

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 25 » _____ апреля _____ 2024 г. № 1098

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а)	Изготовитель	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	Е	91983-24	14674, 14874, 27489	ПО «Запорожтрансформатор», г. Запорожье (изготовлены в 1982-1985 гг)	ПО «Запорожтрансформатор», г. Запорожье	ОС	ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»	8 лет	Общество с ограниченной ответственностью «Башкирские распределительные электрические сети» (ООО «Башкирэнерго»), г. Уфа	ФБУ «ЦСМ им. А.М.Муратшина в Республике Башкортостан», г. Уфа	13.11.2023
2.	Весы конвейерные непрерывного действия	ИНДАС-ВК	С	91984-24	ИНДАС-ВК-800-1 зав.№ 0001.10.22.6470; ИНДАС-ВК-1200-2 зав.№ 0002.01.23.6470	Общество с ограниченной ответственностью «Индас Холдинг» (ООО «Индас Холдинг»), г. Новокузнецк, Кемеровская область-Кузбасс	Общество с ограниченной ответственностью «Индас Холдинг» (ООО «Индас Холдинг»), г. Новокузнецк, Кемеровская область-Кузбасс	ОС	МП 57-261-2023 «ГСИ. Весы конвейерные непрерывного действия ИНДАС-ВК. Методика поверки»	1 год	Общество с ограниченной ответственностью «Индас Холдинг» (ООО «Индас Холдинг»), г. Новокузнецк, Кемеровская область-Кузбасс	УНИИМ - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Екатеринбург	11.12.2023
3.	Системы измерительные	САУ ГТУ Н-100	Е	91985-24	01, 02	Mitsubishi Power, Ltd., Япония	Акционерное общество «Интер РАО-	ОС	МП-233-2023 «ГСИ. Системы	1 год	Общество с ограниченной ответственностью	ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метро-	08.12.2023

							Электрогенерация» (АО «Интер РАО-Электрогенерация»), г. Москва		измерительные САУ ГТУ Н-100. Методика поверки»		стью «Мир Технологий» (ООО «Мир Технологий»), г. Москва	логия», Московская обл., г. Чехов	
4.	Уровнемеры радарные волноводные	ALT6100	С	91986-24	модиф. F зав. №ALT-005, модиф. R зав. №ALT-007	Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ Балтия» (ООО «Системы Нефть и Газ Балтия»), г. Калининград	Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ Балтия» (ООО «Системы Нефть и Газ Балтия»), г. Калининград	ОС	МП 1596-7-2024 «ГСИ. Уровнемеры радарные волноводные ALT6100. Методика поверки»	3 года	Общество с ограниченной ответственностью «Бюро сертификации «ТОВАРИЩ» (ООО «Бюро сертификации «ТОВАРИЩ»», г. Москва	ВНИИР - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Казань	25.01.2024
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Очаково №214	Обозначение отсутствует	Е	91987-24	504	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	ОС	МП-090-2023 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Очаково №214. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ООО «ЭнерТест», Московская обл., г. Химки	07.12.2023
6.	Система измерений количества и показателей	Обозначение отсутствует	Е	91988-24	02	Акционерное общество «Черноморские маги-	Акционерное общество «Черноморские маги-	ОС	МП-0032-ТНМ-2023 «ГСИ. Система из-	1 год	Акционерное общество «Черноморские магистральные	АО «Транснефть - Автоматизация и Метрология»,	15.01.2024

	качества нефти № 464 ПСП «Заречье». Резервная схема учета					стральные нефтепроводы» (АО «Черномортранснефть»), г. Новороссийск, Краснодарский край	стральные нефтепроводы» (АО «Черномортранснефть»), г. Новороссийск, Краснодарский край		мерений количества и показателей качества нефти № 464 ПСП «Заречье». Резервная схема учета. Методика поверки»		нефтепроводы» (АО «Черномортранснефть»), г. Новороссийск	г. Москва	
7.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 464 ПСП «Заречье»	Обозначение отсутствует	Е	91989-24	04	Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы» (АО «Черномортранснефть»), г. Новороссийск, Краснодарский край	Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы» (АО «Черномортранснефть»), г. Новороссийск, Краснодарский край	ОС	МП-0031-ТНМ-2023 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 464 ПСП «Заречье». Методика поверки»	1 год	Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы» (АО «Черномортранснефть»), г. Новороссийск, Краснодарский край	АО «Транснефть - Автоматизация и Метрология», г. Москва	11.01.2024
8.	Контроллеры измерительные	FloBoss 107	Е	91990-24	30064181, 30064182	Фирма «Emerson Process Management / Remote Automation Solutions / Fromex S.A. de C.V.», Мексика	Фирма «Emerson Process Management / Remote Automation Solutions / Fromex S.A. de C.V.», Мексика	ОС	МП 1201/1-311229-2024 «ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss 107. Методика поверки»	2 года	Общество с ограниченной ответственностью «СтройГазКомплект» (ООО «СтройГазКомплект»), г. Санкт-Петербург	ООО ЦМ «СТП», г. Казань	12.01.2024
9.	Столы поворотные прецизионные	СПП-19.001	С	91991-24	исп. СПП-19.001А зав. № Н201001, исп. СПП-19.001Б	Акционерное общество «Научно-	Акционерное общество «Научно-	ОС	МП 253-0114-2023 «ГСИ.	2 года	Филиал Акционерного общества «Научно-	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеев	28.03.2024

					зав. № Н201002	производственный центр автоматизации и приборостроения имени академика Н.А. Пилюгина» (АО «НПЦАП»), г. Москва	производственный центр автоматизации и приборостроения имени академика Н.А. Пилюгина» (АО «НПЦАП»), г. Москва		Столы поворотные прецизионные СПП-19.001. Методика поверки»		производственный центр автоматизации и приборостроения имени академика Н.А. Пилюгина» - «Производственное объединение «Корпус» (Филиал АО «НПЦАП» - «ПО «Корпус»), г. Саратов	ва», г. Санкт-Петербург	
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Западная Сибирь» по НПС-2 Ачинской ЛПДС	Обозначение отсутствует	Е	91992-24	032ТНЭ/1	Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ» (ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»), г. Москва	Акционерное общество «Транснефть - Западная Сибирь» (АО «Транснефть - Западная Сибирь»), г. Омск	ОС	МП 26.51/290/2 4 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Западная Сибирь» по НПС-2 Ачинской ЛПДС. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ» (ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»), г. Москва	ООО «Энерготестконтроль», г. Москва	07.03.2024

11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «СФН» Д.У. Комбинированным ЗПИФ «Современная Коммерческая недвижимость» (ЦОД Медведково)	Обозначение отсутствует	Е	91993-24	001	Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»), Московская обл., г. Красногорск	Общество с ограниченной ответственностью «РТК Энергосбыт» (ООО «РТК Энергосбыт»), г. Москва	ОС	МП ЭПР-659-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «СФН» Д.У. Комбинированным ЗПИФ «Современная Коммерческая недвижимость» (ЦОД Медведково). Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»), Московская обл., г. Красногорск	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск	15.03.2024
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета	Обозначение отсутствует	Е	91994-24	522	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г.	ОС	МП-097-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измери-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ»	ООО «ЭнерТест», Московская обл., г. Химки	23.01.2024

	та электро- энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Чес- ноковская						Москва		тельная коммерче- ского учета электро- энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Чесноков- ская. Ме- тодика по- верки»		(ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва		
--	---	--	--	--	--	--	--------	--	---	--	---------------------------------	--	--

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» апреля 2024 г. № 1098

Регистрационный № 91992-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Западная Сибирь» по НПС-2 Ачинской ЛПДС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Западная Сибирь» по НПС-2 Ачинской ЛПДС (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений АИИС КУЭ передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Сервер ИВК АИИС КУЭ с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

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

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

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭМ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются с сервера ИВК с учетом агрегации данных по всем АИИС КУЭ ОАО «АК Транснефть» (Рег. № 54083-13) с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и АИИС КУЭ смежных субъектов в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов сервера ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя ССВ. ССВ непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC(SU) спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС/GPS, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. ССВ обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК. Резервный ССВ используется при выходе из строя основного сервера ССВ.

