

Регистрационный № 98195-26

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики температуры SBWZ-4/WZGPK-73SGH

Назначение средства измерений

Датчики температуры SBWZ-4/WZGPK-73SGH (далее – датчики) предназначены для измерений температуры различных сред.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на явлении изменения электрического сопротивления чувствительного элемента от температуры измеряемой среды, с последующим преобразованием изменения электрического сопротивления в электрический непрерывный выходной сигнал силы постоянного тока от 4 до 20 мА, пропорциональный измеренной температуре.

Конструктивно датчики состоят из платинового чувствительного элемента, помещенного в тонкостенную металлическую трубку с минеральной изоляцией внутренних выводов и коммутационной головки в защитном корпусе.

Датчики выпущены в модификации SBWZ-4/WZGPK-73SGH.

К датчикам данного типа относятся датчики с серийными №№: 234C059-01/1-13/001, 234C059-01/1-13/002, 234C059-01/1-13/003, 234C059-01/1-13/005, 234C059-01/1-13/007, 234C059-01/1-13/008, 234C059-01/1-13/009, 234C059-01/1-13/010, 234C059-01/1-13/011, 234C059-01/1-13/012, 234C059-01/1-13/013.

Серийный номер нанесен на маркировочную наклейку, выполненную из полихлорвиниловой плёнки, методом струйной печати в виде буквенно-цифрового кода. Маркировочная наклейка нанесена на защитный корпус коммутационной головки датчика.

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



Рисунок 1 – Общий вид датчиков с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения серийного номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °С	от -50 до +200
Диапазон выходного сигнала, мА	от 4 до 20
Условное обозначение номинальной статистической характеристики преобразования (НСХ) сенсора чувствительного элемента по ГОСТ 6651-2009	Pt100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	$\pm(0,6 + 0,005 \cdot t)$
Примечание: t – измеренное значение температуры, °С	

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания:	
– номинальное напряжение постоянного тока, В	24
Габаритные размеры защитного корпуса (высота×ширина), мм, не более	150×150
Длина погружаемой части, мм, не более	200
Масса, кг, не более	1,0

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °C	от -25 до +60
– относительная влажность, при температуре +25 °C, %	до 80
Электрическое сопротивление изоляции, МОм, не менее:	
– при температуре от +20 до +30 °C	100
– при температуре +200 °C	20
Маркировка взрывозащиты	1Ex db IIC T6...T1 Gb

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом и на маркировочную наклейку любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик температуры	SBWZ-4/WZGPK-73SGH	11 шт.
Паспорт	-	11 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Устройство и принцип действия» документа «Датчики температуры SBWZ-4/WZGPK-73SGH. Паспорт».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 января 2026 года № 147 «Об утверждении Государственного первичного эталона единицы температуры - кельвина в диапазоне от 0,3 до 273,16 К и Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры».

Правообладатель

Chongqing Chuanyi Instrument No.17 Factory Co., Ltd, Китай
Адрес: Chuanyi Industrial Park, No. 879, Caihe Road, Caijiagang Town, Beibei District, Chongqing, Китай

Изготовитель

Chongqing Chuanyi Instrument No.17 Factory Co., Ltd, Китай
Адрес: Chuanyi Industrial Park, No. 879, Caihe Road, Caijiagang Town, Beibei District, Chongqing, Китай

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./пом. 1/1, ком. 14-17

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

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

Регистрационный № 98196-26

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТД «Брянский картон»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТД «Брянский картон» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), который включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчик активной и реактивной электроэнергии (счетчик), 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 сервер баз данных (БД), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000» и каналобразующую аппаратуру.

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 счетчика посредством каналобразующей аппаратуры поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем, втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием электронной подписи по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчика, часы сервера БД и УССВ.

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

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

Сравнение шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера БД осуществляется автоматически с периодичностью 1 раз в сутки. При расхождении шкал времени счетчика и сервера БД, равном или более 2 с, проводится коррекция шкалы времени счетчика.

Журнал событий счетчика электроэнергии отражает: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции или величиной коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Журнал событий сервера БД отражает: 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.

Маркировка заводского номера АИИС КУЭ (№ 1460) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

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».

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.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
1	РП-27 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф-614	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16

Примечания:

1. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
2. Допускается замена ТТ, ТН, счетчика и УССВ 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.
3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %	Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU), с
1	Активная Реактивная	1,1 2,6	3,1 5,6	± 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. Границы погрешности результатов измерений приведены
 - при $\cos \varphi = 0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{\text{ном}}$ для нормальных условий;
 - при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{\text{ном}}$ для рабочих условий,
 при температуре окружающего воздуха в местах расположения счетчиков от -40°C до $+60^\circ\text{C}$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	1
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$	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 $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, $^\circ\text{C}$ - счетчика электроэнергии, $^\circ\text{C}$ - сервера, $^\circ\text{C}$ - УССВ, $^\circ\text{C}$	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -45 до $+40$ от -40 до $+60$ от $+10$ до $+30$ от $+10$ до $+30$
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчик: – 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 Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 45000 2 70000 1

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Глубина хранения информации:	
Счетчик:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	114
– при отключении питания, год, не менее	40
Сервер:	
– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

Регистрация событий:

– в журнале событий счетчика:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

– в журнале событий сервера:

– изменения значений результатов измерений;

– изменения коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов;

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счетчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– сервера;

– защита информации на программном уровне:

– результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);

– установка пароля на счетчик;

– установка пароля на сервер ИВК.

Возможность коррекции времени в:

– счетчиках (функция автоматизирована);

– сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о состоянии средств измерений;

– 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 типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1
Паспорт-формуляр	ГРИНН.411711.АИИС.1460 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) ООО «ТД «Брянский картон», 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 «ГРИНН энергосбыт»

(ООО «ГРИНН энергосбыт»)

ИНН 4632116134

Юридический адрес: 241050, Брянская обл., г. Брянск, ул. Фокина, д. 121, офис 205

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ГРИНН энергосбыт»

(ООО «ГРИНН энергосбыт»)

ИНН 4632116134

Адрес: 241050, Брянская обл., г. Брянск, ул. Фокина, д. 121, офис 205

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации»

(ООО «ПИКА»)

ИНН 3328009874

Адрес: 600016, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81, каб. 307

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709

Регистрационный № 98197-26

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-30000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-30000 (далее – резервуар) предназначен для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной вертикальный цилиндрический, номинальной вместимостью 30000 м³.

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуар представляет собой наземный вертикально расположенный стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки, днища и понтона.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуара.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара.

Резервуар РВСП-30000 с заводским номером 33 расположен на территории НПС «Калейкино» по адресу: Республика Татарстан, Альметьевский район.

Общий вид резервуара РВСП-30000 представлен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВСП-30000 № 33

Пломбирование резервуара РВСП-30000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	30000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,10

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С Атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСП-30000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 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

Ромашкинское районное нефтепроводное управление филиал Акционерного общества «Транснефть – Прикамье»

(РРНУ филиал АО «Транснефть – Прикамье»)

ИНН 1645000340

Юридический адрес: 420081, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Патриса Лумумбы, д. 20, корпус 1

Телефон/факс: +7 (85595) 3-58-47/ (85595) 3-58-70

Изготовитель

Ромашкинское районное нефтепроводное управление филиал Акционерного общества «Транснефть – Прикамье»

(РРНУ филиал АО «Транснефть – Прикамье»)

ИНН 1645000340

Адрес места осуществления деятельности: 423250, Республика Татарстан, г. Лениногорск, ул. Ленинградская, д. 57

Юридический адрес: 420081, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Патриса Лумумбы, д. 20, корпус 1

Телефон/факс: +7 (85595) 3-58-47/ (85595) 3-58-70

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ»

(ООО «МетроКонТ»)

Адрес места осуществления деятельности: 420036, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тэцевская, д. 46, пом. 1011

Юридический адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9196969693

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312640

Регистрационный № 98198-26

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1530
ПСП «Ангара»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1530 ПСП «Ангара» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти, с применением турбинных преобразователей расхода (далее – ТПР) и преобразователей плотности, температуры и давления, выходные сигналы которых поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму. Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

СИКН представляет собой единый 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 фильтров, блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока стационарной трубопоршневой поверочной установки, узла подключения передвижной поверочной установки (далее – ПУ), эталонной ПУ (в блочном здании СИКН), узла регулирования давления и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов, трех рабочих измерительных линий (далее – 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: комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 (основное и резервное) (далее – ИВК), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; два автоматизированных рабочих места оператора на базе ПО ПК «Cropos 2.0» (основное и резервное) (далее – АРМ оператора), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (далее – КМХ) ПР по передвижной ПУ.

В состав СИКН входят средства измерений, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Средства измерений

Наименование средств измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода турбинные НТМ	79393-20
Преобразователи плотности и вязкости FVM (далее – ПВз)	62129-15
Преобразователи плотности и расхода CDM (далее – ПП)	63515-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-2п (далее – ПВл)	77816-20
Датчики давления Агат-100МТ	74779-19
Датчики давления ЭМИС-БАР	72888-18
Датчики температуры ТСПТ Ех	75208-19
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07	75139-19

В состав СИКН входят СИ давления и температуры показывающие, СИ массового расхода жидкости (контроль изокINETичности расхода в БИК), применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного расхода нефти в рабочем диапазоне ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- автоматическое измерений массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа), плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$), вязкости ($\text{мм}^2/\text{с}$) и объемной доли воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверка и контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) ТПР с применением поверочной установки на месте эксплуатации;
- КМХ рабочих ТПР с применением контрольно-резервного ТПР, применяемого в качестве контрольного;
- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль технологических параметров нефти в СИКН, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, актов приема-сдачи, паспортов качества, графических трендов, протоколов событий, журналов регистрации показаний средств измерений СИКН, протоколов КМХ средств измерений, входящих в СИКН;
- проведение КМХ ПП, ПВл, ПВз на месте эксплуатации без прекращения процесса измерений;
- защита информации от несанкционированного доступа.

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, методик поверки или МИ 3002-2006 (в случае отсутствия требований в описании типа СИ).

Общий вид СИКН приведен на рисунке 1.

Заводской номер 231 СИКН нанесен на информационную табличку, представленную на рисунке 2, закрепленную на блок-здании СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН



Рисунок 2 – Информационная табличка СИКН

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
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3380_Metrology.so
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1
Цифровой идентификатор ПО	b2504193eba21c4aed5af5734b6f5696
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	KMXPRPR_Metrology.so
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1
Цифровой идентификатор ПО	7bcc85ecc3e8be890856441165993eac
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	KMXPP_Metrology.so
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1
Цифровой идентификатор ПО	3105b2bc4ede48955ddf63d606136df8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	KMXSI_Metrology.so
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1
Цифровой идентификатор ПО	2bc911ac8b0fc4139c033fac27d022b3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	Docs_Metrology.so
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1
Цифровой идентификатор ПО	8d6d6324f0e17b0bbad8dd29b28e9edc
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя.

