.	от -105 до -85 включ.	от -100 до -80 включ.	$\pm 1,17$
	св. -45 до -25 включ.	св. -85 до -65 включ.	св. -80 до -60 включ.	$\pm 0,27$
	св. -25 до 0	св. -65 до 0	св. -60 до 0	$\pm 0,18$
Для модификаций В2120А, В2120М, В2220А, В2220М, В2420А, В2420М, В4120А, В4120М, В4220А, В4220М, В4420А, В4420М, В4520А, В4520М				
	Диапазон частот, Гц			ΔS_{ji} , дБ
	от $1 \cdot 10^5$ до $1 \cdot 10^6$ включ.		св. $1 \cdot 10^6$ до $2 \cdot 10^{10}$ включ.	
Диапазон измерений S_{ji} , дБ	от -75 до -55 включ.		от -100 до -80 включ.	$\pm 1,17$
	св. -55 до -35 включ.		св. -80 до -60 включ.	$\pm 0,27$
	св. -35 до 0		св. -60 до 0	$\pm 0,18$

Таблица 5 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина $\times$ ширина $\times$ высота), мм, не более, для модификаций: - В2109А, В2109М, В2209А, В2209М, В2409А, В2409М, В2120А, В2120М, В2220А, В2220М, В2420А, В2420М, В4109А, В4109М, В4209А, В4209М, В4409А, В4409М, В4509А, В4509М - В4120А, В4120М, В4220А, В4220М, В4420А, В4420М, В4520А, В4520М	380 $\times$ 485 $\times$ 340 597 $\times$ 485 $\times$ 350
Масса, кг, не более	30
Параметры электрического питания - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 198 до 242 50
Время прогрева, мин	30
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность воздуха при температуре 22 °С, %, – атмосферное давление, кПа (мм.рт.ст.)	от + 18 до + 28 от 30 до 80 от 86,0 до 106 (от 645 до 795)

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор цепей векторный В2000/В4000 (модификация определяется при заказе)	ПАВУ.411259.001	1 шт.
Автоматический калибровочный модуль	АСМ2509 (-011/-012)	1 компл.*
Автоматический калибровочный модуль	АСМ2520(-111/-112)	1 компл.*
Набор калибровочных мер	6550F09	1 компл.*
Набор калибровочных мер	6650F27	1 компл.*
Кабель измерительный СВЧ	-	1 шт.*
Кабель питания	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ПАВУ.411259.001РЭ	1 экз.
Формуляр	ПАВУ.411259.001ФО	1 экз.
* По отдельному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации ПАВУ.411259.001РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 16 августа 2023 г. № 1678 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений волнового сопротивления, комплексных коэффициентов отражения и передачи в коаксиальных волноводах в диапазоне частот от 0 до 67 ГГц»

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

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3461 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц»

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3383 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений ослабления напряжения постоянного тока и электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 20 Гц до 178,4 ГГц»

МИ 3411-2013 ГСИ. Анализаторы, цепей векторные. Методика определения метрологических характеристик

Технические условия ПАВУ.411259.001ТУ. Анализаторы цепей векторные В2000/ В4000

Правообладатель

Акционерное общество «Научно-технический центр промышленных технологий и аэронавигационных систем»

(АО «НТЦ Промтехаэро»)

ИНН 7709827690

Юридический адрес: 105120, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Басманный, пр-д Сыромятнинский, д. 6, к. 1

Телефон: +7 (495) 647-01-66

E-mail: info@promtehaero.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Научно-технический центр промышленных технологий и аэронавигационных систем»

(АО «НТЦ Промтехаэро»)

ИНН 7709827690

Адрес: 105120, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Басманный, пр-д Сыромятнический, д. 6, к. 1

Телефон: +7 (495) 647-01-66

E-mail: info@promtehaero.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии - Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ –Ростест»)

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

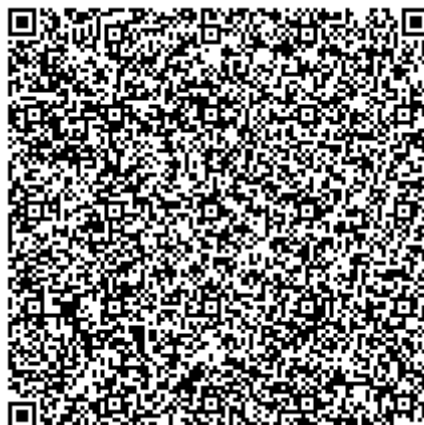
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639



Регистрационный № 97803-26

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Эхолоты гидрографические EFT

Назначение средства измерений

Эхолоты гидрографические EFT (далее – эхолоты) предназначены для измерений глубин и выполнения промерных работ на внутренних водоемах и на шельфе

Описание средства измерений

Принцип действия эхолотов основан на ультразвуковой эхолокации водных акваторий и приема отраженных волн.