Сличение шкалы времени счетчиков и шкалы времени сервера ИВК АИИС КУЭ происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера ИВК более чем на ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер 032ТНЭ/1 наносится типографским способом на маркировочную табличку, расположенную на коммутационном шкафу. Дополнительно заводской номер 032ТНЭ/1 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	ЗРУ-6 кВ НПС-2 Ачинская ЛПДС, 1 СШ 6 кВ яч.4	ТЛО-10 1600/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ССВ-1Г, рег. № 58301-14 / сервер ИВК
2	ЗРУ-6 кВ НПС-2 Ачинская ЛПДС, 2 СШ 6 кВ яч.23	ТЛО-10 1600/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Примечания:

- Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- Допускается замена ССВ на аналогичные утвержденных типов.
- Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
- 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	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1, 2	Активная Реактивная	1,0 2,6	1,7 2,7
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi=0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 °С до +35 °С			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для сервера ИВК, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд.} до 1_{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +60 от +5 до + 35 от +10 до + 30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) ССВ-1Г: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 15000 100000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17)	
-каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	114
Сервер ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

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	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6	6
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Сервер ИВК	-	2
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/290/24	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Западная Сибирь» по НПС-2 Ачинской ЛПДС. МВИ 26.51/290/24, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

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

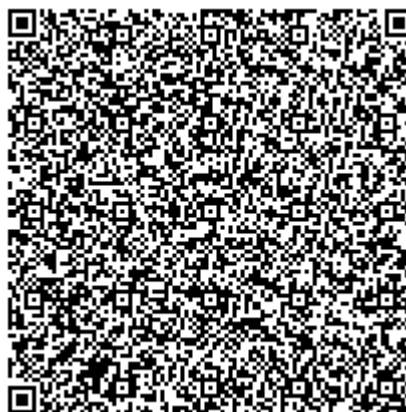
Акционерное общество «Транснефть - Западная Сибирь»
(АО «Транснефть - Западная Сибирь»)
ИНН 5502020634
Юридический адрес: 644033, г. Омск, ул. Красный путь, д. 111, к. 1
Телефон: 8 (3812) 65-35-02
E-mail: info@oms.transneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)
ИНН 7714348389
Адрес: 125124, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, к. 12, эт. 2, помещ. II, ком. 9
Телефон: 8 (495) 230-02-86
E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1
Телефон: 8 (495) 647-88-18
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» апреля 2024 г. № 1098

Регистрационный № 91993-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «СФН» Д.У. Комбинированным ЗПИФ «Современная Коммерческая недвижимость» (ЦОД Медведково)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «СФН» Д.У. Комбинированным ЗПИФ «Современная Коммерческая недвижимость» (ЦОД Медведково) (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 распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер на базе закрытой облачной системы Нурег-V (сервер), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0 Пром», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (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 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.

Передача информации от уровня ИВК 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 объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется один раз в час, корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения часов сервера с УСВ.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи (1 раз в сутки), корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика 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 ООО «СФН» Д.У. Комбинированным ЗПИФ «Современная Коммерческая недвижимость» (ЦОД Медведково) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0 Пром». ПО «Пирамида 2.0 Пром» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2.0 Пром». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2.0 Пром» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2.0 Пром» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0 Пром»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	Binary Pack Controls.dll	Check Data Integrity.dll	Coml ECFunc-tions.dll	ComMod-busFunc-tions.dll	Com StdFunc-tions.dll	DateTime Pro-cessing.dll	Safe Values DataUp-date.dll	Simple Verify Data Sta-tuses.dll	Summary Check CRC.dll	Values DataProce-ssing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.3.1									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373	D1C26A2F55C7FE CFF5CAF8B1C056FA4D	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	РУ 10.1 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Hyper-V	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
2	РУ 10.2 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
3	РУ 10.1 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
4	РУ 10.2 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	РУ 10.3 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ввод 10 кВ	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 71707-18 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Hyper-V	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
6	РУ 10.3 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ввод 10 кВ	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 71707-18 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
7	РУ 10.4 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ввод 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 71707-18 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
8	РУ 10.4 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ввод 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 71707-18 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	8
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от +5 до +35 от +5 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа Меркурий 234: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 2 165000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МД: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	170 5 113 40 3,5

Надежность системных решений:
защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

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

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	12
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ-0,66	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	12
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	4
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Hyper-V	1
Формуляр	ЭНПР.411711.190.ФО	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «СФН» Д.У. Комбинированным ЗПИФ «Современная Коммерческая недвижимость» (ЦОД Медведково)», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

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 «РТК Энергосбыт»
(ООО «РТК Энергосбыт»)

ИНН 9728002634

Юридический адрес: 109316, г. Москва, Остаповский пр-д, д. 22 стр. 7, ком. 10

Телефон: (495) 645-68-89

E-mail: rtkenergo@rt-dc.ru

Web-сайт: www.rtk-energoby.ru

Изготовитель

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

ИНН 5024145974

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Испытательный центр

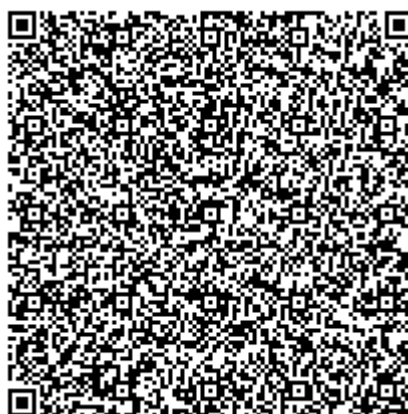
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» апреля 2024 г. № 1098

Регистрационный № 91994-24

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Чесноковская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Чесноковская (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

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

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 522. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ Опорная - Чесноковская I цепь с отпайкой на ПС Береговая (ВЛ ОЧ-91)	VIS WI кл.т 0,2S Ктт = 750/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 38002-08	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Опорная – Чесноковская II цепь с отпайкой на ПС Береговая (ВЛ ОЧ-92)	VIS WI кл.т 0,2S Ктт = 750/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 38002-08	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
3	ВЛ 110 кВ Химпром - Чесноковская с отпайкой на ПС Алтайская (ВЛ ХЧ-9)	VIS WI кл.т 0,2S Ктт = 750/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 38002-08	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
4	ВЛ 110 кВ Чесноковская - Новоалтайская I цепь с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ ЧН-23)	ТВГ-110 кл.т 0,2 Ктт = 400/5 рег. № 22440-07	НДКМ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 38002-08	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 110 кВ Чесноковская - Новоалтайская II цепь с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ ЧН-24)	VIS WI кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 38002-08	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ВЛ 110 кВ Чесноковская - Первомайская II цепь с отпайками (ВЛ ЧП-159)	VIS WI кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 38002-08	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
7	ВЛ 110 кВ Чесноковская – Первомайская I цепь с отпайками (ВЛ ЧП-30)	VIS WI кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 38002-08	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
8	ВЛ 110 кВ Алтай - Чесноковская с отпайкой на ПС Алтайская (ВЛ АЧ-8)	VIS WI кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 38002-08	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
9	АТ-1 110 кВ	VIS WI кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 38002-08	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
10	АТ-2 110 кВ	VIS WI кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 38002-08	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
11	ВЛ 35 кВ Чесноковская - Санниковская с отпайкой на ПС База СВЭС (ВЛ ЧС-301)	ТЛК кл.т 0,5S К _{ТТ} = 500/5 рег. № 47959-16	ТЈР 7 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 81615-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ВЛ 35 кВ Чесноковская - Санниковская с отпайкой на ПС База СВЭС (ВЛ ЧС-302)	ТЛК кл.т 0,5S К _{ТТ} = 500/5 рег. № 47959-16	ТJP 7 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 81615-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
13	ВЛ 35 кВ Чесноковская - Черемшанская с отпайкой на ПС Правда (ВЛ ЧЧ-335)	ТЛК-35 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 10573-09	ТJP 7 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 81615-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
14	ВЛ 35 кВ Чесноковская - Правда (ВЛ ЧП-336)	ТЛК-35 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 10573-09	ТJP 7 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 81615-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
15	ВЛ 35 кВ Чесноковская-АВЗ с отпайкой на ПС ЖБИ (ВЛ ЧА-317)	ТЛК-35 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 10573-09	ТJP 7 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 81615-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
16	ВЛ 35 кВ Чесноковская-АВЗ с отпайкой на ПС ЖБИ (ВЛ ЧА-318)	ТЛК-35 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 10573-09	ТJP 7 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 81615-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
17	КЛ 0,4 кВ Ростелеком ввод №1	Т-0,66 У3 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 71031-18	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
18	КЛ 0,4 кВ Ростелеком ввод №2	Т-0,66 У3 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 71031-18	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	КЛ 0,4 кВ МТС ввод №1	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 36382-07	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
20	КЛ 0,4 кВ МТС ввод №2	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 36382-07	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3, 5-10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	0,9	0,6	0,5
	0,8	-	1,2	0,7	0,6
	0,5	-	2,0	1,2	0,9
11-16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
17-20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3, 5-10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	1,9	1,1	1,0
	0,5	-	1,3	0,8	0,8
11-16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	3,9	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
17-20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3, 5-10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	0,9	0,9
	0,5	-	2,1	1,3	1,1
11-16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
17-20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5(10)\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5(10)\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3, 5-10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	2,3	1,7	1,6
	0,5	-	1,8	1,5	1,4
11-16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
17-20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, 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 ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 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, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - 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 +10 до +30 от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300 - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Устройство сбора и передачи данных TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000 72 140000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Трансформатор тока опорный	ТЛК	6
Трансформатор тока встроенный	ТВГ-110	3
Трансформатор тока	VIS WI	27
Трансформатор тока	T-0,66	6
Трансформатор тока	T-0,66 У3	6
Трансформатор тока	ТЛК-35	12
Трансформатор напряжения емкостной	НДКМ-110	6
Трансформатор напряжения	ТНР 7	6
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	20
Устройство сбора и передачи данных	ТОРАZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.С9.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 ЕНЭС ПС 220 кВ Чесноковская», аттестованном ООО «ЭнерТест», г. Химки, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

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

Правообладатель

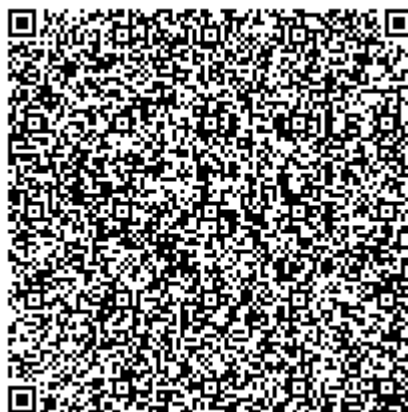
Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская,
д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул.Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207
Телефон: +7 (499) 991-19-91
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» апреля 2024 г. № 1098

Регистрационный № 91983-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1 (далее – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических сетях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока.