Уровень защиты ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует «высокому» 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 через СИКН*, т/ч (м³/ч)	от 20 (23,26) до 300 (375)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* - указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

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

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – плотность, кг/м ³ – плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м ³ , не более – давление в СИКН, МПа: – минимальное допускаемое – максимальное допускаемое – расчетное – вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт) – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая доля парафинов, % не более – массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более – массовая доля серы, % не более – массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более – давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более – содержание свободного газа, %	от +5 до +20 от 800 до 860 860 0,4 1,0 1,6 от 4,5 до 45 0,5 100 0,05 1,45 20 0,6 40 66,7 (500) не допускается
Количество ИЛ, шт.	4 (3 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное 220±22, однофазное 50±0,4
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха, %	от -59 до +35 до 100 при +25°С
Режим работы СИКН	непрерывный, автоматизированный
Суммарные потери давления в СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: - в рабочем режиме - в режиме поверки и КМХ	0,2 0,4

Т а б л и ц а 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	25

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 № 1530 ПСП «Ангара»	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 1416-2025 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1530 ПСП «Ангара», ФР.1.29.2025.52721.

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

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Ангара»
(ООО «Газпромнефть-Ангара»)

Юридический адрес: 625048, Тюменская область, г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8Б, помещ. 16, кабинет 2014
ИНН 8905034804

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»
(АО «Нефтеавтоматика»)

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

ИНН 0278005403

Телефон: +7(347)292-79-10, 292-79-11, 279-88-99, 8-800-700-78-68

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 № 98199-26

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Назаровская ГРЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Назаровская ГРЭС» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

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

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа ЭНКС-2, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер АИИС КУЭ, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и накопление измерительной информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность получать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Передача информации от сервера АИИС КУЭ или АРМ коммерческому оператору с электронной подписью субъекта ОРЭМ, системному оператору 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 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). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы национального координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой национального координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемников.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ более $\pm 0,1$ с (программируемый параметр) производится синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При наличии расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ ± 1 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 корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус серверного шкафа в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Назаровская ГРЭС».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Наименование программного модуля ПО	libpso_metr.so
Цифровой идентификатор ПО	01E3EAE897F3CE5AA58FF2EA6B948061
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	Назаровская ГРЭС, ТГ-1	ТШЛ-20-1 8000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 21255-08	ЗНОЛ (18000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Кл. т. 0,2 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
2	Назаровская ГРЭС, ТГ-2	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 78361-20	ЗНОМ-15 (18000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Кл. т. 0,5 Рег. № 78128-20	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
3	Назаровская ГРЭС, ТГ-3	ТШЛ 8000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 64182-16	ЗНОЛ (18000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Кл. т. 0,2 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
4	Назаровская ГРЭС, ТГ-4	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63 Рег. № 78361-20	ЗНОМ-15 (18000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Кл. т. 0,5 Рег. № 78128-20	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
5	Назаровская ГРЭС, ТГ-5	ТШЛ-20-1 8000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 21255-08	ЗНОЛ (18000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Кл. т. 0,2 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	Назаровская ГРЭС, ТГ-6	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 78361-20	ЗНОМ-15 (18000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 78128-20	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
7	Назаровская ГРЭС, ТГ-7	ТШЛ-20-1 18000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 21255-08	НИОЛ-СТ (20000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,2 Рег. № 58722-14	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
8	Назаровская ГРЭС, ОРУ-500кВ, яч.9, ВЛ 500 кВ Красноярская ГЭС- Назаровская ГРЭС №1 (ВЛ-513)	ТФНКД 500 ТФНКД-500-П 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 78126-20	НАМИ-500 УХЛ1 (500000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,2 Рег. № 28008-04	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
9	Назаровская ГРЭС, ОРУ-500кВ, яч.7, ВЛ 500 кВ Красноярская ГЭС- Назаровская ГРЭС №2 (ВЛ-514)	ТФНКД 500 ТФНКД-500-П ТФНКД-500-П 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 78126-20 Рег. № 3639-73	НАМИ-500 УХЛ1 (500000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,2 Рег. № 28008-04	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
10	Назаровская ГРЭС, ОРУ-500кВ, яч.5, ВЛ 500 кВ Назаровская ГРЭС-Ново- Анжерская (ВЛ-517)	ТФНКД 500 ТФНКД-500-П 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 78126-20 Рег. № 3639-73	НАМИ-500 УХЛ1 (500000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,2 Рег. № 28008-04	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	Назаровская ГРЭС, ОРУ-500кВ, яч.1, ВЛ 500 кВ Назаровская ГРЭС- Итатская (ВЛ-518)	ТФНКД-500 ТФНКД-500-II 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 78126-20	НАМИ-500 УХЛ1 (500000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,2 Рег. № 28008-04	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
12	Назаровская ГРЭС, ОРУ-500 кВ, яч.4, ОВ-500	ТФНКД 500 ТФНКД-500-II 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 78126-20	НАМИ-500 УХЛ1 (500000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,2 Рег. № 28008-04	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
13	Назаровская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч.4, ВЛ 220 кВ Назаровская ГРЭС-Ужур с отп.на ПС Красная Сопка (Д-21)	ТФНД 220 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 78547-20	НКФ-220-58 У1 (220000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 85986-22	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
14	Назаровская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч.1, ВЛ 220 кВ Назаровская ГРЭС-Красная Сопка тяга с отп.на ПС Красная Сопка (Д-22)	ТФНД 220 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 78547-20	НАМИ-220 УХЛ1 (220000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,2 Рег. № 20344-05	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
15	Назаровская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч.10, ВЛ 220 кВ Назаровская ГРЭС- Троицкая (Д-81)	ТФНД 220 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 78547-20	НКФ-220-58 У1 (220000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 85986-22	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
16	Назаровская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч.15, ВЛ 220 кВ Назаровская ГРЭС- Ачинский НПЗ I цепь (Д-83)	ТФНД-220-I 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 78515-20		Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
17	Назаровская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч.17, ВЛ 220 кВ Назаровская ГРЭС- Ачинский НПЗ II цепь (Д-84)	ТФНД-220-I 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 78515-20	НАМИ-220 УХЛ1 (220000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,2 Рег. № 20344-05	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	Назаровская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ОВ-220 кВ	ТФНД-220-I 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 78515-20	НКФ-220-58 У1 (220000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 85986-22	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
19	Назаровская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.4, ВЛ 110 кВ Назаровская ГРЭС – Ачинск тяговая I цепь с отпайками (С-31)	ТФНД 110 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 78548-20	НКФ110-83У1 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
20	Назаровская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.2, ВЛ 110 кВ Назаровская ГРЭС – Ачинск тяговая II цепь с отпайками (С-32)	ТФНД 110 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 78548-20	НКФ110-83У1 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
21	Назаровская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.15, ВЛ 110 кВ Назаровская ГРЭС – Назаровский ПП I цепь с отпайками (С-33)	ТФНД-110мП 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 78513-20	НКФ110-83У1 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
22	Назаровская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.16, ВЛ 110 кВ Назаровская ГРЭС – Назаровский ПП II цепь с отпайками (С-34)	ТФНД-110мП 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 78513-20	НКФ110-83У1 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
23	Назаровская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.10, ВЛ 110 кВ Назаровская ГРЭС – ТЭЦ АГК II цепь (С-720)	ТФНД 110 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 78548-20		Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
24	Назаровская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.7, ВЛ 110 кВ Назаровская ГРЭС – ТЭЦ АГК I цепь (С-721)	ТФНД-110мП 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 78513-20	НКФ110-83У1 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
25	Назаровская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.12, ВЛ 110 кВ Назаровская ГРЭС – Транзитная I цепь (С-731)	ТФЗМ 110 Б-III 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 78514-20	НКФ110-83У1 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
26	Назаровская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.14, ВЛ 110 кВ Назаровская ГРЭС – Транзитная II цепь (С-732)	ТФНД-110мП ТФНД 110 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 78513-20 Рег. № 78548-20	НКФ110-83У1 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
27	Назаровская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 6, ОВ-110 кВ	ТВГ-УЭТМ® 2000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 52619-13	НКФ110-83У1 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
28	Назаровская ГРЭС, КРУ-6 кВ с.1А, яч.23, ввод 6 кВ ТСП 108В	ТПЛ-10-М 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 22192-01	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
29	Назаровская ГРЭС, КРУ-6 кВ с.2Б, яч.125, ввод 6 кВ ТСП 108Г	ТПЛ-10-М 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 22192-01	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
30	Назаровская ГРЭС, РУ-0,4 кВ 15НО А ТП-115А, ввод 0,4 кВ ТСП-115А	ТШП 0,66 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15173-01	–	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
31	Назаровская ГРЭС, РУ-0,4 кВ 15НО А ТП-115А, КЛ-0,4 кВ в сторону Холодильное оборудование	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 22656-02	–	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
32	Назаровская ГРЭС, РУ-0,4 кВ 15НО А ТП-115А, КЛ-0,4 кВ в сторону Прачечная ЦТО	Т-0,66 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 22656-02	—	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
33	Назаровская ГРЭС, РУ-0,4 кВ, Сб. 0,4 кВ 701Н ПЗН, КЛ-0,4 кВ в сторону ППЖТ АО В-Сибпромтранс (ввод №2)	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	—	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
34	Назаровская ГРЭС, РУ-6 кВ НОВ-1, яч.7, КЛ-6 кВ НОВ-1 резервное питание	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 УЗ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-12	ТЕ2000 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная
35	Назаровская ГРЭС, РУ-0,4 кВ, с.8-НО- А, КЛ-0,4 кВ в сторону Вагоноопрокидыватель №2	Т-0,66 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 36382-07	—	ТЕ2000 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная
36	Плотина	ТТИ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-07	—	ТЕ2000 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная реактивная

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 УССВ на аналогичные утвержденного типа.

3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается замена ПО на аналогичное, при условии сохранения идентификационных данных, указанных в таблице 1.

5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1; 3; 5 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,1	1,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,6	0,9	1,3	0,8	1,2	1,5
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,3	2,0	1,3	1,5	2,2
2; 4; 6; 13; 15; 16; 18 – 26; 28; 29 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	1,9	3,0	5,5
7 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,7	1,1	1,9	0,9	1,3	2,1
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,7	1,1	1,9	0,9	1,3	2,1
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,5	2,7	1,1	1,7	2,8
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,5	2,8	1,1	1,7	2,9
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	1,9	2,9	5,4
8 – 12; 14; 17 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,3	2,1	0,9	1,3	2,1
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,7	2,8	1,1	1,7	2,8
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,9	5,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,9	5,4
27 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,6	1,0	1,3	1,8
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,7	1,0	1,3	1,8
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,5	2,3	1,4	1,7	2,4
30 – 33 (ТТ 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,6	1,0	1,8	0,9	1,2	1,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,4	2,6	1,1	1,6	2,8
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,7	5,2	1,8	2,8	5,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,9	5,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
34 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
35; 36 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %			
		$\cos \varphi = 0,8$		$\cos \varphi = 0,5$		$\cos \varphi = 0,8$	
1	2	3	4	5	6		
1; 3; 5 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	0,8	2,0	1,9		
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	0,8	2,0	1,9		
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,1	0,9	2,1	2,0		
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,4	1,3	2,3	2,2		
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	1,5	2,6	2,3		
2; 4; 6; 13; 15; 16; 18 – 26; 28; 29 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,2	2,6	2,1		
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,5	3,0	2,3		
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,5	4,7	3,1		
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,7	4,8	3,2		
7 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,1	2,4	2,1		
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,1	2,4	2,1		
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,3	1,4	2,9	2,2		
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,7	3,0	2,4		
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,6	4,7	3,1		
8 – 12; 14; 17 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,1	2,4	2,1		
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,3	1,4	2,9	2,2		
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,5	4,6	3,0		
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,6	4,7	3,1		
27 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,3	1,0	2,2	2,0		
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,3	1,0	2,2	2,0		
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,4	1,1	2,3	2,1		
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,7	1,4	2,4	2,2		
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,6	2,8	2,4		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
30 – 33 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,5	1,0	2,3	2,0
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,2	1,3	2,8	2,2
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,2	2,4	4,6	3,0
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	4,7	3,1
34 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	5,6	4,4
35; 36 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	5,5	4,3

Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ± 5 с

П р и м е ч а н и я:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до $+40$ °С.