Конструктивно эхолот состоит из: электронного блока с функциями микропроцессорного вычислительного, запоминающего и регистрирующего устройства и излучателя с функциями акустического зондирования.

Излучатель эхолота состоит из пьезоэлектрического преобразователя и соединительного кабеля, заканчивающегося разъемом. Пьезокерамика преобразователя установлена в герметичном корпусе, имеет полиуретановое покрытие, через которое излучаются и принимаются ультразвуковые сигналы.

Эхолоты выпускаются в следующих модификациях: ES1, ES1 Lite, отличающихся вариантом исполнения и конструкцией трансдюсеров, принцип действия и программное обеспечение идентичны.

Эхолоты в зависимости от модификации работают как в автономном режиме (ES1), так и под управлением программного обеспечения, установленного на ПК (ES1 Lite).

Глубина от поверхности воды определяется эхолотом с учетом вводимой оператором величины заглубления рабочей поверхности излучателя. Программное обеспечение позволяет вводить значение скорости звука в воде. Данные о глубине в цифровом виде отображаются на экране электронного блока эхолота (ES1) или передаются в ПК или на другие внешние устройства (ES1 Lite).

Общий вид составных частей эхолотов представлены на рисунках 1 - 7.

Нанесение знака поверки на эхолот не предусмотрено.

Место нанесения
идентификационных данных



Рисунок 1 – Электронный блок ES1 Lite



Рисунок 2 – Электронный блок ES1



Рисунок 3 – блок питания 220 В ES1



Рисунок 4 – Кабель питания
(крокодилы) ES1



Рисунок 5 – кабель питания ES1 Lite



Рисунок 6 – Трансдюсер ES1



Рисунок 7 – Трансдюсер ES1 Lite

Программное обеспечение

Программное обеспечение представлено технологической программой «EFT Hydro».

Программа EFT Hydro - это программные пакеты для взаимодействия и настройки эхолотов EFT, в дополнение к возможностям взаимодействия и настройки, имеет встроенные обширные инструменты построения графиков и анализа данных.

Программа-клиент «EFT Hydro» является технологической и не является метрологически значимой.

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при их нормировании. В таблице 1 приведены идентификационные данные программного обеспечения.

Эхолоты также оснащены встроенным внутренним программным обеспечением (прошивками). ПО прошивок полностью является метрологически значимым, обеспечивает сбор и предварительную обработку данных эхолота. Встроенное ПО не идентифицируется.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	EFT Hydro
Номер версии (идентификационный номер ПО)	версия EFT Hydro 2.0.2 и выше
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	не идентифицируется

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальная измеряемая глубина, м, не более *	200
Минимальная измеряемая глубина, м, не менее	0,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений глубины, м, не более **	$\pm(0,01 + 0,001 \cdot L)$ ***
* - Максимальная измеряемая глубина обеспечивается при следующих условиях: - аномалия распространения звука – 0 дБ; - коэффициент обратного рассеяния от дна – не менее минус 20 дБ. ** - Погрешность определения глубины задана для углов вблизи оси трансдюсера и не учитывает погрешность, вызванную изменением ориентации и положения антенны и профиля скорости звука. *** - L – измеренная глубина, м.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций эхолотов	
	EFT ES1	EFT ES1 Lite
Рабочая частота, кГц	200 ± 5	
Ширина диаграммы направленности трансдюсера, по уровню минус 3дБ, градус, не более	5	
Масса, кг, не более		
Электронный блок;	5,8	0,93
Трансдюсер	2	1,7
Габаритные размеры электронного блока, мм, не более		
- длина	440	140
- ширина	320	130
- высота	110	40
Габаритные размеры трансдюсера, мм, не более		
- длина	250	120
- ширина	123	120
- высота	200	200
Рабочая среда	Морская и пресная вода	
Рабочие условия применения:		
Температура рабочей среды, °С	от -10 до +40	
Температура окружающего воздуха, °С	от -10 до +55	
Параметры питающей сети постоянного тока:		
- напряжение, В	от 10 до 30	

Наименование характеристики	Значение для модификаций эхолотов	
	EFT ES1	EFT ES1 Lite
Параметры питающей сети переменного тока: * - напряжение, В - частота, Гц	от 198 до 242 от 49,5 до 50,5	
* - От блока питания из комплекта поставки		

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность эхолота ES1

Наименование	Обозначение	Количество
1 Электронный блок	EFT ES1	1 шт.
2 Трансдюсер с кабелем питания/данных		1 шт.
3 Предустановленное программное обеспечение	EFT Hydro	1 шт.
4 Мышь компьютерная беспроводная		1 шт.
5 Клавиатура		1 шт.
6 Кабель питания от аккумулятора (крокодилы)		1 шт.
7 Блок питания 220 В		1 шт.
8 Кабель данных		1 шт.
9 Удлинитель кабеля данных		1 шт.
10 Руководство по эксплуатации		1 шт.
11 Паспорт		1 шт.
12 Кейс		1 шт.