Конструктивно трансформаторы состоят из магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичных и вторичной обмотки с высоковольтной изоляцией. Активная часть трансформаторов находится в изоляционной крышке. Изолятор установлен на основании, в котором находится коробка вывода вторичных обмоток. Основание трансформаторов представляет собой металлический сварной цоколь, имеющий болт заземления. На основании находится табличка технических данных, узел заземления. Выводы вторичной обмотки трансформаторов расположены в нижней части корпуса.

К трансформаторам данного типа относятся трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1 с серийными №№ 14674, 14874, 27489.

Трансформаторы напряжения расположены на территории подстанций ООО «Башкирэнерго».

Серийный номер наносится на табличку технических данных трансформатора ударным способом в виде цифрового обозначения.

Нанесение знака поверки на трансформатор не предусмотрено.

Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.

Общий вид трансформаторов напряжения представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид трансформаторов напряжения НКФ-110-57 У1

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	110/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	100/ $\sqrt{3}$
Номинальная частота, Гц	50
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, ВА	400/600
Класс точности основной вторичной обмотки	0,5/1

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	3 шт.
Паспорт	-	3 экз.
Формуляр	-	3 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках измерений

приведены в п. 2 «Принцип действия и конструкция» документа «Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2316 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического напряжения переменного тока промышленной частоты и комpositного напряжения в диапазоне от 1 до 500 кВ с гармоническими составляющими от 0,3 до 50 порядка, в диапазоне частот от 15 до 2500 Гц».

Правообладатель

ПО «Запорожтрансформатор»

Юридический адрес: 69600, г. Запорожье, Днепропетровское ш., д. 3

Изготовитель

ПО «Запорожтрансформатор» (изготовлены в 1982-1985 гг)

Адрес: 69600, г. Запорожье, Днепропетровское ш., д. 3

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний имени А.М.Муратшина в Республике Башкортостан» (ФБУ «ЦСМ им. А.М.Муратшина в Республике Башкортостан»)

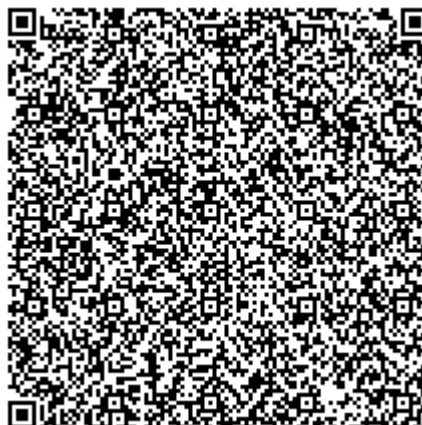
Юридический адрес: 450006, г. Уфа, б-р Ибрагимова, д. 55/59

Телефон/факс: 8 (347) 276-78-74

E-mail: info@bashtest.ru

Web-сайт: <http://www.bashtest.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311406.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» апреля 2024 г. № 1098

Регистрационный № 91984-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы конвейерные непрерывного действия ИНДАС-ВК

Назначение средства измерений

Весы конвейерные непрерывного действия ИНДАС-ВК предназначены для измерений массы материалов, транспортируемых конвейерами.

Описание средства измерений

Принцип действия весов конвейерных непрерывного действия ИНДАС-ВК (далее - весы) основан на преобразовании деформации упругого элемента весоизмерительных датчиков, возникающей под действием силы тяжести взвешиваемого груза в электрический сигнал, а также измерения скорости движения ленты с помощью датчика скорости, с последующим его преобразованием в цифровой вид контроллером.

Масса материала определяется как интегральное по времени значение произведения его линейной плотности (кг/м) и скорости движения конвейерной ленты (м/с).

Конструктивно весы представляют собой два модуля, соединенных системой обмена данными - взвешивающий модуль и контроллер, предназначенный для выбора режимов работы весов и индикации результатов взвешивания. Взвешивающий модуль состоит из одного или двух грузоприёмных устройств (ГПУ). В зависимости от ширины ленты ГПУ оснащается одним или двумя, встроенными в параллелограмм весоизмерительными датчиками. Весы так же комплектуются датчиком скорости.

ГПУ оснащается весоизмерительными тензорезисторными датчиками Т, рег.№ в ФИФ 53838-13, НSХ, рег.№ в ФИФ 77382-20, Z6, рег.№ в ФИФ 15400-13, Н8С, рег.№ в ФИФ 55371-19.

Взвешивающие модули, отличаются воспринимаемой максимальной линейной плотностью взвешиваемого материала, шириной конвейерной ленты, и другими метрологическими и техническими характеристиками.

Весы могут выпускаться в различных комплектациях:

1. На базе преобразователя МВ-110 встроенного в шкаф весового прибора, рег.№ в ФИФ 51291-12, выполняющим аналого-цифровое преобразование с периферийным устройством СП обеспечивающим ведение архивов и интерфейс пользователя.
2. На базе контроллера весового КВ-006, оснащённым цифровым интерфейсом RS-485 для связи с периферийными устройствами (ПК, принтер, вторичный дисплей и т.д.).

Обозначение модификаций весов имеет вид:

ИНДАС-ВК-Х-У, где

Х – ширина ленты конвейера в мм: от 300 до 2000;

У – количество роликоопор, шт.: 1,2,3

Маркировочная табличка содержит:

- наименование и товарный знак предприятия-изготовителя;
- обозначение весов;
- пределы допускаемой погрешности;

- значение наибольшей и наименьшей линейной плотности;
- номер весов по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- год выпуска весов.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводские номера, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра весов, наносятся на табличку (шильд) в цифровом формате методом наклейки, установленную на наружной поверхности весов.

Общий вид весов представлен на рисунке 1.

Место нанесения маркировочной таблички с указанием заводского номера



а)



б)



в)

а) Общий вид весов, б) Внешний вид контроллера KB-006, в) шкаф весового прибора со встроенным преобразователем MB-110

Рисунок 1 – Общий вид весов и контроллера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) состоит из программных модулей, которые перечислены в основном меню действий контроллера и предназначены для контроля правильности работы всех систем весов, обработки сигналов, поступающих с датчиков, а также для хранения и настройки процедуры калибровки весов и параметров пользовательского меню.

Основными функциями ПО являются: определение массы материала, транспортируемого конвейером за единицу времени (производительность весов), определение нарастающего итога путём интегрирования производительности.

Защита ПО от несанкционированного доступа к настройкам и данным измерений обеспечивается невозможностью изменения ПО без применения специализированного оборудования производителя. Изменение ПО через интерфейс пользователя невозможно. Изменение метрологически значимых параметров возможно только в сервисном режиме, защищенном паролем.

Идентификационное наименование ПО и наименование версии высвечивается при включении, а также при обращении к одноименному подпункту меню.

Таблица 1 - Идентификационные данные встроенного программного обеспечения для МВ-110

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ConvWeidht
Номер версии (идентификационный номер) ПО*	v2.X
Цифровой идентификатор ПО	Отсутствует
* X – не относится к метрологически значимой части ПО	

Таблица 2 - Идентификационные данные встроенного программного обеспечения для KB006

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	отсутствует
Номер версии (идентификационный номер) ПО*	15.10.XX
Цифровой идентификатор ПО	отсутствует
* X – не относится к метрологически значимой части ПО	

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций		
	ВК-300..650-Y	ВК-800..1200-Y	ВК-1400..2000-Y
Пределы допускаемой относительной погрешности по ГОСТ 30124-94, % от измеряемой массы	$\pm 0,5; \pm 1,0; \pm 1,5; \pm 2,0$		
Значение наибольшей линейной плотности НЛП, кг/м	160	400	1250
Значение наименьшей линейной плотности НмЛП, не более, % от наибольшей линейной плотности	20		
Непостоянство показаний ненагруженных весов, от пределов допускаемой относительной погрешности, не более	0,3		
Дискретность отсчетного устройства, кг	0,1-1,0		
Наименьший предел взвешивания, от массы материала, взвешиваемого на весах в течение 1 часа при наибольшей линейной плотности	0,1		