3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	36
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 3 70000 1 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
 - испытательной коробки;
 - сервера (серверного шкафа);

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

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТШЛ-20-1	9
Трансформатор тока	ТШЛ 20	9
Трансформатор тока	ТШЛ	3
Трансформатор тока	ТФНКД 500	7
Трансформатор тока	ТФНКД-500-II	4
Трансформатор тока	ТФНКД-500-II	2
Трансформатор тока	ТФНКД-500	2
Трансформатор тока	ТФНД 220	9
Трансформатор тока	ТФНД-220-I	9
Трансформатор тока	ТФНД 110	10
Трансформатор тока	ТФНД-110мII	11
Трансформатор тока	ТФЗМ 110 Б-III	3
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ®	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформатор тока	ТПП 0,66	3
Трансформатор тока	Т-0,66	9
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	2
Трансформатор тока	ТТИ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	9
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15	9
Трансформатор напряжения	НИОЛ-СТ	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-500 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6 У3	1
Счетчик электрической энергии	Альфа А1800	33
Счетчик электрической энергии	ТЕ2000	3
Устройство синхронизации системного времени	ЭНКС-2	1
Сервер АИИС КУЭ	VMware Virtual Platform	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	АСВЭ 556.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Назаровская ГРЭС», аттестованной ООО «АСЭ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.314933.

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 «Назаровская ГРЭС»

(АО «Назаровская ГРЭС»)

ИНН 2460237901

Юридический адрес: 662204, Красноярский край, г.о. город Назарово, г. Назарово, мкр. Промышленный Узел, зд. 1а

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»

(ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»

(ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.314846

Регистрационный № 98200-26

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Логистика-Терминал»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Логистика-Терминал» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

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

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

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа источник первичного точного времени RTNTP-1A, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, где осуществляется 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 производится со второго уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы национального координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой национального координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения 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. При расхождении шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ 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 корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус сервера в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Логистика-Терминал».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Наименование программного модуля ПО	libpso_metr.so
Цифровой идентификатор ПО	01e3eae897f3ce5aa58ff2ea6b948061
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	РТП-5030 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10кВ, яч.2, КЛ 10 кВ	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-07	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03МК Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	УССВ: RTNTP-1A Рег. № 90730-23	активная
2	РТП-5030 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.3, КЛ 10 кВ	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-07		СЭТ-4ТМ.03МК Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		реактивная
3	РТП-5030 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.5, КЛ 10 кВ	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-07	НАМИТ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03МК Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
4	РТП-5030 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.6, КЛ 10 кВ	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-07		СЭТ-4ТМ.03МК Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		реактивная

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 УССВ на аналогичные утвержденного типа.

3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений

5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)							
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %				
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$		
1 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3		
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3		
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0		
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,0	3,0	5,5		
Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)							
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %					
		$\cos \varphi = 0,8$		$\cos \varphi = 0,5$		$\cos \varphi = 0,8$		$\cos \varphi = 0,5$	
1 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,9		1,2		2,6		2,1	
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,9		1,2		2,6		2,1	
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4		1,5		3,0		2,3	
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,4		2,7		4,8		3,2	
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ± 5 с									
Примечания:									
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).									
2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до $+40$ °С.									
3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.									

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от $+21$ до $+25$

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 2 100000 1 45000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера (серверного шкафа);

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

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	12
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ	1
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03МК	4
Устройство синхронизации системного времени	RTNTP-1A	1
Сервер АИИС КУЭ	Промышленный компьютер	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	АСВЭ 575.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Логистика-Терминал», аттестованной ООО «АСЭ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.314933.

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 «Логистика-Терминал»

(АО «Логистика-Терминал»)

ИНН 7820038445

Юридический адрес: 196626, г. Санкт-Петербург, п. Шушары, Московское ш., д.54, к. А

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»

(ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг,
д. 1

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»

(ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг,
д. 1

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
Росаккредитации № RA.RU.314846

Регистрационный № 98201-26

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «СГК-Новосибирск» Новосибирская ТЭЦ-2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «СГК-Новосибирск» Новосибирская ТЭЦ-2 (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 multifunctional, 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 измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – 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 – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) программный комплекс (далее – ПК) «Энергосфера».

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 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 2-го 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 – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК).

Сервер АИИС КУЭ оснащен УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени 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 (№ 002) 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 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 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
Linux-подобные ОС	
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека libpso_metr.so
Цифровой идентификатор ПО	01E3EAE897F3CE5AA58FF2EA6B948061
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	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.41, КЛ-10 кВ ф.1025 л.А	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 45425-10	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,2	±4,0
			ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11			реактивная	±2,8	±10,9
2	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.39	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 45425-10	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,2	±4,0
			ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11			реактивная	±2,8	±10,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.37, КЛ-10 кВ ф.1013 л.А	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,5
4	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.37, КЛ-10 кВ ф.1013 л.Б	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,5
5	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±10,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.11	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 45425-10	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08 ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 10,9$
7	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.23	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 70109-17	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08 ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 10,9$
8	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.27	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 45425-10	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08 ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 10,9$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.7А	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
10	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.41, КЛ-10 кВ ф.1025 л.Б	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 45425-10	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
11	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.34	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 45425-10	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
12	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.24	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 45425-10	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
13	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.22	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 45425-10	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.20	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 45425-10	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
15	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.12, КЛ- 10 кВ ф.1006 л.А	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 800/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
16	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.10	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 45425-10	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
17	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.2	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 45425-10	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
18	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.38, КЛ- 10 кВ ф.1018 л.А	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
19	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.38, КЛ- 10 кВ ф.1018 л.Б	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
20	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.40	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 45425-10	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.42, КЛ- 10 кВ ф.1024 л.А	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±10,9
22	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.12, КЛ- 10 кВ ф.1006 л.Б	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 800/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±10,9
23	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.16	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±10,9
24	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.42, КЛ- 10 кВ ф.1024 л.Б	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 45425-10	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
25	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.3	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±10,9
			ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.5	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±10,9
27	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.7	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 800/5 Рег. № 45425-10	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
28	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.17	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±10,9
29	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.6, яч.44	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 45425-10	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±10,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.14	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 800/5 Рег. № 45425-10	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 10,9$
31	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.15	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 800/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08 ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 10,9$
32	Новосибирская ТЭЦ-2, ГРУ-10,5 кВ, яч.8	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5S КТТ 800/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 10,9$
33	Новосибирская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ, секция 10, панель 175, КЛ-0,4 кВ в сторону АО СиБИАЦ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16		активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,4$	$\pm 3,9$ $\pm 6,8$
34	Новосибирская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ, секция 12, панель 161Н, КЛ-0,4 кВ в сторону АО СиБИАЦ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16		активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,4$	$\pm 3,9$ $\pm 6,8$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
35	Новосибирская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ, Сборка 0,4 кВ гаража №1, КЛ-0,4 кВ в сторону ГСК Энергия- 2	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная	±1,0 ±2,0	±5,0 ±11,1
36	Новосибирская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ, ЩО 0,4 кВ №3, панель №5, КЛ-0,4 кВ в сторону ОАО Сибпромжелдортранс (Пост ЭЦ №2)	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 47959-16	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
37	Новосибирская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ Береговая насосная, панель №5, КЛ-0,4 кВ в сторону ОАО Сибпромжелдортранс (Пост ЭЦ №1)	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16	ЭНКС-2 Рег. № 37328- 15	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±5,0 ±11,1
38	Новосибирская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ Береговая насосная, панель №12, КЛ-0,4 кВ в сторону ОАО Сибпромжелдортранс (Прожекторная мачта №1)	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная реактивная	±1,0 ±2,0	±5,0 ±11,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
39	Новосибирская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ, сек.10, пан.140, КЛ 0,4 кВ в сторону ЭЗС	ТТИ-30 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±3,0
						реактивная	±2,2	±5,5
40	Новосибирская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, яч.8, ВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 - Новосибирская ТЭЦ-2 I цепь (К-5)	ТВ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 43582-10	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
41	Новосибирская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, яч.6, ВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 - Новосибирская ТЭЦ-2 II цепь (К-6)	ТВ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 43582-10	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
42	Новосибирская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, яч.9, КЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 - Вертковская	ТВГ-УЭТМ®-110 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 52619-13	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
43	Новосибирская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, яч.12, КЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 - Кировская	ТВГ-УЭТМ®-110 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 52619-13	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
44	Новосибирская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, яч.4, КВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 - Тепловая (К-29)	ТВ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 43582-10	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
45	Новосибирская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, яч.2, КВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 - Горская (К-30)	ТВ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 43582-10	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
46	Новосибирская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, яч.0, ВО-110	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
47	Новосибирская ТЭЦ-2, ТГ-3 10 кВ	ТПШФА Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 93414-24 ТПШФА Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 93415-24	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
48	Новосибирская ТЭЦ-2, ТГ-4 10 кВ	ТПШФА Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 93415-24	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
49	Новосибирская ТЭЦ-2, ТГ-5 10 кВ	ТПШФА Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 93415-24	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
50	Новосибирская ТЭЦ-2, ТГ-6 10 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2 КТТ 5000/5 Рег. № 11077-03	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
51	Новосибирская ТЭЦ-2, ТГ-7 6 кВ	ТШВ-15 Кл. т. 0,5 КТТ 8000/5 Рег. № 1836-63	ЗНОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 42661-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
52	Новосибирская ТЭЦ-2, ТГ-8 10 кВ	ТШЛ20Б-1 Кл. т. 0,2 Ктт 10000/5 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
53	Новосибирская ТЭЦ-2, ТГ-9 10 кВ	ТШ 20 Кл. т. 0,2 Ктт 10000/5 Рег. № 8771-82	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
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 при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40°C до $+60^{\circ}\text{C}$.
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 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	53
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 - УССВ, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от –45 до +40 от –40 до +60 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 УССВ: – 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	90000 2 120000 1 70000 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;
- 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 пропадаания и восстановления напряжения;
- перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадаания и восстановления
 - журнал сервера:
- параметрирования;
- 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:
 - 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	ТПОЛ-СВЭЛ-10	56
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	8
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	36
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	6
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-30	3
Трансформаторы тока	ТВ-СВЭЛ	12
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ®-110	6
Трансформаторы тока	ТВ-СВЭЛ-110-IX	3
Трансформаторы тока	ТПШФА	9
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	3
Трансформаторы тока шинные	ТШВ-15	3
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-1	3
Трансформаторы тока	ТШ 20	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	5
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	13
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	36
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.08	1
Блоки коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.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 КУЭАО «СГК-Новосибирск» Новосибирская ТЭЦ-2, 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 «СГК-Новосибирск»

(АО «СГК-Новосибирск»)

ИНН 5405270340

Юридический адрес: 630099, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Чаплыгина, д. 57

Web-сайт: sibgenco.ru

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

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

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

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

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

Регистрационный № 98202-26

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-2000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-2000 (далее – резервуар), предназначен для измерений объема (вместимости) при приеме, хранении и отпуске нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении нефтепродуктами до произвольного уровня, соответствующего объему нефтепродуктов, согласно градуировочной таблице резервуара.