Таблица 5 – Комплектность эхолота ES1 Lite

Наименование	Обозначение	Количество
1 Электронный блок	ES1 Lite	1 шт.
2 Трансдюсер с кабелем питания/данных		1 шт.
3 Кабель питания		1 шт.
4 Кабель LAN		1 шт.
5 Программное обеспечение (ПО) на USB-флеш-накопителе	EFT Hydro	1 шт.
6 Ключ для ПО EFT Hydro на USB-флеш-накопителе		1 шт.
7 Руководство по эксплуатации		1 шт.
8 Паспорт		1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах «Руководство по эксплуатации. Эхолоты гидрографические EFT» (раздел 5 «Настройки в ПО «EFT Hydro»).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

«Локальная поверочная схема для средств измерений длины ультразвуковой эхолокации», утвержденная главным метрологом ФГУП «ВНИИФТРИ» 04.04.2025 г.

Правообладатель

Hi-Target Surveying Instrument Co., Ltd., Китай
Адрес: 10th Floor, Chuangxin Building, Tian'An HQ Center, No.555, North Panyu Road,
Panyu 511400, Guangzhou, China

Изготовитель

Hi-Target Surveying Instrument Co., Ltd., Китай
Адрес: 10th Floor, Chuangxin Building, Tian'An HQ Center, No.555, North Panyu Road,
Panyu 511400, Guangzhou, China

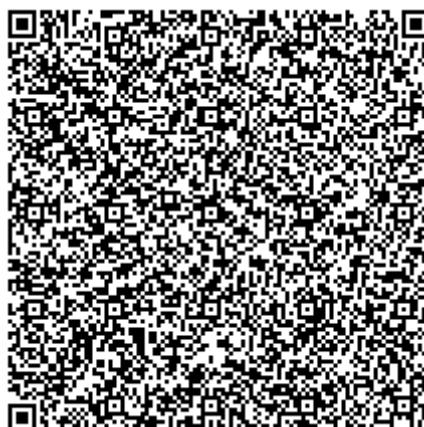
Испытательный центр

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

Адрес юридического лица: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево,
промзона ФГУП ВНИИФТРИ, к. 11

Адрес места осуществления деятельности: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск,
рп. Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ, к. 11

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30002-13



Регистрационный № 97804-26

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы лабораторные аэродромно-дорожные передвижные AeroScan3D

Назначение средства измерений

Комплексы лабораторные аэродромно-дорожные передвижные AeroScan3D (далее – комплексы) предназначены для измерений приращений координат с целью контроля геометрических и транспортно-эксплуатационных характеристик аэродромных искусственных взлетно-посадочных полос и автодорог.

Описание средства измерений

Комплексы представляет собой многоканальное измерительно-вычислительное устройство на базе персонального компьютера. Комплекс имеет модульную конструкцию, включающую в себя измерительный и вычислительный блоки, а также периферийные коммутационные устройства.

Измерительный блок представляет собой конструкцию, в которой объединены следующие элементы (измерительные датчики): система лазерного сканирования, ГНСС аппаратура с инерциальной системой. Для раскрашивания данных сканирования в естественные цвета и получения фотографий объектов, комплекс может оснащаться фотокамерами высокого разрешения и/или панорамной фотокамерой.

Основным элементом является система лазерного сканирования, принцип действия которой заключается в определении пространственного положения точек окружающих объектов по данным лазерного сканирования полярным методом измерения координат и построении цифровой модели местности и окружающих объектов в виде облака точек, имеющих трёхмерные координаты в заданной системе. Между любыми из определённых точек, или построенных на их основании поверхностей, можно провести геометрические измерения. Система лазерного сканирования работает в составе комплекса с остальными датчиками, что позволяет проводить измерения с заявленной точностью. Измерительный блок устанавливается на специальную платформу, закрепляемую на кузове транспортного средства.