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций
Ширина конвейерной ленты, мм	от 300 до 2000
Скорость конвейерной ленты, м/с, не более	3
Габаритные размеры весов, мм, не более: - длина - ширина - высота	1300 2600 350
Масса весов, кг, не более	280
Угол наклона конвейерной ленты, не более	20°
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха для ГПУ, °С - температура окружающего воздуха для контроллера, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	от - 30 до + 40 от - 10 до + 40 95
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 187 до 242 от 49 до 51
Потребляемая мощность, В·А, не более	1000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по монтажу и эксплуатации весов типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы конвейерные непрерывного действия *	ИНДАС-ВК	1 шт.
Эксплуатационная документация в составе: - Весы конвейерные непрерывного действия ИНДАС-ВК. Шкаф весаого прибора с преобразователем МВ 110. Руководство по эксплуатации. - Контроллер весовой КВ-006. Руководство по эксплуатации - Руководство по монтажу и эксплуатации ИНДАС-ВК	ИН6470.00-РЭ	1 экз. 1 экз. 1 экз.
* модификация и исполнение определяется при заказе заказчиком		

Сведения о методиках (методах) измерений

Контроллер весовой КВ-006, Руководство по эксплуатации, раздел 12 «Тестирование»

Весы конвейерные непрерывного действия ИНДАС-ВК. Шкаф весаого прибора с преобразователем МВ 110. Руководство по эксплуатации ИН6470.00-РЭ. Раздел 4 «Работа со шкафом».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

ГОСТ 30124-94 Весы и весовые дозаторы непрерывного действия. Общие технические требования;

ТУ 427441-001-93147173-2022 Весы конвейерные непрерывного действия ИНДАС-ВК. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Индас Холдинг» (ООО «Индас Холдинг»)
ИНН 4217082486

Юридический адрес: 654027, Кемеровская область-Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Суворова
(центральный р-н), д. 2
Телефон: (3843) 74-24-63, 74-97-49

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Индас Холдинг» (ООО «Индас Холдинг»)
ИНН 4217082486

Адрес: 654027, Кемеровская область-Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Суворова (центральный
р-н), д. 2
Телефон: (3843) 74-24-63, 74-97-49

Испытательный центр

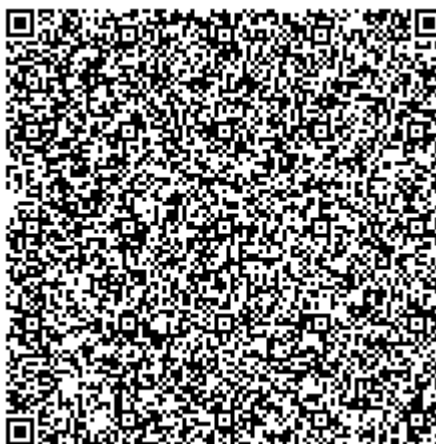
Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (УНИИМ – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

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

E-mail: uniim@uniim.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» апреля 2024 г. № 1098

Регистрационный № 91985-24

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерительные САУ ГТУ Н-100

Назначение средства измерений

Системы измерительные САУ ГТУ Н-100 (далее – ИС) предназначены для измерений параметров технологического процесса в реальном масштабе времени (массового расхода, уровня, температуры, давления, перепада давления, силы постоянного тока, относительной влажности, нижнего концентрационного предела распространения пламени (далее – НКПР), напряжения, частоты, виброскорости, сигналов преобразователей термоэлектрических, сигналов термопреобразователей сопротивления).

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплексов измерительно-вычислительных Mitsubishi производства Mitsubishi Power, Ltd (далее – ИБК) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от первичных и промежуточных измерительных преобразователей (далее – ИП).

ИС осуществляет измерение параметров технологического процесса следующим образом:

- первичные ИП преобразуют текущие значения параметров технологического процесса в аналоговые электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА;

- аналоговые электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА от первичных ИП поступают и далее на входы модулей аналогового ввода LSAIM01 ИБК (далее – LSAIM01) или на входы модулей аналогового ввода LSAIM02 ИБК (далее – LSAIM02);

- сигналы преобразователей термоэлектрических от первичных ИП поступают на входы преобразователей измерительных для термопар и термопреобразователей сопротивления с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К модификации KFD2-VR2-EX1.50M (далее – KFD2-VR2) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 22149-14) и далее на входы модулей ввода LSAIM01 или LSAIM02 (часть сигналов поступает на входы модулей ввода LSAIM04 ИБК (далее – LSAIM04) без барьеров искрозащиты);

- сигналы термопреобразователей сопротивления от первичных ИП поступают на входы преобразователей измерительных серии К модели KFD-RR-Ex1 (далее – KFD-RR) (регистрационный номер 78771-20) или на входы преобразователей измерительных преобразователей MTT MS3772 (далее – MTT MS) производства MTT Corporation и далее на входы модулей ввода LSAIM01 или LSAIM02 или на вход модулей ввода LSAIM05 ИБК (далее – LSAIM05) (часть сигналов поступает на входы модулей ввода LSAIM05 без преобразователей измерительных);

– частотные сигналы от ПИП поступают на комплексы измерительно-вычислительные для мониторинга работающих механизмов серии 3500 (регистрационный номер 72684-18) модели 3500/25.

Цифровые коды, преобразованные посредством модулей ввода аналоговых сигналов в значения физических параметров технологического процесса, отображаются на мнемосхемах мониторов операторских станций управления в виде числовых значений, гистограмм, трендов, текстов, рисунков и цветовой окраски элементов мнемосхем, а также интегрируются в базу данных ИС.

Состав средств измерений, применяемых в качестве первичных ИП ИК, указан в таблице 1.

Таблица 1 – Средства измерений, применяемые в качестве первичных ИП ИК

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
ИК массового расхода	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (далее – Micro motion)	45115-16
ИК уровня	Уровнемеры байпасные поплавковые (далее – уровнемер)	28258-04
ИК перепада давления	Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модели EJA110E (далее – EJA110E)	59868-15
	Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модели EJA120E (далее – EJA120E)	59868-15
	Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модели EJX110A (далее – EJX110A)	59868-15
	Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модели EJX130A (далее – EJX130A)	59868-15
	Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 (далее – АИР-20) модели 460	63044-16
	Датчики давления Метран-150 модели Метран-150CD (далее – Метран-150CD)	32854-13
	Преобразователи давления измерительные 2051 модели 2051CD (далее – 2051CD)	74232-19
ИК давления	Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модели EJA530E (далее – EJA530E)	59868-15
	Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модели EJX310A (далее – EJX310A)	59868-15
	Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модели EJX430A (далее – EJX430A)	59868-15
	Преобразователи давления измерительные 2051 модели 2051TG (далее – 2051TG)	74232-19
	Преобразователи давления измерительные АИР-10 (далее – АИР-10)	31654-19
	АИР-20 модели 170	63044-16

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
ИК виброскорости	Преобразователи виброскорости BN-74712 (далее – BN-74712)	60336-15
	Комплексы измерительно-вычислительные для мониторинга работающих механизмов серии 3500 модели 3500/42М	72684-18
ИК температуры	Термопреобразователи сопротивления серий RTD-LH (далее – RTD-LH)	66452-17
	Термопреобразователи сопротивления серий RTD-S модификации R409U (далее – R409U)	66452-17
	Преобразователи термоэлектрические серий ТС-S модификации Т35 (далее – преобразователь Т35)	66516-17
	Преобразователи термоэлектрические серий ТС-S модификации Т400N (далее – Т400N)	66516-17
	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 2 модели 212BR (далее – ТПС 212BR)	70014-17
	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии EX модели Ex223 (далее – ТПС Ex223)	70014-17
	Термопреобразователи сопротивления платиновые серий 111TE (далее – ТПС 111TE)	71040-18
	Термопреобразователи сопротивления платиновые (далее – ТПС)	78312-20
	Термогигрометры НМТ330 исполнения НМТ337 (далее – термогигрометр НМТ337)	72116-18
ИК НКПР	Газоанализаторы стационарные оптические СГОЭС модификации СГОЭС-2 (далее – СГОЭС-2)	59942-15
ИК относительной влажности	Термогигрометр НМТ337	72116-18

ИС выполняет:

- автоматизированное измерение, регистрацию, обработку, контроль, хранение и индикацию параметров технологического процесса;
- предупредительную и аварийную сигнализацию при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;
- управление технологическим процессом в реальном масштабе времени;
- отображение технологической и системной информации на операторской станции управления;
- накопление, регистрацию и хранение поступающей информации;
- автоматическое составление отчетов и рабочих (режимных) листов;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Пломбирование ИС и нанесение знака поверки на ИС не предусмотрено.

К данному типу средств измерений относятся ИС с заводскими номерами 01, 02.

Заводской номер ИС в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на маркировочную табличку, расположенную на шкафу вторичной части ИК ИС. Общий вид маркировочной таблички представлен на рисунке 1.