Резервуар представляет собой стальную вертикальную конструкцию цилиндрической формы с днищем, крышей, дополнительно оснащен понтоном. Резервуар оборудован приемо-раздаточными устройствами и люками. Заполнение и выдача нефтепродуктов осуществляется через приемораздаточные устройства. Расположение Резервуара – наземное. В верхней части резервуара предусмотрены площадки, предназначенные для удобства и безопасности перемещения обслуживающего персонала. По периметру верхней части резервуара установлены секции ограждения.

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-2000 с заводским номером Р-940 расположен по адресу: ПАО «Славнефть-ЯНОС», 150023, Российская Федерация, город Ярославль, Московский проспект, дом 130.

Фотографии общего вида резервуара стального вертикального цилиндрического РВСП-2000, горловины замерного люка и заводского номера представлен на рисунке 1.

Знак поверки наносится в свидетельство о поверке (при наличии) и в градуировочную таблицу резервуара. Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения, нанесен на стенку резервуара аэрографическим способом (обеспечивающим идентификацию, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации резервуара) и в технический паспорт на резервуар типографическим способом.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.



Рисунок 1 – Фотографии общего вида резервуара стального вертикального цилиндрического РВСП-2000 (№Р-940), горловины замерного люка и заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Метрологические, основные технические характеристики и показатели надежности и приведены в таблицах 1, 2, 3.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
	РВСП-2000
Номинальная вместимость, м ³	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	± 0,2

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С	от - 40 до + 50

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технического паспорта резервуаров методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность резервуаров

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСП-2000	1 шт.
Технический паспорт		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 4 технического паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта № 2356 от 26 сентября 2022 года «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

Публичное акционерное общество «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»
(ПАО «Славнефть-ЯНОС»)
ИНН 7601001107
Юридический адрес: 150023, Российская Федерация, г. Ярославль, Московский пр-кт,
д. 130
Телефон: +7 (4852) 44-03-57
E-mail: post@yanos.slavneft.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»
(ПАО «Славнефть-ЯНОС»)
ИНН 7601001107
Адрес: 150023, Российская Федерация, г. Ярославль, Московский пр-кт, д. 130
Телефон: +7 (4852) 44-03-57
E-mail: post@yanos.slavneft.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Метролог»
(АО «Метролог»)
Юридический адрес: Российская Федерация, 443125, Самарская обл., г. Самара,
ул. Губанова, 20а, офис 13
Место осуществления деятельности: 443076, г. Самара ул. Партизанская, 173
Телефон: +7 (846) 279-11-66
E-mail: prot@metrolog-samara.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311958

Регистрационный № 98203-26

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Уровнемеры радарные ULR3000

Назначение средства измерений

Уровнемеры радарные ULR3000 (далее – уровнемеры) предназначены для бесконтактных измерений уровня жидкости и сыпучих материалов.

Описание средства измерений

Принцип действия уровнемеров основан на частотном методе измерений расстояния при помощи радиолокатора непрерывного излучения с частотной модуляцией (FMCW). Во время измерений радиолокатор посылает высокочастотный сигнал, частота излучения которого линейно возрастает ((76 – 81) ГГц). Излучаемый сигнал отражается от поверхности измеряемой среды и принимается антенной. В электронном блоке уровнемера с помощью быстрого преобразования Фурье определяется разница между частотами отражённого и излучаемого сигналов в текущий момент времени, которая прямо пропорциональна расстоянию до поверхности среды. Измеренное расстояние пересчитывается в уровень заполнения резервуара.

Конструктивно уровнемеры состоят из электронного блока и антенны.

К данному типу относятся уровнемеры моделей: ULR3000-64, ULR3000-65, ULR3000-66, ULR3000-67, ULR3000-68, ULR3000-69, отличающихся антеннами, углами излучения антенн, диапазонами измерений, погрешностью, применяемыми материалами.

Уровнемеры могут быть общепромышленного и взрывозащищённого исполнений.

Уровнемеры могут иметь исполнения для высокой температуры и для высокого давления.

Уровнемеры монтируются над поверхностью измеряемой среды. В зависимости от исполнения крепление уровнемеров к технологическому оборудованию может быть выполнено с помощью фланцев, резьбовых соединений или переходников.

Измерительная и диагностическая информация отображается на индикаторе (при наличии), а также передаётся в систему верхнего уровня (контроллер, персональный компьютер, автоматическая система управления предприятием) с помощью цифровых протоколов связи (Modbus, HART, Bluetooth) или с помощью аналогового выходного сигнала силы постоянного тока (4 – 20) мА.

Нанесение знака поверки на СИ не предусмотрено.

Общий вид уровнемеров представлен на рисунке 1.

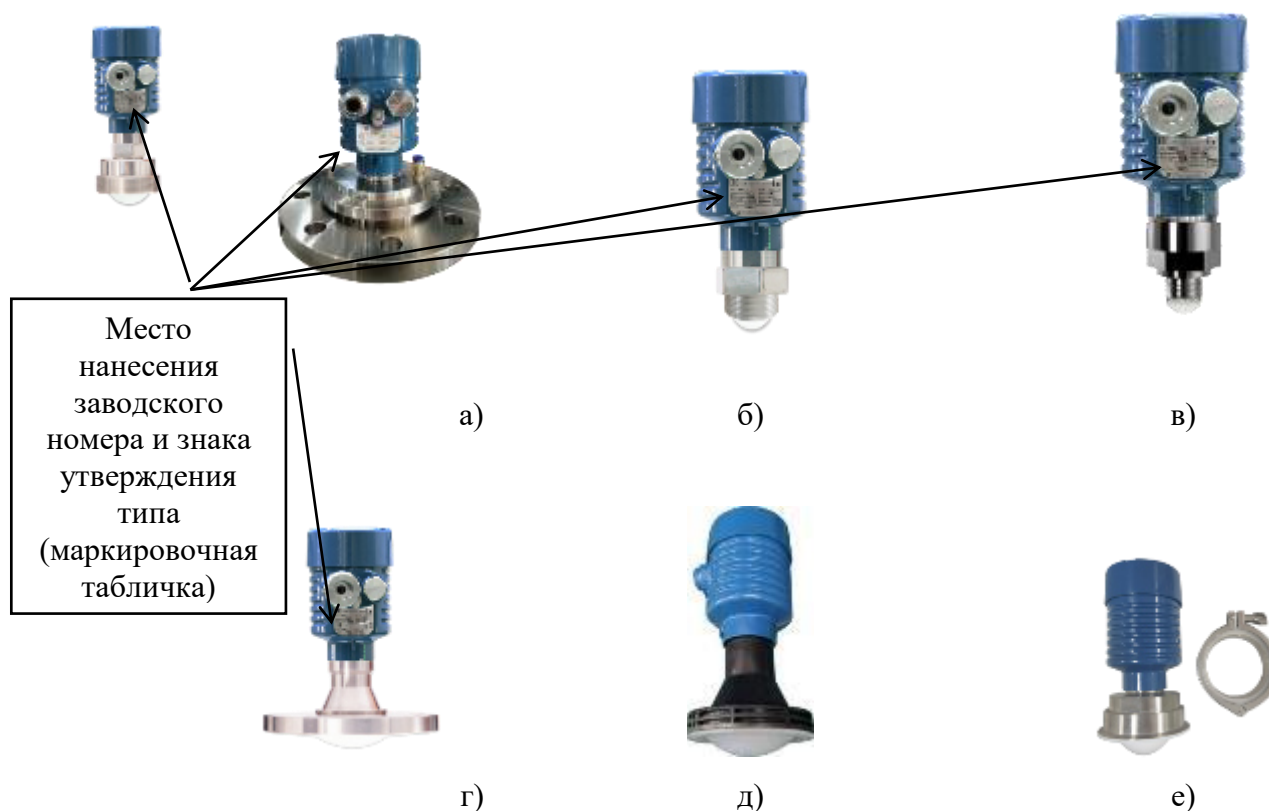


Рисунок 1 – Общий вид уровнемеров: а) ULR3000-64, б) ULR3000-65 в) ULR3000-66, г) ULR3000-67, д) ULR3000-68, е) ULR3000-69

Знак утверждения типа, заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, основные технические характеристики наносятся на маркировочную табличку (лазерной гравировкой), расположенную на корпусе уровнемеров (см. рисунок 2).



Рисунок 2 – Макет маркировочной таблички

Программное обеспечение

Уровнемеры имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО). ПО предназначено для обработки измерительной информации, отображения результатов измерений на цифровом индикаторе уровнемера (при его наличии), формирования параметров выходных сигналов, проведения диагностики, передачи данных на верхний уровень.

Метрологически значимая часть ПО записана в энергонезависимую память уровнемеров, может быть изменена только на предприятии-изготовителе. Конструкция уровнемеров исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию. Метрологические характеристики нормированы с учётом влияния ПО.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Level meter
Номер версии (идентификационный номер) ПО	xxxx 1432
Примечание – «х» может принимать значение от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	ULR3000-65, ULR3000-68, ULR3000-69	ULR3000-66	ULR3000-64, ULR3000-67
Диапазон измерений уровня ¹⁾	от 0 до 30	от 0 до 10	от 0 до 80
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня ¹⁾ , мм	±1 (при диапазоне измерений до 5 м); ±2 (при диапазоне измерений до 10 м); ±5 (при диапазоне измерений до 30 м)	±1 (при диапазоне измерений до 3 м); ±2 (при диапазоне измерений до 5 м); ±5 (при диапазоне измерений до 10 м)	±1 (при диапазоне измерений до 10 м); ±2 (при диапазоне измерений до 24 м); ±5 (при диапазоне измерений до 80 м)
¹⁾ Фактический диапазон измерений и пределы погрешности указываются на маркировочной табличке и в паспорте.			

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Давление измеряемой среды ¹⁾ , МПа	от -0,1 до +4,0
Диапазон температур измеряемой среды ¹⁾ , °С	от -120 до +200
Напряжение питания постоянного тока, В	от 15 до 28
Выходной сигнал	(4 – 20) мА / HART
Маркировка взрывозащиты: - при температуре технологического процесса до +80 °С - при температуре технологического процесса до +200 °С	0Ex ia IIC T6 Ga X Ex ia IIIC T80°C Da X 0Ex ia IIC T4...T2 Ga X Ex ia IIIC T130°C...T210°C Da X
Степень защиты, обеспечиваемая оболочной	IP66 / IP67
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - температура окружающей среды для ЖК-дисплея, °С - атмосферное давление, кПа	от -60 до +80 от -30 до +70 от 86 до 108
¹⁾ Указывается на маркировочной табличке и в паспорте.	

Таблица 4 – Показатели надёжности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	220 000
Средний срок службы, лет, не менее	25

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом, на маркировочную табличку способом, гарантирующим его сохранение.

Комплектность средства измерений

приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Уровнемер радарный	ULR3000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз. ¹⁾
Примечание – Допускается прилагать 1 экземпляр на партию уровнемеров в одном заказе или поставлять на электронном носителе.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Характеристика конструкции, принцип работы» руководства по эксплуатации уровнемеров радарных ULR3000.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 года № 3459 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»;

Техническая документация «BEIJING BHC FAR EAST INSTRUMENT CO., LTD», Китай.