ГНСС аппаратура представляет собой спутниковую геодезическую аппаратуру с навигационным модулем и GSM/УКВ модемом для получения дифференциальных поправок. Данная аппаратура предназначена для привязки облака точек к используемой системе координат и контроля навигации комплекса по запланированному маршруту.

Вычислительный блок включает в себя персональный компьютер с установленным специализированным программным обеспечением, монитор, электронный планшет, коммутатор, роутер и средство хранения данных. Данный блок предназначен для получения, коммутирования и обработки измерительной информации с датчиков, управляет настройками и контролирует работу комплекса. Управление осуществляется непосредственно с персонального компьютера или электронного планшета.

Комплекс устанавливается на автотранспортное средство и в автоматическом режиме, в процессе движения и во время остановок, позволяет выполнять измерения и формировать банк

данных геометрических характеристик аэродромных искусственных взлетно-посадочных полос и автодорог.

Для работы комплекса необходимо получение дифференциальных поправок от референсной (базовой) станции.

Электропитание комплекса осуществляется от внешнего источника питания – бортовой сети автомобиля. Комплекс может оснащаться источником бесперебойного питания.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на маркировочную наклейку, расположенную на платформе для установки комплекса на транспортное средство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Пломбирование средств измерений от несанкционированного доступа не производится. В процессе эксплуатации средство измерений не предусматривает внешних механических регулировок.

Общий вид средства измерений представлен на рисунке 1.



а)

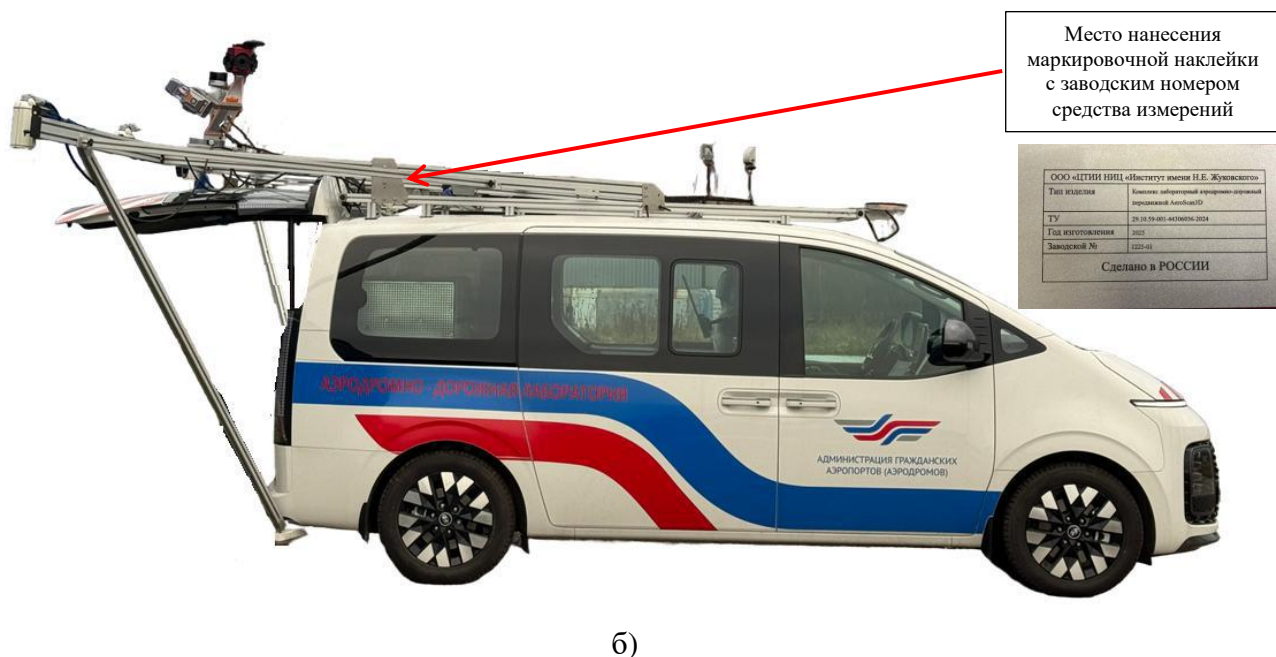


Рисунок 1 – Комплексы лабораторные аэродромно-дорожные передвижные AeroScan3D:
а) общий вид измерительного блока; б) общий вид комплекса, установленного на транспортное средство и место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Комплексы работают под управлением метрологически значимого специализированного программного комплекса «Передвижная измерительная лаборатория», которое предназначено для установки на бортовой вычислительный блок и рабочие станции с операционной системой Microsoft Windows. Программный комплекс представляет собой единую программно-аппаратную платформу, состоящую из четырех основных взаимосвязанных модулей, выполняющих следующие функции:

- «Базовое ПО передвижного комплекса измерительной аэродромно-дорожной лаборатории» – обеспечивает централизованное управление всеми измерительными каналами комплекса, сбор и первичное хранение данных в процессе обследования.
- «ПО Навигации передвижного комплекса измерительной аэродромно-дорожной лаборатории» – предназначено для отслеживания движения комплекса по маршруту в реальном времени, контроля полноты покрытия съемки и оперативного планирования работ.
- «ПО Постобработки передвижного комплекса измерительной аэродромно-дорожной лаборатории» – выполняет комплексную обработку данных, собранных измерительным оборудованием комплекса, для оценки состояния покрытий и построения точных трехмерных моделей аэродромной инфраструктуры.
- «ПО Калибровки передвижного комплекса измерительной аэродромно-дорожной лаборатории» – обеспечивает взаимную калибровку камер регистрации ИВПП и лидара в системе сканирования взлетно-посадочных полос, а также создание и корректировку калибровочных файлов для системы сбора данных.

Защита Программного комплекса реализована средствами управления доступом (учетные записи с ролевой моделью и парольная аутентификация). Защита программного обеспечения и измеренных данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование характеристики	Значения			
Идентификационное наименование ПО	Базовое ПО	ПО Навигации	ПО Калибровки	ПО Постобработки
	передвижного комплекса измерительной аэродромно-дорожной лаборатории			
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже			
	1.0.4.0	1.0.9480.16693	1.6.9480.16446	1.0.2.0
Цифровой идентификатор ПО	—	—	—	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений приращений координат, м	от 1,5 до 200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений приращений координат в условной системе координат по каждой из осей координат по полученным в процессе движения облакам точек при использовании дифференциального метода привязки траектории движения*, мм	±25
* При удалении от референсной станции не более 10000 м	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих температур, °С	от -10 до +40
Напряжение питания от источника переменного тока, В	от 12 до 14
Габаритные размеры платформы для крепления оборудования устанавливаемого на автомобиль в транспортном положении (Длина×Ширина×Высота), мм, не более:	2800×1300×300
Габаритные размеры платформы для крепления оборудования, устанавливаемого на автомобиль в эксплуатационном состоянии (Длина×Ширина×Высота), мм, не более:	2800×6000×500
Масса оборудования, устанавливаемого в автомобиль, кг, не более:	120

Таблица 4 – Показатели надёжности

Наименование характеристики	Значение
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее	20000
Средний полный срок службы, лет, не менее	5

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс лабораторный аэродромно-дорожный передвижной в составе:	AeroScan3D	1 шт.
Измерительный блок	AlphaUni 20 PrinCe i90 IMU	1 шт.
- система лазерного сканирования		1 шт.
- ГНСС аппаратура с инерциальной системой		
Вычислительный блок	—	1 шт.
- персональный компьютер		2 шт.
- монитор		1 шт.
- электронный планшет		1 шт.
- коммутатор		1 шт.
- роутер		1 шт.
- средство хранения данных		1 шт.
Датчик пройденного пути	—	1 шт.
Панорамная камера	AlphaPano AP7	По заказу
Цифровые камеры высокого разрешения	—	По заказу
Референсная станция	—	По заказу
Ключ ПО	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах: 4 «Подготовка и включение», 5 «Работа с программным обеспечением» документа «Комплексы лабораторные аэродромно-дорожные передвижные AeroScan3D. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ-29.10.59-001-44306036-2024 Комплексы лабораторные аэродромно-дорожные передвижные AeroScan3D. Технические условия

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр технологий искусственного интеллекта «Национального исследовательского центра «Институт имени Н.Е. Жуковского» (ООО «ЦТИИ НИЦ «Институт имени Н.Е. Жуковского»)
ИНН 7714460454
Адрес юридического лица: 125167, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Хорошевский, ул. Викторенко д.7 к.10. ком. 3
Телефон +7 (985) 764-65-41
E-mail: info@ctii-nrc.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр технологий искусственного интеллекта «Национального исследовательского центра «Институт имени Н.Е. Жуковского» (ООО «ЦТИИ НИЦ «Институт имени Н.Е. Жуковского»)
ИНН 7714460454
Адрес: 125167, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Хорошевский, ул. Викторенко д.7 к.10. ком. 3

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Адрес юридического лица: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1,
помещ. 263

Адрес осуществления деятельности: 142300, Московская обл., г. Чехов,
ш. Симферопольское, д. 2

Телефон: +7 (495) 108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц RA.RU. 314164