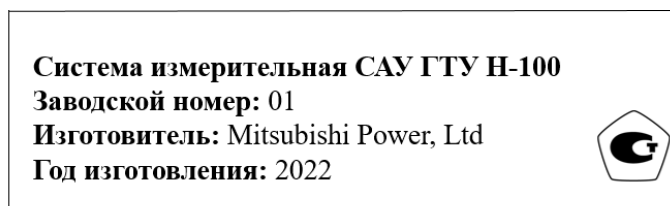


Рисунок 1 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

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

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Diasys Netmation	
Идентификационное наименование ПО	Engineering Maintenance Station/ORCA-View	Operation Station/Work Space Manager
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.55.US.SP6	
Цифровой идентификатор ПО	–	

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Метрологические и технические характеристики

Основные технические характеристики ИС представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК (включая резервные) в каждой ИС, не более	235
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380_{-76}^{+57} ; 220_{-33}^{+22} 50±1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки вторичной части ИК – в местах установки первичных ИП ИК б) относительная влажность, %: – в месте установки вторичной части ИК – в местах установки первичных ИП ИК	от +15 до +25 от -40 до +50 от 30 до 80, без конденсации влаги не более 95, без конденсации влаги

Наименование характеристики	Значение
в) атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7 кПа
Примечание – ИП, эксплуатация которых в указанных диапазонах температуры окружающей среды и относительной влажности не допускается, эксплуатируются при температуре окружающей среды и относительной влажности, указанных в технической документации на данные ИП.	

Метрологические характеристики вторичной части ИК ИС приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Метрологические характеристики вторичной части ИК ИС

Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой погрешности
—	LSAIM02	$\gamma: \pm 0,2 \%$
—	LSAIM01	$\gamma: \pm 0,2 \%$
KFD2-VR2	LSAIM04	$\Delta: \pm 4,8 ^\circ\text{C}$
—	LSAIM04	$\Delta: \pm 2,1 ^\circ\text{C}$
—	LSAIM05	$\Delta: \pm 1,7 ^\circ\text{C}$
KFD2-RR	LSAIM05	$\Delta: \pm 3,7 ^\circ\text{C}$
MTT MS	LSAIM01, LSAIM02	$\Delta: \pm 3 ^\circ\text{C}$
—	LSAOM01	$\gamma: \pm 0,1 \%$
Примечание: Приняты следующие обозначения: Δ – абсолютная погрешность, в единицах измеряемой величины; γ – приведенная к диапазону измерений погрешность, %.		

Метрологические характеристики ИК ИС приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК ИС

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК				
			Первичный ИП		Вторичная часть		
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой погрешности
1	2	3	4	5	6	7	8
ИК массового расхода	от 0 до 25 т/ч	γ : $\pm 0,231$ %	Micro motion (от 4 до 20 мА)	δ : $\pm 0,25$ %	—	LSAIM01	γ : $\pm 0,2$ %
	от 0 до 87,1 т/ч ¹⁾	см. примечание 4					
ИК уровня	от 0 до 1100 мм (шкала от 450 до 1550 мм)	γ : $\pm 0,35$ %	Уровнемер (от 4 до 20 мА)	Δ : $\pm 2,7$ мм	—	LSAIM02	γ : $\pm 0,2$ %
	от 250 до 6000 мм ¹⁾	см. примечание 4					
ИК перепада давления	от 0 до 400 кПа	γ : от $\pm 0,228$ до $\pm 0,696$ %	EJA110E, капсула Н (от 4 до 20 мА)	γ : от $\pm 0,055$ до $\pm 0,6$ %	—	LSAIM02	γ : $\pm 0,2$ %
	от -500 до 500 кПа ¹⁾	см. примечание 4					
	от -6 до 10 кПа	γ : от $\pm 0,228$ до $\pm 0,696$ %	EJA110E, капсула М (от 4 до 20 мА)	γ : от $\pm 0,055$ до $\pm 0,6$ %	—	LSAIM02	γ : $\pm 0,2$ %
	от 0 до 20 кПа						
	от -100 до 100 кПа ¹⁾	см. примечание 4					
	от 0 до 1 кПа	γ : от $\pm 0,311$ до $\pm 0,444$ %	EJA120E капсула Е (от 4 до 20 мА)	γ : от $\pm 0,2$ до $\pm 0,35$ %	—	LSAIM02	γ : $\pm 0,2$ %
	от -1 до 1 кПа ¹⁾	см. примечание 4					
	от -0,5 до 5 кПа	γ : от $\pm 0,224$ до $\pm 0,475$ %	EJX110A капсула М (от 4 до 20 мА)	γ : от $\pm 0,04$ до $\pm 0,382$ %	—	LSAIM02	γ : $\pm 0,2$ %
	от 0 до 30 кПа						
	от 0 до 50 кПа						
	от -100 до 100 кПа ¹⁾	см. примечание 4					
	от -20 до 200 кПа	γ : от $\pm 0,224$ до $\pm 0,696$ %	EJX110A капсула Н (от 4 до 20 мА)	γ : от $\pm 0,04$ до $\pm 0,6$ %	—	LSAIM02	γ : $\pm 0,2$ %
от -500 до 500 кПа ¹⁾	см. примечание 4						

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК перепада давления	от 0 до 1 МПа	γ: от ±0,224 до ±0,357 %	EJX110A капсула V (от 4 до 20 мА)	γ: от ±0,04 до ±0,255 %	—	LSAIM02	γ: ±0,2 %
	от 0 до 2 МПа						
	от 0 до 2,5 МПа						
	от -0,5 до 14 МПа ¹⁾	см. примечание 4					
	от 0 до 85 кПа	γ: от ±0,224 до 0,449 %	EJX130A, капсула М (от 4 до 20 мА)	γ: от ±0,04 до ±0,355 %	—	LSAIM02	γ: ±0,2 %
	от -100 до 100 кПа ¹⁾	см. примечание 4					
	от 0 до 80 кПа	γ: от ±0,224 до ±0,588 %	EJX130A, капсула Н (от 4 до 20 мА)	γ: от ±0,04 до ±0,495 %	—	LSAIM02	γ: ±0,2 %
	от 0 до 85 кПа						
	от -500 до 500 кПа ¹⁾	см. примечание 4					
	от 0 до 1 кПа	γ: ±0,31 %	Метран-150CD (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,2 %	—	LSAIM02	γ: ±0,2 %
	от 0 до 6,3 ¹⁾ кПа	см. примечание 4					
	от 0 до 1,6 МПа	γ: от ±0,30 до ±2,21 %	АИР-20 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,2 до ±2,0 %	—	LSAIM02	γ: ±0,2 %
	от 0 до 2,5 МПа ¹⁾						
	от -0,25 до 0,25 МПа	γ: от ±0,233 до ±0,618 %	2051CD Диапазон 5 (от 4 до 20 мА)	γ: от ±0,075 до ±0,525 %	—	LSAIM02	γ: ±0,2 %
	от -13,79 до 13,79 МПа ¹⁾	см. примечание 4					
	от 0 до 0,1 МПа	γ: от ±0,231 до ±0,592%	2051CD Диапазон 3 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,065 до 0,5 %	—	LSAIM01	γ: ±0,2 %
	от -0,248 до 0,248 МПа ¹⁾	см. примечание 4			—	LSAIM01	γ: ±0,2 %
ИК давления	от 0 до 1 МПа	γ: от ±0,228 до ±0,644 %	EJA530E, капсула В (от 4 до 20 мА)	γ: от ±0,055 до ±0,55 %	—	LSAIM02	γ: ±0,2 %
	от 0 до 1,5 МПа						
	от -0,1 до 2 МПа ¹⁾	см. примечание 4					

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК давления	от 0 до 5 МПа	γ: от ±0,228 до ±0,56 %	ЕJA530Е, капсула С (от 4 до 20 мА	γ: от ±0,055 до ±0,55 %	—	LSAIM02	γ: ±0,2 %
	от -0,1 до 10 МПа ¹⁾	см. примечание 4					
	от 0 до 15 МПа	γ: от ±0,228 до ±0,696 %	ЕJA530Е, капсула D (от 4 до 20 мА	γ: от ±0,055 до ±0,600 %	—	LSAIM02	γ: ±0,2 %
	от -0,1 до 50 МПа ¹⁾	см. примечание 4					
	от 0 до 150 кПа	γ: от ±0,228 до ±0,696 %	ЕJX310А, капсула А (от 4 до 20 мА)	γ: от ±0,04 до ±0,6 %	—	LSAIM02	γ: ±0,2 %
	от 0 до 3,5 МПа ¹⁾	см. примечание 4					
	от 0 до 10 кПа	γ: от ±0,24 до ±1,13 %	АИР-10 (от 4 до 20 мА	γ: ±0,1 до ±1,0 %	—	LSAIM02	γ: ±0,2 %
	от 0 до 250 кПа ¹⁾	см. примечание 4					
	от 0 до 1,6 МПа	γ: ±0,24 до ±2,21 %	АИР-20 (от 4 до 20 мА	γ: ±0,1 до ±2 %	—	LSAIM02	γ: ±0,2 %
	от 0 до 6 МПа ¹⁾	см. примечание 4					
	от 0 до 1 МПа	γ: от ±0,224 до ±0,696 %	ЕJX430А, капсула А (от 4 до 20 мА)	γ: от ±0,04 до ±0,6 %	—	LSAIM02	γ: ±0,2 %
	от 0 до 2 МПа						
	от 0 до 2,5 МПа						
	от -0,1 до 3,5 МПа ¹⁾	см. примечание 4					
	от 0 до 5 МПа	γ: от ±0,224 до ±0,696 %	ЕJX430А, капсула В (от 4 до 20 мА)	γ: от ±0,04 до ±0,6 %	—	LSAIM02	γ: ±0,2 %
	от 0 до 8 МПа						
от 0 до 15 МПа							
от -0,1 до 16 МПа ¹⁾	см. примечание 4						
ИК виброскор ости	от 0 до 40 мм/с	см. примечание 4	BN-74712 в комплекте с 3500/42М (от 4 до 20 мА)	см. примечание 5	—	LSAIM01	γ: ±0,2 %
	от 1 до 250 мм/с ¹⁾						