Правообладатель

«BEIJING BHC FAR EAST INSTRUMENT CO., LTD», Китай

Адрес: Room 101, Building 3, No.3 Courtyard, No.3, Guanggu 7th street, Yanqing district, Beijing, China

Тел.: +86-10-64513838

Изготовитель

«BEIJING BHC FAR EAST INSTRUMENT CO., LTD», Китай

Адрес: Room 101, Building 3, No.3 Courtyard, No.3, Guanggu 7th street, Yanqing district, Beijing, China

Тел.: +86-10-64513838

Испытательный центр

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

(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Адрес места осуществления деятельности: 119361, Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озёрная, д. 46

Телефон/факс: +7 (495) 437-37-29 / 437-56-66

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц 30004-13

Регистрационный № 98204-26

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры РУД-342

Назначение средства измерений

Расходомеры РУД-342 (далее – расходомеры) предназначены для измерений объемного расхода жидкости.

Описание средства измерений

Принцип действия расходомеров основан на измерении времени прохождения ультразвуковых сигналов в рабочей среде по направлению потока жидкости и против него в зависимости от скорости жидкости. Разница измеренных значений времени прохождения ультразвуковых сигналов пропорциональна скорости потока жидкости. Объемный расход жидкости пропорционален измеренной скорости потока жидкости и диаметру внутренней полости первичного преобразователя.

Расходомеры состоят из ультразвукового преобразователя и блока электроники, соединенных кабелем.

Ультразвуковой преобразователь представляет собой неразборный узел, содержащий пьезоэлектрические преобразователи с трансформаторной развязкой, расположенный в металлическом корпусе и залитый полимерным компаундом.

Блок электроники выполнен печатным монтажом на плате и размещается в пластиковом корпусе. Блок электроники имеет разъем для кабеля связи с внешними устройствами.

Изделие применяется в наземных системах сбора данных геолого-технологических исследований (ГТИ), системах контроля, регулирования и управления технологическими процессами.

Общий вид расходомеров представлен на рисунке 1.



а) вид сверху



б) вид сбоку

Рисунок 1 – Общий вид расходомеров

Пломбировка расходомеров осуществляется фиксацией наклеек на крышку и боковую стенку корпуса блока электроники, с нанесением знака поверки на наклейку.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки приведены на рисунке 2.



а) пломба на боковой поверхности



б) пломба на торцевой поверхности

Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа,
обозначение места нанесения знака поверки

Заводской номер расходомера наносится в цифровом формате на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе блока электроники, методом лазерной гравировки.

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

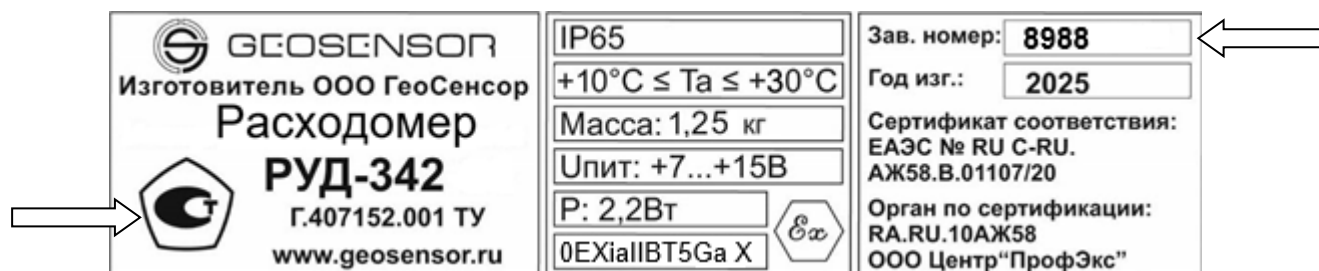


Рисунок 3 – Обозначения мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение расходомеров встроенное.

После включения питания встроенное программное обеспечение проводит ряд самодиагностических проверок, во время работы осуществляет сбор и обработку поступающих данных, а также циклическую проверку целостности конфигурационных данных.

Программное обеспечение расходомеров предназначено для обработки сигналов, выполнения математической обработки результатов измерений, обеспечения взаимодействия с периферийными устройствами, хранения в энергонезависимой памяти настроек и вывода результатов измерений в систему сбора данных геолого-технологических исследований (ГТИ).

Метрологические характеристики средства измерений нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

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

Таблица 1– Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	GeoScape 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.X.X ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО	
¹⁾ X – относится к метрологически незначимой части ПО	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода жидкости, м ³ /ч	от 0,145 до 288
Пределы допускаемой относительной погрешности расходомера при измерении объемного расхода жидкости, %	±5,0

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальный диаметр труб, мм ¹⁾	от 22,5 до 150
Измеряемая среда	жидкость (вода)
Температура измеряемой среды, °С	от +10 до +30
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В ²⁾ – частота переменного тока, Гц ²⁾ – напряжение постоянного тока, В	от 100 до 240 от 50 до 60 24
Потребляемая мощность, Вт, не более	2,2
Параметры выходных сигналов, мА	от 4 до 20
Габаритные размеры ¹⁾ , мм, не более: – высота – ширина – длина	80 155 205
Масса ¹⁾ , кг, не более	2
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +10 до +30 95 от 84 до 106,7
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-2015	IP65
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIB T5 Ga X
¹⁾ – конкретное значение указано в формуляре; ²⁾ – для внешнего блока питания	

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	90000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе блока электроники, методом лазерной гравировки, и в верхней части по центру титульного листа руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомер	РУД-342	1 шт.
Блок питания	БПРУД-500	1 шт.
Формуляр	Г.407152.001ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации	Г.407152.001РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.4 «Устройство и работа расходомеров» документа «Расходомеры РУД-342. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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;
Г.407152.001ТУ «Расходомеры РУД-342. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью объединение «ГеоСенсор»
(ООО «ГеоСенсор»)
ИНН 6950166580
Юридический адрес: Россия, 170100, г. Тверь, ул. Московская, д. 1, оф. 11
Телефон: +7 (4822) 63-00-83
Web-сайт: <https://geosensor.ru>
E-mail: mail@geosensor.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ГеоСенсор»
(ООО «ГеоСенсор»)
ИНН 6950166580
Адрес: Россия, 170100, г. Тверь, ул. Московская, д. 1, оф. 11
Телефон (факс): +7 (4822) 63-00-83
Web-сайт: <https://geosensor.ru>
E-mail: mail@geosensor.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии им.Д.И.Менделеева»
(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»)
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19
Фактический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон: +7(843) 272-70-62, факс: +7(843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310592

Регистрационный № 98205-26

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Минусинская ТЭЦ» АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» (2-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Минусинская ТЭЦ» АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» (2-я очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий сервер с программным обеспечением (ПО) программный комплекс (далее – ПК) «Энергосфера» (далее – сервер), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ по каналу связи сети Internet.

Передача информации от сервера или АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется ежедневно через сеть Интернет от уровня ИВК по электронной почте в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Регламент предоставления результатов измерений и состояний объектов измерений» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ третьих лиц утвержденного типа, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

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

Сравнение показаний часов сервера с часами УССВ типа ЭНКС-2 осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении времени сервера и УССВ на величину более, чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время каждого сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении времени счетчиков и сервера на величину более, чем ± 1 с.

Цикличность сравнения времени корректируемого и корректирующего компонентов, а также величина расхождения времени, при которой происходит корректировка часов синхронизации времени являются программируемыми параметрами.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Средству измерений присвоен заводской номер 002. Заводской номер АИИС КУЭ филиала «Минусинская ТЭЦ» АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» (2-я очередь) указывается в формуляре АИИС КУЭ. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПК «Энергосфера».

ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту 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 libps_metr.so. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической

обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	libpso_metr.so
Цифровой идентификатор ПО	01E3EAE897F3CE5AA58FF2EA6B948061
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИИК) АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование ИИК	Состав ИИК АИИС КУЭ			УССВ/Сервер
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	
1	2	3	4	5	6
1	Минусинская ТЭЦ, ТГ-1 10,5 кВ	ТШЛ20Б-1 кл.т 0,2 Ктт = 8000/5 рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	ЭНКС-2 рег. № 37328-15 / Сервер, совместимый с платформой x86-x64
2	Минусинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.14, ВЛ 110 кВ Минусинская ТЭЦ - Минусинская-опорная I цепь (С-373)	ТВ-110-П-У2 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 77710-20	НКФ-110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
3	Минусинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.12, ВЛ 110 кВ Минусинская ТЭЦ - Минусинская-опорная II цепь (С-374)	ТВ-110-П-У2 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 77710-20	НКФ-110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
4	Минусинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.3, ВЛ 110 кВ Минусинская ТЭЦ - ГПП1 ЭЛКО I цепь (С-379)	ТВ кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 19720-06	НКФ-110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
5	Минусинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.5, ВЛ 110 кВ Минусинская ТЭЦ - ГПП1 ЭЛКО II цепь (С-380)	ТВ кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 19720-06	НКФ-110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
6	Минусинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.2, ОВ-110	ТВ-110-П-У2 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 77710-20	НКФ-110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	Минусинская ТЭЦ, КРУ-6 кВ, Секция 1РО ВД 6 кВ, яч.22, КЛ-6 кВ ф.22	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-6 У2 кл.т 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	ЭНКС-2 рег. № 37328-15 / Сервер, совместимый с платформой x86-x64
8	Минусинская ТЭЦ, КРУ-6 кВ, Секция 2Р ВД 6 кВ, яч.33, КЛ-6 кВ ф.33	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-6 У2 кл.т 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
9	РУ-10 кВ Перекачивающей станции П-3 МТТК, РУ-0,4 кВ, с.ШНН 2010, ввод 0,4 кВ Т 2010	ТНШЛ-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 1673-69	-	СЭТ- 4ТМ.02М.11 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
10	РУ-10 кВ Перекачивающей станции П-3 МТТК, РУ-0,4 кВ, с.ШНН 1710, ввод 0,4 кВ Т 1710	ТНШЛ-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 1673-69	-	СЭТ- 4ТМ.02М.11 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	
11	Минусинская ТЭЦ, ВРУ-0,4 кВ ТП-1/3 6 кВ, КЛ-0,4 кВ ООО ПК Саяньювипром (Кирпичный завод)	ТТЕ-А 0,66 кВ кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 73808-19	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
12	Минусинская ТЭЦ, ВРУ-0,4 кВ ТП-6 6 кВ, КЛ-0,4 кВ ООО ПК Саяньювипром (Бетонный завод)	ТТЕ-А 0,66 кВ кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 73808-19	-	СЭТ- 4ТМ.02М.11 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,2	0,9	0,9
	0,8	-	1,5	1,1	1,0
	0,5	-	2,5	1,7	1,5
2-3, 6 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
4-5 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
7-8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
9-10 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
11-12 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,4	1,7	1,6
	0,5	-	1,7	1,4	1,3
2-3, 6 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,7	1,8	1,5
4-5 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,8	1,5	1,5
7-8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
9-10 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,7	1,6	1,3
11-12 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,6	1,7	1,3	1,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,7	1,5	1,5
	0,8	-	2,0	1,7	1,6
	0,5	-	2,8	2,2	2,0
2-3, 6 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,5	-	5,7	3,3	2,6
4-5 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6
7-8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
9-10 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,9	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
11-12 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
Номер ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	3,9	3,5	3,4
	0,5	-	3,4	3,3	3,2
2-3, 6 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,5	4,0	3,7
	0,5	-	4,0	3,4	3,3
4-5 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,1	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,5	3,3	3,3
7-8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
9-10 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	5,4	3,9	3,5
	0,5	-	4,0	3,4	3,2
11-12 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,4	3,2	3,2

Продолжение таблицы 3

Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с	5
Примечания: 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02М.11, СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.09 (рег. № 36697-17): - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02М.11 (рег. № 36697-12): - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - средняя наработка до отказа, ч, не менее Сервер АИИС КУЭ: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 2 165000 2 120000 100000 1
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания серверов с помощью источников бесперебойного питания;
- в журналах событий счетчиков фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени;
- в журналах событий сервера фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени в счетчиках и серверах;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени:

- в счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств 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 формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество о шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТВ-110-II-У2	9
Трансформаторы тока	ТВ	6
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-1	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	6
Трансформаторы тока	ТНШЛ-0,66	6
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-А 0,66 кВ	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83 У1	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	3
Счетчики электроэнергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М.11	3
Счетчики электроэнергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электроэнергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	6
Счетчики электроэнергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	1
Блоки коррекции времени	ЭНКС-2	1
Сервер	-	1
Формуляр	МТЛ.039.002.1.01 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) филиала «Минусинская ТЭЦ» АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» (2-я очередь) , аттестованном ООО «Энергест», г. Химки, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314746.

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 «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

(АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»)

ИНН 1901067718

Юридический адрес: 660021, Красноярский край, город Красноярск, ул. Богграда, д.144а

Телефон: +7 (39132) 5-18-42

Web-сайт: www.sibgenco.ru

E-mail: Kancel@sibgenco.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭСО-96»
(ООО «ЭСО-96»)
ИНН 7718660052
Адрес: 115280, г. Москва, вн.тер.г. Муниципальный округ Даниловский, ул. Ленинская
Слобода, д.19, помещ. 11В/6
Телефон: +7-904-034-17-48
Web-сайт: <http://eso96.ru/>
E-mail: eso-96@inbox.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрикслаб»
(ООО «Метрикслаб»)
ИНН 3300012154
Адрес: 600028, Владимирская область, г. Владимир, ул. Сурикова, д. 10а, пом. 11
Телефон: +7-991-444-02-96
E-mail: MetrXLab@yandex.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314899

Регистрационный № 98206-26

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Рузхиммаш»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Рузхиммаш» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов 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-информационный комплекс (ИИК), который включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчик активной и реактивной электроэнергии (счетчик), 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 сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УССВ), автоматизированные рабочие места энергосбытовой организации (АРМ), 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера информация в виде xml-файлов формата 80020 передается на АРМ энергосбытовой организации по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов 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 сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется во время каждого сеанса связи. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Маркировка заводского номера АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 1492 указывается в паспорте-формуляре.

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 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ЦРП-10кВ, 2сш 10кВ, яч.17	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛП-10 Кл. т. 0,5 КТН (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 46738-11	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 84823-22
2	ЦРП-10кВ, 1сш 10кВ, яч.18	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47959-16	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 60002-15	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
3	ЦРП-10кВ, 2сш 10кВ, яч.15	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛП-10 Кл. т. 0,5 КТН (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 46738-11	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
4	ТП-7 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, вв.0,4кВ	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 52667-13	—	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
5	ЩУ-0,4кВ, аб. «Т2 Мобайл» (на последней опоре)	—	—	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.R Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19	
6	ТП-26 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод Т-1	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 52667-13	—	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
7	ТП-26 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод Т-2	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 52667-13	—	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
8	ТП-27 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод Т-1	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 52667-13	—	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ТП-29 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод Т-1	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 52667-13	—	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 84823-22
10	ТП-30А 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод Т-1	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S Ктт 2000/5 Рег. № 52667-13	—	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
11	ТП-30 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 52667-13	—	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
12	ТП-31 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод Т-1	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 52667-13	—	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
13	ЩУ-0,4кВ, аб. «Ростелеком»	—	—	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.R Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19	
14	ВРУ-0,4кВ «Общежитие», ввод 1	ТТИ-А Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
15	ВРУ-0,4кВ «Общежитие», ввод 2	ТТИ-А Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
16	РУ-0,4 кВ, ТП-2, Т-1 (основной) г. Саранск, Лодыгина, 11	ТШ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 22657-12	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.10 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	
17	РУ-0,4 кВ, ТП-2, Т-2 (резервный) г. Саранск, Лодыгина, 11	ТШЛ-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 5000/5 Рег. № 3422-73	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.10 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	
18	ПС 110/10 кВ ФКП «СМЗ», ЗРУ-10 кВ, 1 С.Ш. 10 кВ яч. 29	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	ПС 110/10 кВ ФКП «СМЗ», ЗРУ-10 кВ, 2 С.Ш. 10 кВ яч. 39	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 47959-16	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22

Примечания:

1. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.

2. Допускается замена ТТ, ТН, счетчика и УССВ 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.

3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4. Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %	Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU), с
1-3, 18	Активная Реактивная	1,2 2,8	3,2 5,4	± 5
4, 6-12, 14, 15	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,1 5,3	± 5
5, 13	Активная Реактивная	1,0 2,0	3,3 6,4	± 5
16, 17	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,2 5,6	± 5
19	Активная Реактивная	1,0 2,5	3,1 5,3	± 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. Границы погрешности результатов измерений приведены
– при $\cos \varphi = 0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий;
– при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 2(5) % от $I_{ном}$ для рабочих условий,
при температуре окружающего воздуха в местах расположения счетчиков от 0 °С до +40 °С.

Таблица 4 – 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 – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °C - счетчиков электроэнергии, °C - сервера, °C - УССВ, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от –45 до +40 от 0 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – 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 Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 180000 2 100000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер: – 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.

Регистрация событий:

– в журнале событий счетчика:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

– в журнале событий сервера:

– изменения значений результатов измерений;

– изменения коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов;

– параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

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

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 результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10	13
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	21
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	6
Трансформаторы тока	ТШ-0,66	3
Трансформаторы тока	ТШЛ-0,66 УЗ	3
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	3
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-10	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95	1
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R	3
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.R	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R	10
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.10	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1492 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 «Рузхиммаш», 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 «Рузаевский завод химического машиностроения»

(АО «Рузхиммаш»)

ИНН 1324015626

Юридический адрес: 431445, Республика Мордовия, г. Рузаевка, ул. Титова, д. 16, с. 1

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

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

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации»

(ООО «ПИКА»)

ИНН 3328009874

Адрес: 600016, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81, каб. 307

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709

Регистрационный № 98207-26

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Поляриметры SACCHAROMAT

Назначение средства измерений

Поляриметры SACCHAROMAT (далее по тексту – поляриметры) предназначены для измерений угла вращения плоскости поляризации (далее – УВПП) в градусах международной сахарной шкалы ($^{\circ}Z$) в жидких и твердых оптически активных образцах.

Описание средства измерений

Поляриметры состоят из следующих основных узлов: источник света (светодиод), интерференционный светофильтр, поляризатор, фокусирующая оптическая система, измерительная камера, анализатор, модулятор Фарадея, приемник излучения, а также система электропитания.

Принцип действия поляриметров основан на сканировании угла вращения плоскости поляризации и преобразовании электрического сигнала с представлением полученного результата в цифровой форме.

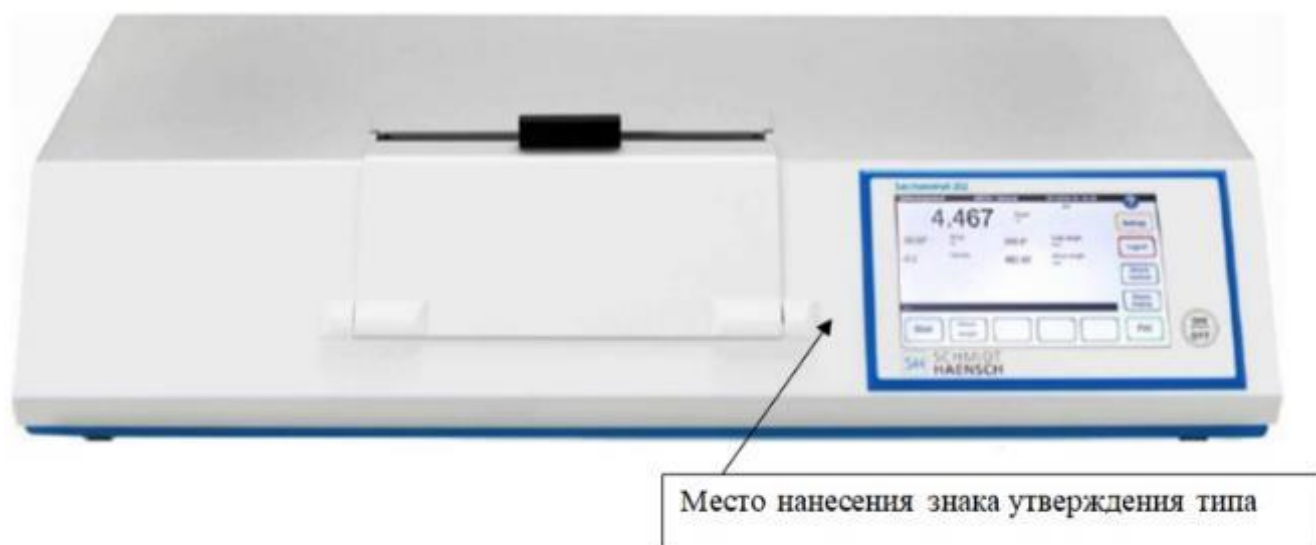
Корпус поляриметров изготавливается из алюминиевого листа с порошковым покрытием, окрашиваемого в серые и синие цвета.

К данному типу поляриметров относятся следующие модификации: SACCHAROMAT V201, SACCHAROMAT V202. Модификации отличаются длинами волн: SACCHAROMAT V201 позволяет проводить измерения на одной длине волны 587 нм, SACCHAROMAT V202 – на двух длинах волн 587 нм и 882,6 нм.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Серийный номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на индивидуальную этикетку, расположенную на задней части корпуса поляриметров. В дополнительной части маркировки указываются буквенные символы в виде SC, где S – международная сахариметрическая шкала, C – исполнение температурной ячейки.

Общий вид поляриметров представлен на рисунках 1 и 2.



Место нанесения знака утверждения типа

Рисунок 1 – Общий вид поляриметров SACCHAROMAT



Место нанесения
серийного номера

Рисунок 2 – Пример индивидуальной этикетки

Пломбирование поляриметров не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) поляриметров является встроенным, метрологически значимым и выполняет функции управления процедурой измерений; сбором и обработкой данных; сохранением результатов измерений.