1	2	3	4	5	6	7	8		
ИК температу ры	от 0 до 200 °C	Δ: ±1,965 °C	RTD LH (HCX Pt 100)	Δ: ±(0,15+0,002· t) °C	—	LSAIM05	Δ: ±1,7 °C		
	от -40 до 850 °C ¹⁾	см. примечание 4							
	от -40 до +60 °C	Δ: ±3,13 °C			MTT MS	LSAIM01	Δ: ±3 °C		
	от 0 до 200 °C	Δ: ±3,355 °C							
	от -40 до 850 °C ¹⁾	см. примечание 4							
	от 0 до 200 °C	Δ: ±3,355 °C			KFD2- RR	LSAIM05	Δ: ±3,7 °C		
	от -40 до 850 °C ¹⁾	см. примечание 4							
	от 0 до 100 °C	Δ: ±1,909 °C	R409U (HCX Pt 100)	Δ: ±(0,15+0,002· t) °C	—	LSAIM05	Δ: ±1,7 °C		
	от 0 до 150 °C	Δ: ±1,934 °C							
	от -40 до 850 °C ¹⁾	см. примечание 4			MTT MS	LSAIM01	Δ: ±3 °C		
	от 0 до 150 °C	Δ: ±3,337 °C							
	от -40 до 850 °C ¹⁾	см. примечание 4							
	от 0 до 150 °C	Δ: ±5,532 °C			Преобразовател ь T35 (HCX K)	Δ: ±1,5 °C (в диапазоне от -40 до +375 °C) и ±0,004· t (в диапазоне св. +375 до +1000 °C)	KFD2- VR	LSAIM04	Δ: ±4,8 °C
	от 0 до 600 °C	Δ: ±5,903 °C							
	от 0 до 800 °C	Δ: ±6,35 °C	—	Δ: ±2,1 °C					
	от -40 до 1000 °C ¹⁾	см. примечание 4							
	от 0 до 150 °C	Δ: ±2,84 °C							
	от 0 до 600 °C	Δ: ±3,51°C							
	от 0 до 800 °C	Δ: ±4,21 °C							
	от -40 до 1000 °C ¹⁾	см. примечание 4							
	от 0 до 150 °C	Δ: ±2,84 °C	T400N (HCX K)	Δ: ±1,5 °C (в диапазоне от - 40 до +375 °C) и ±0,004· t (в диапазоне св. +375 до +1000 °C)	—	LSAIM04	Δ: ±2,1 °C		
	от 0 до 200 °C	Δ: ±2,84 °C							
	от -40 до 1000 °C ¹⁾	см. примечание 4							

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК температу ры	от 0 до 80 °C	$\Delta: \pm 2,022 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТПС 212BR (HCX Pt100)	$\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	—	LSAIM05	$\Delta: \pm 1,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	от 0 до 100 °C	$\Delta: \pm 2,07 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до 130 °C	$\Delta: \pm 2,142 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -196 до +250 °C ¹⁾	см. примечание 4					
	от 0 до 130 °C	$\Delta: \pm 1,75 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТПС Ex223 (HCX Pt100)	$\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	—	LSAIM05	$\Delta: \pm 1,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	от -196 до +250 °C ¹⁾	см. примечание 4					
	от 0 до 100 °C	$\Delta: \pm 1,909 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТПС 111TE (HCX Pt100)	$\Delta: \pm(0,15+0,002 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	—	LSAIM05	$\Delta: \pm 1,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	от 0 до 160 °C	$\Delta: \pm 1,938 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -196 до 600 °C ¹⁾	см. примечание 4					
	от 0 до 100 °C	$\Delta: \pm 1,909 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТПС (HCX Pt100)	$\Delta: \pm(0,15+0,002 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	—	LSAIM05	$\Delta: \pm 1,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	от 0 до 160 °C	$\Delta: \pm 1,938 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -30 до 300 °C ¹⁾	см. примечание 4					
	от -50 до 50 °C	$\gamma: \text{от } \pm 0,321 \text{ до } 0,530 \text{ } \%$	Термогигрометр НМТ337 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm (0,2+0,0034 \cdot (20-t)), \text{ }^{\circ}\text{C}$ (в диапазоне от -70 до 20 °C вкл); $\Delta: \pm (0,2+0,0025 \cdot (t-20)) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (в диапазоне св. 20 до 180 °C)	—	LSAIM02	$\gamma: \pm 0,2 \text{ } \%$
	от -70 до 180 °C ¹⁾	см. примечание 4					
ИК относител ьной влажности	от 0 до 100 %	$\gamma: \text{от } \pm 1,665 \text{ до } \pm 3,306 \text{ } \%$	Термогигрометр НМТ337 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \text{от } \pm 1,5 \text{ до } \pm 3 \text{ } \%$	—	LSAIM02	$\gamma: \pm 0,2 \text{ } \%$
ИК сигналов термопрео бразовател ей сопротивл ения	Pt100 ($\alpha=0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от 0 до +200 °C	$\Delta: \pm 1,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$	—	—	—	LSAIM05	$\Delta: \pm 1,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$
		$\Delta: \pm 3,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$			KFD2- RR	LSAIM05	$\Delta: \pm 3,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ИК НКПР	от 0 до 20 % НКПР	$\Delta: \pm 5,5 \text{ } \%$ НКПР	СГОЭС-2 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 5 \text{ } \%$ НКПР	—	LSAIM01	$\gamma: \pm 0,2 \text{ } \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК частоты	от 0,017 до 19800 Гц	$\Delta: \pm 0,017 \text{ Гц}^{2)}$ $\delta: \pm 1 \%^{3)}$	—	—	—	3500/25	$\Delta: \pm 0,017 \text{ Гц}^{2)}$ $\delta: \pm 1 \%^{3)}$
ИК сигналов преобразователей термоэлектрических	тип К (от 0 до 800 °С)	$\Delta: \pm 2,1 \text{ °С}$	—	—	—	LSAIM04	$\Delta: \pm 2,1 \text{ °С}$
ИК силы тока	от 4 до 20 мА	$\gamma: \pm 0,2 \%$	—	—	—	LSAIM02 LSAIM01	$\gamma: \pm 0,2 \%$
ИК воспроизведения силы тока	от 4 до 20 мА	$\gamma: \pm 0,1 \%$	—	—	—	LSAOM01	$\gamma: \pm 0,1 \%$

¹⁾ Указан максимальный диапазон измерений (диапазон измерений может быть настроен на меньший диапазон в соответствии с эксплуатационными документами на первичный ИП ИК);

²⁾ В диапазоне измерений от 0,017 до 100 Гц включительно;

³⁾ В диапазоне измерений свыше 100 до 19800 Гц включительно.

Примечания

1 НСХ – номинальная статическая характеристика.

2 Приняты следующие обозначения:

Δ – абсолютная погрешность, в единицах измеряемой величины;

t – измеренная температура, °С;

γ – приведенная к диапазону измерений погрешность, %;

δ – относительная погрешность, %.

2 Шкала ИК давления и перепада давления, применяемых для измерения перепада давления на сужающем устройстве и уровня, установлена в ИС в единицах измерения расхода и уровня соответственно.

3 Пределы допускаемой основной погрешности ИК температуры приведены для максимального абсолютного значения диапазона измерений температуры. Пределы допускаемой основной погрешности ИК при других значениях измеренной температуры рассчитывают согласно примечанию 4 настоящей таблицы.