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик поляриметров. Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО поляриметров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО поляриметров

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	недоступно пользователю
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	454.000E.00.25
Цифровой идентификатор ПО	недоступно пользователю

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Длина волны, нм: - модификация SACCHAROMAT V201 - модификация SACCHAROMAT V202	587 587; 882,6
Диапазон измерений УВПП в градусах международной сахарной шкалы, °Z	от 0 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений УВПП в градусах международной сахарной шкалы, °Z	±0,02

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Дискретность показаний УВПП в градусах международной сахарной шкалы, °Z	0,01
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более	160×730×370
Масса, кг, не более	19
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 100 до 240 от 49 до 51
Потребляемая мощность, В·А, не более	100
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от +15 до +25 85

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на верхнюю часть титульного листа руководства по эксплуатации и в виде наклейки на переднюю панель поляриметра в месте, указанном на рисунке 1.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Поляриметр	SACCHAROMAT V201 или SACCHAROMAT V202	1 шт. (по заказу)
Внешний адаптер электропитания	-	1 шт.
Кабель питания	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методах (методиках) измерений

приведены в п. 5 «Работа с поляриметром SACCHAROMAT» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 20.10.2022 г. № 2652 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений угла вращения плоскости поляризации;
Стандарт предприятия «Поляриметры SACCHAROMAT».

Правообладатель

Schmidt + Haensch GmbH & Co., Германия
Адрес: Waldstraße 80/81 D-13403, Berlin, Germany
Телефон: +4930/417072-0
E-mail: sales@schmidt-haensch.de
Web-сайт: schmidt-haensch.com

Изготовитель

Schmidt + Haensch GmbH & Co., Германия
Адрес: Waldstraße 80/81 D-13403, Berlin, Germany
Телефон: +4930/417072-0
E-mail: sales@schmidt-haensch.de

Испытательный центр

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

(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 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 № 98230-26

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы электронные промышленные Суприм 323

Назначение средства измерений

Весы электронные промышленные Суприм 323 (далее – весы) предназначены для статического измерения массы.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании силы тяжести взвешиваемого груза тензорезисторным датчиком в электрический сигнал, с последующей его обработкой в цифровой вид и выдаче измеренных значений массы на цифровой дисплей терминала.

Конструктивно весы состоят из корпуса, взвешивающего модуля, выполненного в виде грузоприемной платформы с датчиком, терминала с дисплеем и клавиатурой управления. Модификации Суприм 323-[1]-10 и Суприм 323-[1]-20 имеют от одного до двух маркираторов (принтер с устройством для ручной или автоматической аппликации этикетки) и вторичный дисплей в виде панели управления. Панель управления представляет собой промышленный компьютер с сенсорным экраном, к которому подключается терминал весов и ручной маркиратор.

Структура условного обозначения модификаций весов:

Суприм 323-[1]-[2], где:

[1] – значение Max весов, кг: 6; 15; 30; 60

[2] – конструктивное исполнение:

10 – весы с возможностью установки до одного ручного маркиратора, с вторичным дисплеем;

20 – весы с возможностью установки до двух ручных маркираторов, с вторичным дисплеем;

01 – весы без возможности установки маркиратора, с терминалом, закрепленным на корпусе весов;

02 – весы без возможности установки маркиратора, с выносным терминалом.

Весы имеют следующие устройства и функции (ГОСТ OIML R 76-1-2011):

- устройство первоначальной установки нуля (п. Т.2.7.2.4);
- устройство слежения за нулем (п. Т.2.7.3);
- устройство тарирования (выборки массы тары) (п. Т.2.7.4);
- устройство предварительного задания значения массы тары (п. Т.2.7.5);
- полуавтоматическое устройство установки нуля (п. Т.2.7.2.2);
- устройство установки весов по уровню (п. Т.2.7).

В весах в зависимости от модификации могут быть предусмотрены следующие режимы работы (ГОСТ OIML R 76-1-2011, п. 4.20):

- вычисление массы товаров;

- вычисление количества штучных товаров;
- суммирование массы и количества товаров при обычном взвешивании и в штучном режиме;
- запись и хранение в энергонезависимой памяти весов информации о товарах;
- печатание этикетки со значениями измеренной массы или введенного количества товара, его названием и другими сведениями о нём, а также со штрих-кодом, могущим содержать значения измеренной массы;
- выдача отчета по маркировки для отдельного товара и для всех товаров за день и за определенный период.

На корпусе терминала или грузоприемного устройства весов прикреплена маркировочная табличка (разрушающаяся при ее удалении), содержащая следующую информацию:

- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;
- условное обозначение весов
- серийный номер весов;
- класс точности весов по ГОСТ OIML R 76-1-2011;
- значение максимальной нагрузки Max;
- значение минимальной нагрузки Min;
- поверочный интервал e ;
- максимальный диапазон устройства выборки массы тары $T = -$;
- знак утверждения типа;
- год изготовления;
- параметры питания;
- особый диапазон рабочих температур.

Серийный номер наносится на маркировочную наклейку типографским методом в виде буквенно-цифрового кода.

Общий вид весов указан на рисунке 1. Места пломбировки (ограничения доступа к местам настройки (регулировки)) с указанием места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2. Общий вид маркировочной наклейки с указанием мест нанесения серийного номера и знака утверждения типа представлен на рисунке 3. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) - пломба с нанесением знака поверки (свинцовая, мастичная или в виде наклейки).



а) Модификация Суприм 323-[1]-10



б) Модификация Суприм 323-[1]-20

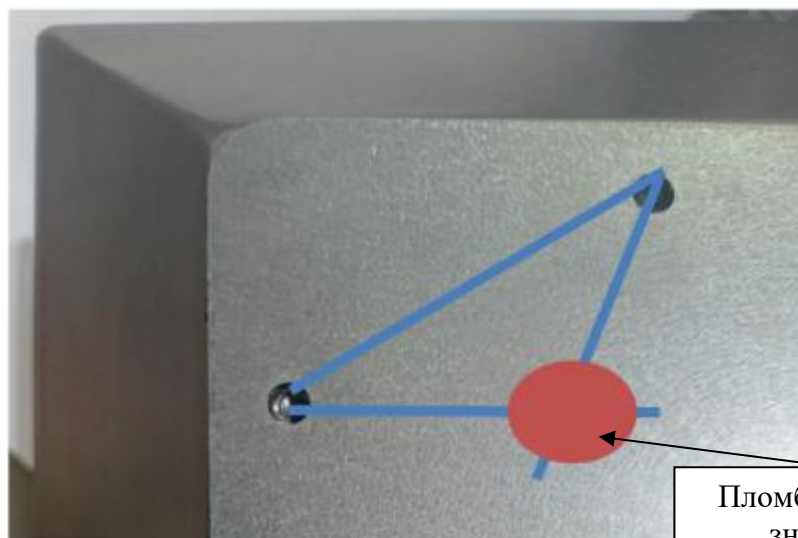


в) Модификация Суприм 323-[1]-01



г) Модификация Суприм 323-[1]-02

Рисунок 1 – Общий вид весов



Пломба с нанесением
знака поверки

а) Модификации Суприм 323-[1]-10 и Суприм 323-[1]-20



б) Модификации Суприм 323-[1]-01, Суприм 323-[1]-02

Рисунок 2 – Места пломбировки (ограничения доступа к местам настройки (регулировки))
с указанием места нанесения знака поверки

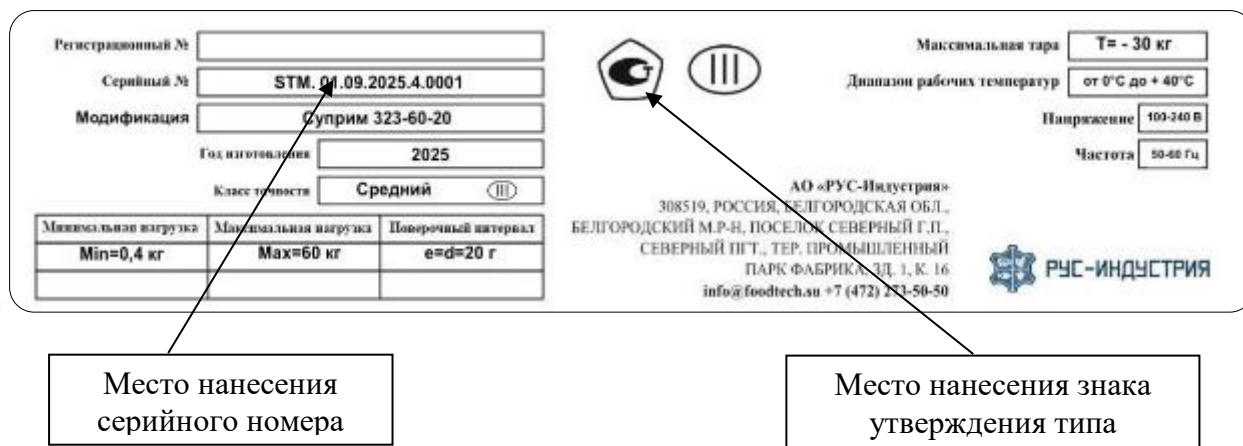


Рисунок 3 – Общий вид маркировочной таблички с указанием мест нанесения
серийного номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) весов является встроенным и жестко привязано к электрической схеме, что соответствует п. 5.5 ГОСТ OIML R 76-1-2011 «Дополнительные требования к электронным устройствам с программным управлением», в части устройств со встроенным ПО. ПО загружается на заводе-изготовителе с использованием специального оборудования. ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после загрузки без нарушения защитной пломбы.

Встроенное ПО разделяется на метрологически значимую и метрологически незначимую части.

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

Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который отображается на дисплее терминала при включении весов.

Метрологические характеристики весов 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 весов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	САП СУПРИМ
Номер версии (идентификационный номер ПО)	U 1.XX*
Цифровой идентификатор ПО	-

* – Обозначение «XX» не относится к метрологически значимому ПО и принимает значения от 01 до 99.

Метрологические и технические характеристики

Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011.....средний (III).

Максимальная (Max) и минимальная (Min) нагрузка, действительная цена деления (d), поверочный интервал (e), число поверочных интервалов (n), пределы допускаемой погрешности (mpe) весов в соответствующих интервалах взвешивания (m) приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Модификация весов	Min, кг	Max, кг	e=d, г	n	m, кг	mpe, г
Суприм 323-6-[2]	0,04	6	2	3000	от 0,04 до 1 включ.	±1
					св. 1 до 4 включ.	±2
					св. 4 до 6 включ.	±3
Суприм 323-15-[2]	0,1	15	5	3000	от 0,1 до 2,5 включ.	±2,5
					св. 2,5 до 10 включ.	±5,0
					св. 10 до 15 включ.	±7,5
Суприм 323-30-[2]	0,2	30	10	3000	от 0,2 до 5 включ.	±5
					св. 5 до 20 включ.	±10
					св. 20 до 30 включ.	±15
Суприм 323-60-[2]	0,4	60	20	3000	от 0,4 до 10 включ.	±10
					св. 10 до 40 включ.	±20
					св. 40 до 60 включ.	±30

Пределы допускаемой погрешности в эксплуатации равны удвоенному значению пределов допускаемой погрешности при поверке (mpe) (надзор во время эксплуатации по п. 8.4.2 ГОСТ OIML R-76-1-2011)). Пределы допускаемой погрешности весов после выборки массы тары соответствуют пределам допускаемой погрешности для массы нетто.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой погрешности устройства установки на нуль	±0,25·e
Показания индикации массы, кг, не более	Max +9·e
Диапазон установки на нуль (суммарный) устройств установки нуля и слежения за нулем, не более	4 % от Max
Диапазон устройства первоначальной установки нуля, не более	20 % от Max
Максимальный диапазон устройства выборки массы тары (T ⁻)	50 % от Max

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	от 100 до 240
– частота переменного тока, Гц	от 50 до 60
– от встроенной аккумуляторной батареи, В	12
Потребляемая мощность, В·А, не более	1000
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более	1800×1200×1200
Масса, кг, не более	300
Особый диапазон рабочих температур:	
– температура окружающей среды, °C	от 0 до +40

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	8
Средняя наработка на отказ, ч	35000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом и на маркировочную наклейку фотохимическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы электронные промышленные	Суприм 323	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Методика измерений» документа «Весы электронные промышленные Суприм 323. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ТУ 28.29.31-002-16118821-2025 «Весы электронные промышленные Суприм 323. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «РУС-Индустрия»

(АО «РУС-Индустрия»)

Юридический адрес: 308010, Белгородская область, м. р-н Белгородский, г. п. поселок Северный, пгт Северный, тер. Промышленный парк Фабрика д.1, к.16

ИНН 3102040544

Изготовитель

Акционерное общество «РУС-Индустрия»

(АО «РУС-Индустрия»)

Адрес: 308010, Белгородская область, м. р-н Белгородский, г. п. поселок Северный, пгт Северный, тер. Промышленный парк Фабрика д.1, к.16

ИНН 3102040544

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./пом. 1/1, ком. 14-17

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

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

Регистрационный № 98231-26

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Твердомеры Бринелля ТБх Tochline

Назначение средства измерений

Твердомеры Бринелля ТБх Tochline (далее – твердомеры) предназначены для измерений твердости металлов и сплавов по шкалам Бринелля.