1	2	3	4	5	6	7	8
4 Пределы допускаемой основной погрешности ИК рассчитывают по формулам: – абсолютная $\Delta_{ИК}$, в единицах измеряемой величины: $\Delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\Delta_{ПП}^2 + \left(\gamma_{ВП} \cdot \frac{X_{\max} - X_{\min}}{100} \right)^2},$ $\Delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\Delta_{ПП}^2 + \Delta_{ВП}^2},$ где $\Delta_{ПП}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности первичного ИП ИК, в единицах измеряемой величины; $\gamma_{ВП}$ – пределы допускаемой основной приведенной погрешности вторичной части ИК, %; $X_{\max}$ – значение измеряемого параметра, соответствующее максимальному значению диапазона аналогового сигнала, в единицах измеряемой величины; $X_{\min}$ – значение измеряемого параметра, соответствующее минимальному значению границы диапазона аналогового сигнала, в единицах измеряемой величины; $\Delta_{ВП}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности вторичной части ИК, в единицах измеряемой величины; – относительная $\delta_{ИК}$, %: $\delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ПП}^2 + \left(\gamma_{ВП} \cdot \frac{X_{\max} - X_{\min}}{X_{изм}} \right)^2},$ где $\delta_{ПП}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности первичного ИП ИК, %; $X_{изм}$ – измеренное значение, в единицах измеряемой величины; – приведенная $\gamma_{ИК}$, %: $\gamma_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\gamma_{ПП}^2 + \gamma_{ВП}^2},$ где $\gamma_{ПП}$ – пределы допускаемой основной приведенной погрешности первичного ИП ИК, %.							

1	2	3	4	5	6	7	8
5 Границы основной относительной погрешности вибропреобразователя $\delta_{\text{ВП}}$, %, при доверительной вероятности 0,95 рассчитывают по формуле							
$\delta_{\text{ВП}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_0^2 + \delta K_{\text{д}}^2 + \delta_{\text{П}}^2 + \left(\delta_{\text{а}}^{\text{ВП}}\right)^2 + \gamma_{\text{ч}}^2}$							
где	δ_0	–	отклонение коэффициента преобразования от номинального значения, %;				
	$\delta K_{\text{д}}$	–	основная относительная погрешность преобразования виброскорости, %;				
	$\delta_{\text{П}}$	–	относительный коэффициент поперечного преобразования, %;				
	$\delta_{\text{а}}^{\text{ВП}}$	–	нелинейность амплитудной характеристики вибропреобразователя, %;				
	$\gamma_{\text{ч}}$	–	неравномерность частотной характеристики вибропреобразователя, %;				

Знак утверждения типа

наносится типографским способом титульный лист паспорта и на табличку, расположенную на шкафу вторичной части ИК ИС.

Комплектность средства измерений

Комплектность ИС представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная	САУ ГТУ Н-100	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Описание и работы» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

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

Правообладатель

Акционерное общество «Интер РАО-Электрогенерация»
(АО «Интер РАО-Электрогенерация»)
ИНН 7704784450
Юридический адрес: 119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д. 27, стр.1

Изготовитель

Mitsubishi Power, Ltd., Япония
Адрес: 2-3, Marunouchi 3-chome, Chiyoda-ku, Tokyo, 100-8332, Japan

Испытательный центр

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

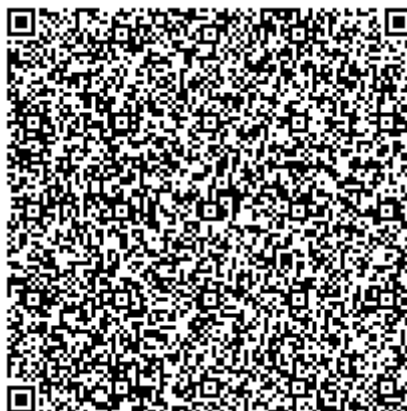
Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н,
г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Телефон: +7 (495) 108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314164.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Уровнемеры радарные волноводные ALT6100

Назначение средства измерений

Уровнемеры радарные волноводные ALT6100 (далее – уровнемеры) предназначены для измерений уровня жидких и сыпучих материалов в резервуарах.

Описание средства измерений

Принцип действия уровнемеров основан на принципе распространения и отражении от раздела сред радиочастотной волны. Встроенный в уровнемер излучатель направляет сгенерированный импульс в сторону измеряемой среды, а встроенный в этот же уровнемер приемник получает и передает вычислителю данные об отраженном от измеряемой среды сигнале. Когда импульс достигает поверхности материала, он отражается обратно и принимается приемником в приборе, а сигнал расстояния преобразуется в сигнал уровня.

Уровнемеры конструктивно состоят из металлической защитной головки вторичной электроники (корпуса) и измерительного волноводного модуля. Уровнемеры представлены в двух модификациях: модификация F комплектуемая измерительным волноводным модулем (зондом) в виде троса (кабеля), модификация R, комплектуемая измерительным волноводным модулем (зондом) в виде стержня (трубки). Уровнемеры могут быть представлены во фланцевом исполнении (наличие фланца между корпусом и волноводом) и в высокотемпературном фланцевом исполнении (наличии фланца между корпусом и волноводом и теплообменной вставки между фланцем и корпусом). Уровнемеры могут дополнительно оснащаться ЖК дисплеем.

Общий вид уровнемеров модификации F и место пломбировки представлен на рисунке 1.

Место пломбировки



Рисунок 1 – Общий вид уровнемеров, модификации F с указанием места пломбировки

2. Общий вид уровнемеров, модификации R и места пломбировки представлен на рисунке



Рисунок 2 – Общий вид уровнемеров, модификации R с указанием места пломбировки

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр и букв латинского алфавита, и знак утверждения типа наносятся на табличку в местах, указанных на рисунке 3 методом лазерной гравировки. Ограничение доступа к местам настройки (регулировки), осуществляется путем нанесения пломб изготовителя в виде наклеек в местах, указанных на рисунке 1 или 2.

Место нанесения
знака утверждения типа



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 3 – Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

В уровнемерах применяется встроенное программное обеспечение, записанное в микросхему в блоке электроники. ПО устанавливается в уровнемеры на заводе-изготовителе и не подлежит изменению в процессе эксплуатации.

Программное обеспечение является метрологически значимым.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	отсутствует
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения*	307.xxx
Цифровой идентификатор программного обеспечения	-
* - где xxx не относится к метрологически значимой части ПО	

Метрологические характеристики уровнемеров нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

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

Метрологические и технические характеристики средства измерений

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	F	R
Диапазон измерений уровня ¹⁾ , м	от 0,15 до 14	от 0,15 до 6
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений уровня, мм: - при расстоянии до измеряемой поверхности от 0,15 до 10 м включ.;	±3,1	
- при расстоянии до измеряемой поверхности более 10 м.	±4,2	
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерения уровня, вызванной изменением температуры окружающего воздуха на каждые 10 °С от +20 °С, мм	±0,28	
¹⁾ - реальное значение определяется длиной зонда и записывается в паспорте уровнемера.		

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	F	R
Маркировка взрывозащиты:	0ExiaIICT6GaX	
Маркировка степени защиты:	IP 66 / IP 67	
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от -40 ¹⁾ до +70 от 0 до 90 от 84 до 106,7	
Температура измеряемой среды, °C	от -40 до +250 ²⁾	
Напряжение питания постоянного тока, В	от 20 до 28	
Потребляемая мощность, мВт, не более	660	
Масса, кг, не более ³⁾	9	
Габаритные размеры, не более, мм ШхВхД ⁴⁾	130x230x110	
Выходной сигнал	аналоговый (от 4 до 20 мА), HART	
Срок службы, не менее, лет	15	
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	63000	
¹⁾ от -30 °C при наличии ЖК дисплея. ²⁾ до +350 °C для высокотемпературного исполнения. ³⁾ без учета фланца уровнемера при фланцевом исполнении. Масса фланца определяется заказом и составляет не более 30 кг. ⁴⁾ без учета зонда и фланца уровнемера. Габаритные размеры зонда и фланца определяются заказом.		

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе систем методом лазерной гравировки, а также на титульный лист в правом верхнем углу-паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Уровнемер радарный волноводный	ALT6100	1 шт.
Паспорт	26.51.52-ALT6100 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации, установке и техническому обслуживанию	26.51.52-ALT6100 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Инструкция по настройке» документа «Уровнемер радарный волноводный ALT6100. Руководство по эксплуатации, установке и техническому обслуживанию. 26.51.52-ALT6100 РЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3459 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов;

ТУ 26.51.52-95715144-002-2023 «Волноводные радарные уровнемеры ALT6100. Технические условия».