Описание средства измерений

Принцип действия твердомеров основан на статическом вдавливании шарикового наконечника с последующим измерением диаметра окружности отпечатка.

Конструктивно твердомеры имеют металлический корпус и состоят из устройства приложения нагрузки и измерительного устройства.

Твердомеры выпускаются в четырёх модификациях: ТБ 5004 Tochline, ТБ 5004-03 Tochline, ТБ 5004А Tochline, ТБ 5056-02 Tochline. Модификации твердомеров отличаются диапазоном прикладываемых нагрузок, конструкцией, степенью автоматизации процесса измерений.

Серийный номер имеет формат цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится любым удобным технологическим способом на маркировочную табличку, закрепленную в месте, указанном на рисунках 1-4.

Товарный знак изготовителя  наносится на маркировочную табличку любым удобным технологическим способом и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским методом. Знак утверждения типа наносится на маркировочную табличку любым удобным технологическим способом.

Для защиты твердомеров от внесения изменений предусмотрена пломбировка корпуса разрушаемой голографической наклейкой. Места нанесения пломб от несанкционированного доступа представлены на рисунках 1-4.

Нанесение знака поверки на корпус твердомеров не предусмотрено.

Общий вид твердомеров с указанием места нанесения маркировочной таблички приведён на рисунках 1-4.

Общий вид маркировочной таблички приведен на рисунке 5.



Рисунок 1 – Общий вид твердомеров Бринелля ТБ 5004 Tochline

Место нанесения
пломбы

Место нанесения
маркировочной
таблички



Рисунок 2 – Общий вид твердомеров Бринелля ТБ 5004-03 Tochline



Рисунок 3 – Общий вид твердомеров Бринелля ТБ 5004A Tochline

Место
нанесения
пломбы

Место
нанесения
маркировочной
таблички



Рисунок 4 – Общий вид твердомеров Бринелля ТБ 5056-02 Tochline



Рисунок 5 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) твердомеров является метрологически значимым и используется для визуального отображения и определения диаметров отпечатков, хранения и статистической обработки результатов измерений.

ПО является неизменным, возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию отсутствует.

Влияние ПО твердомеров учтено при нормировании метрологических характеристик.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение *	
Идентификационное наименование ПО	Tochline ТБх	Hardness tester
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v 1.0	не ниже v 1.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-
* в соответствии с заказом		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики испытательных нагрузок по шкалам Бринелля

Модификация твердомера	Шкала Бринелля	Испытательная нагрузка, Н	Пределы допускаемого относительного отклонения испытательных нагрузок, %	Диапазон измерений твердости чисел HB (HBW)
ТБ 5004 Tochline, ТБ 5004-03 Tochline, ТБ 5004А Tochline	HB (HBW) 2,5/62,5*	612,9	±1	от 32 до 218
	HB (HBW) 5/62,5*	612,9		от 8 до 54
	HB (HBW) 5/125*	1226		от 16 до 108
	HB 2,5/187,5	1839		от 95 до 450
	HBW 2,5/187,5	1839		от 95 до 650
	HB (HBW) 5/250	2452		от 32 до 218
	HB (HBW) 10/250	2452		от 8 до 54
	HB 5/750	7355		от 95 до 450
	HBW 5/750	7355		от 95 до 650
	HB (HBW) 10/100*	980,7		от 8 до 21
	HB (HBW) 10/500	4903		от 16 до 108
	HB (HBW) 10/1000	9807		от 32 до 218
	HB (HBW) 10/1500	14710		от 48 до 220
	HB 10/3000	29420		от 95 до 450
	HBW 10/3000	29420		от 95 до 650

Продолжение таблицы 2

Модификация твёрдомера	Шкала Бринелля	Испытательная нагрузка, Н	Пределы допускаемого относительного отклонения испытательных нагрузок, %	Диапазон измерений твёрдости чисел HB (HBW)
ТБ 5056-02 Tochline	HB 2,5/187,5	1839		от 95 до 450
	HBW 2,5/187,5	1839		от 95 до 650
	HB (HBW) 5/250	2452		от 32 до 218
	HB (HBW) 10/250	2452		от 8 до 54
	HB 5/750	7355		от 95 до 450
	HBW 5/750	7355		от 95 до 650
	HB (HBW) 10/500	4903		от 16 до 108
	HB (HBW) 10/1000	9807		от 32 до 218
	HB (HBW) 10/1500	14710		от 48 до 326
	HB 10/3000	29420		от 95 до 450
	HBW 10/3000	29420		от 95 до 650
* Для модификаций ТБ 5004 Tochline, ТБ 5004-03 Tochline в соответствии с заказом				

Таблица 3 – Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Бринелля

Обозначение шкал измерения твёрдости	Диапазон измерений твёрдости HB (HBW)				
	от 8 до 21 включ.	св. 21 до 75 включ.	св. 75 до 125 включ.	св. 125 до 187 включ.	св. 187 до 250 включ.
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности твердомеров HB (HBW), (±)				
	Размах чисел твердости HB (HBW)				
HB (HBW) 10/100	0,8	-	-	-	-
	2,0				
HB (HBW) 5/62,5; HB (HBW) 10/250	0,8	2,3	-	-	-
	2,0	3,0			
HB (HBW) 5/125; HB (HBW) 10/500	0,8	2,3	3,8	-	-
	2,0	3,0	5,0		
HB (HBW) 10/1000; HB (HBW) 2,5/62,5; HB (HBW) 5/250; HB (HBW) 10/1500	-	2,3	3,8	5,6	7,5
		3,0	5,0	7,5	7,5
HB 2,5/187,5; HB 5/750; HB 10/3000	-	-	3,8	5,6	7,5
	-	-	5,0	7,5	7,5
HBW 2,5/187,5; HBW 5/750; HBW 10/3000	-	-	3,8	5,6	7,5
	-	-	5,0	7,5	7,5

Продолжение таблицы 3

Обозначение шкал измерения твёрдости	Диапазон измерений твёрдости HB (HBW)					
	св. 250 до 288 включ.	св. 288 до 326 включ.	св. 326 до 380 включ.	св. 380 до 450 включ.	св. 450 до 550 включ.	св. 550 до 650 включ.
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности твёрдомеров HB (HBW), (±)					
	Размах чисел твердости HB (HBW)					
HB (HBW) 10/1500	8,6	9,8	-	-	-	-
	10,5	10,5				
HB 2,5/187,5; HB 5/750; HB 10/3000	8,6	9,8	11,4	13,5	-	-
	10,5	10,5	13,5	13,5	-	-
HBW 5/750; HBW 10/3000	8,6	9,8	11,4	13,5	16,5	19,5
	10,5	10,5	13,5	13,5	16,5	19,5
HBW 2,5/187,5	8,6	9,8	11,4	13,5	16,5*	19,5*
	10,5	10,5	13,5	13,5	16,5*	19,5*
Пр и м е ч а н и е - метрологические характеристики действительны для 5 измерений * - Метрологические характеристики действительны для измерений с помощью ПО						

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации температура окружающего воздуха, °C относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	от +15 до +35 80
Параметры электрического питания модификаций ТБ 5004A Tochline напряжение переменного тока, В частота переменного тока, Гц ТБ 5056-02 Tochline, ТБ 5004 Tochline, ТБ 5004-03 Tochline напряжение переменного тока, В частота переменного тока, Гц	от 207 до 253 от 49,5 до 50,5 от 360 до 440 от 49,5 до 50,5
Габаритные размеры твердомеров, мм, не более ТБ 5004 Tochline, ТБ 5004-03 Tochline, ТБ 5004A Tochline длина ширина высота	 850 400 1000
ТБ 5056-02 Tochline длина ширина высота	1500 1000 2500
Масса, кг, не более ТБ 5004 Tochline, ТБ 5004-03 Tochline, ТБ 5004A Tochline	225
ТБ 5056-02 Tochline	1500

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на маркировочную табличку твердомеров любым удобным технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность твердомера

Наименование	Обозначение	Количество
Твердомер Бринелля	ТБх Tochline	1 шт.
Персональный компьютер *	-	1 шт.
Программное обеспечение *	-	1 шт.
Микроскоп	JS-10	1 шт.
Принадлежности	-	1 комплект
Руководство по эксплуатации	(Гб 2.773.156 РЭ, Гб 2.773.225 РЭ, Гб 2.773.356 РЭ, Гб 2.773.282 РЭ)*	1 экз.
Руководство пользователя ПО	-	1 экз.
* В соответствии с заказом		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главах 11 «Порядок работы» документов Гб 2.773.156 РЭ «Твердомер Бринелля ТБ 5004 Tochline. Руководство по эксплуатации», Гб 2.773.225 РЭ «Твердомер Бринелля ТБ 5004-03 Tochline. Руководство по эксплуатации», Гб 2.773.356 РЭ «Твердомер Бринелля ТБ 5004А Tochline. Руководство по эксплуатации», Гб 2.773.282 РЭ «Твердомер Бринелля ТБ 5056-02 Tochline. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 9012-59 Металлы. Метод измерения твердости по Бринеллю;

Государственная поверочная схема для средств измерений твердости по шкалам Бринелля, утвержденная приказом Росстандарта от 02.08.2022 № 1895;

ТУ 26.51.62-170-69363963-2024 «Твердомеры Бринелля ТБх Tochline. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Завод испытательных приборов»

(ООО «ЗИП»)

ИНН 3702649056

Юридический адрес: 153032, Ивановская область, г.о. Иваново, г. Иваново, ул. Станкостроителей, д. 11

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Завод испытательных приборов»

(ООО «ЗИП»)

ИНН 3702649056

Адрес: 153032, Ивановская область, г.о. Иваново, г. Иваново, ул. Станкостроителей, д. 11

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, пгт. Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ, к. 11

Адрес места осуществления деятельности: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, пгт. Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

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