Правообладатель

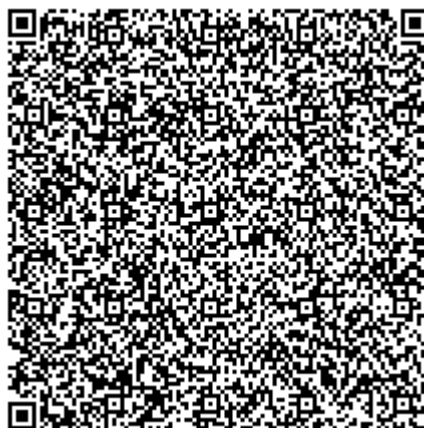
Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ Балтия»
(ООО «Системы Нефть и Газ Балтия»)
ИНН: 3908036487
Юридический адрес: 236039, Калининградская обл., г. Калининград, ул. Портовая, д. 41
Телефон (факс): +7 (4012) 31-07-28
Web-сайт: sngbalt.ru
E-mail: office@ogsb.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ Балтия»
(ООО «Системы Нефть и Газ Балтия»)
ИНН: 3908036487
Адрес: 236039, Калининградская обл., г. Калининград, ул. Портовая, д. 41
Телефон (факс): +7 (4012) 31-07-28
Web-сайт: sngbalt.ru
E-mail: office@ogsb.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР - филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Адрес места осуществления деятельности: 420088, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Телефон/ факс: +7 (843) 272-70-62/(843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» апреля 2024 г. № 1098

Регистрационный № 91987-24

Лист № 1
Всего листов 24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Очаково №214

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Очаково №214 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и

реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 504. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	КВЛ 500 кВ ТЭЦ-26 - Очаково	JK ELK CB3-780 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	SU 550/B4 STL кл.т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 28006-04	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	КВЛ 500 кВ ТЭЦ-25 - Очаково № 7	JK ELK CB3-780 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	SU 550/B4 STL кл.т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 28006-04	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
3	КВЛ 500 Резерв	JK ELK CB3-780 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	SU 550/B4 STL кл.т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 28006-04	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
4	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25 - Очаково № 3 (1 сек)	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	
5	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25 - Очаково № 3 (3 сек)	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
6	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25 - Очаково № 4 (1 сек)	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25 - Очаково № 4 (3 сек)	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
8	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25 - Очаково № 5 (2 сек)	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
9	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25 - Очаково № 5 (4 сек)	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
10	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25 - Очаково № 6 (2 сек)	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25 - Очаково № 6 (4 сек)	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
12	КВЛ 220 кВ Очаково - Матвеевская I цепь	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
13	КВЛ 220 кВ Очаково - Матвеевская II цепь	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
14	КВЛ 220 кВ Очаково - Говорово I цепь	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
15	КВЛ 220 кВ Очаково - Говорово II цепь	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	КЛ 220 кВ Очаково - Мневники № 1	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
17	КЛ 220 кВ Очаково - Мневники № 2	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
18	КЛ 220 кВ Очаково - Магистральная № 1	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
19	КЛ 220 кВ Очаково - Магистральная № 2	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
20	КВЛ 220 кВ Коньково - Очаково (2 сек)	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
21	КВЛ 220 кВ Коньково - Очаково (4 сек)	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
22	КЛ 220 кВ Очаково - Никулино № 1	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
23	КЛ 220 кВ Очаково - Никулино № 2	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
24	КВЛ 220 кВ Очаково - Красногорская	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
25	КВЛ 220 кВ Очаково - Подушкино	JK ELK CN14-840 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	STE1/245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 33111-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16 ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16 ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16 ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16 ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16 ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
26	КВЛ 110 кВ ТЭЦ 25 - Очаково № 1 с отпайкой на Т-60P1 (1 сек)	ELK-CT0 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
27	КВЛ 110 кВ ТЭЦ 25 - Очаково № 1 с отпайкой на Т-60P1 (4 сек)	ELK-CT0 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
28	КВЛ 110 кВ ТЭЦ 25 - Очаково № 2 с отпайкой на Т-60P2 (2 сек)	ELK-CT0 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
29	КВЛ 110 кВ ТЭЦ 25 - Очаково № 2 с отп.на Т-60P2 (5 сек)	ELK-CT0 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
30	КВЛ 110 кВ МГУ - Очаково I цепь с отпайкой на ПС Ломоносово	ELK-CT0 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
31	КВЛ 110 кВ МГУ - Очаково II цепь с отпайкой на ПС Ломоносово	ELK-CT0 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
32	КВЛ 110 кВ Очаково - Медведевская I цепь	ELK-CT0 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
33	КВЛ 110 кВ Очаково - Медведевская II цепь	ELK-CT0 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
34	КВЛ 110 кВ Очаково - Новокунцево I цепь	ELK-CT0 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТB-01 рег. № 49933-12
35	КВЛ 110 кВ Очаково - Новокунцево II цепь	ELK-CT0 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
36	КЛ 110 кВ Очаково - Мазилово № 1	ELK-CT0 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
37	КЛ 110 кВ Очаково - Мазилово № 2	ELK-CT0 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
38	КВЛ 110 кВ Очаково - Немчиновка I цепь	ELK-CT0 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
39	КВЛ 110 кВ Очаково - Немчиновка II цепь	ELK-CT0 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
40	КВЛ 110 кВ Очаково - Вернадская I цепь	ELK-CT0 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
41	КВЛ 110 кВ Очаково - Вернадская II цепь	ELK-CT0 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
42	КВЛ 110 кВ Очаково - Фили	ELK-CT0 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
43	КВЛ 110 кВ Очаково - Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха	ELK-CT0 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
44	КВЛ 110 кВ Очаково - Теплый Стан	ELK-CT0 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	STE3/123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 33110-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
45	яч. 502, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	
46	КЛ 20 кВ Каскад- Энергосеть 1	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
47	КЛ 20 кВ МонАрх Центр 1	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
48	КЛ 20 кВ Энергии Технологии 1	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
49	яч. 506, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
50	КЛ 20 кВ Вест-Парк 1	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
51	КЛ 20 кВ Заречье 1	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
52	яч. 510, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
53	яч. 602, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
54	КЛ 20 кВ Каскад- Энергосеть 2	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
55	КЛ 20 кВ МонАрх Центр 2	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
56	КЛ 20 кВ Энергии Технологии 2	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
57	яч. 606, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
58	КЛ 20 кВ Вест - Парк 2	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
59	КЛ 20 кВ Заречье 2	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
60	яч. 610, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
61	яч. 702, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
62	КЛ 20 кВ ЭНКА ТЦ 1	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
63	яч. 705, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
64	яч. 706, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
65	яч. 707, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
66	КЛ 20 кВ Вест - Плаза 1	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
67	яч. 709, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
68	яч. 710, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
69	яч. 711, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
70	яч. 802, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
71	КЛ 20 кВ ЭНКА ТЦ 2	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
72	яч. 805, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
73	яч. 806, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
74	яч. 807, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
75	КЛ 20 кВ Вест-Плаза 2	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
76	яч. 809, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
77	яч. 810, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
78	яч. 811, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
79	яч. 102, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
80	КЛ 10 кВ "Стрим Капитал-1"	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
81	КЛ 10 кВ 18127 альфа	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
82	КЛ 10 кВ 16042 бета	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
83	КЛ 10 кВ 14071 альфа	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
84	КЛ 10 кВ 16177 альфа+бета	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
85	КЛ 10 кВ 16146	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
86	КЛ 10 кВ 16169 альфа	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
87	яч. 112, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
88	КЛ 10 кВ 18121	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
89	яч. 114, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
90	КЛ 10 кВ 14034	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
91	КЛ 10 кВ 16041 бета	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
92	КЛ 10 кВ 20041 альфа	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
93	КЛ 10 кВ 14071 бета	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
94	КЛ 10 кВ 16041 альфа	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
95	КЛ 10 кВ 18116 бета	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
96	КЛ 10 кВ 16179 альфа+бета	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
97	КЛ 10 кВ 18118 альфа	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
98	КЛ 10 кВ 26164 альфа	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
99	КЛ 10 кВ "Западные Ворота 2"	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
100	яч. 213, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
101	КЛ 10 кВ Энерго ТЭК 1	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
102	КЛ 10 кВ 19110 альфа+бета	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
103	КЛ 10 кВ 18116 альфа	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
104	КЛ 10 кВ 18118 бета	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
105	КЛ 10 кВ 21107	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
106	КЛ 10 кВ 18127 бета	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
107	КЛ 10 кВ 20159	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
108	КЛ 10 кВ 20041 бета	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
109	КЛ 10 кВ "Западные Ворота 1"	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
110	КЛ 10 кВ 16049 альфа+бета	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
111	КЛ 10 кВ 26164 бета	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
112	яч. 402, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
113	КЛ 10 кВ Энерго ТЭК 2	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
114	яч. 404, Резерв	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
115	КЛ 10 кВ 16179 гамма+дельта	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
116	КЛ 10 кВ 20156	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
117	КЛ 10 кВ 26149	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
118	КЛ 10 кВ "Стим Капитал-2"	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
119	КЛ 10 кВ 16178 альфа+бета	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
120	КЛ 10 кВ 16042 альфа	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
121	КЛ 10 кВ "ЭЦН"	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
122	КЛ 10 кВ 16169 бета	GIS-24 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	
123	КЛ 0,4 кВ ККМ №42 основной	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-11		

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК 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	2	3	4	5	6
1 – 25 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
26 – 44 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
45 – 66, 68 – 75, 77 – 97, 99 – 122 (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
67, 76 (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
98 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
123 – 131 (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 ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК 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 – 25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
26 – 44 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
45 – 66, 68 – 75, 77 – 97, 99 – 122 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,9	2,9	2,1	2,1
	0,5	3,2	2,1	1,6	1,5
67, 76 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,7	2,6	2,1
	0,5	-	2,9	1,8	1,5
98 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
123 – 131 (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
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК 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 – 25 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
26 – 44 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
45 – 66, 68 – 75, 77 – 97, 99 – 122 (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
67, 76 (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
98 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
123 – 131 (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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{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	2	3	4	5	6
1 – 25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
26 – 44 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
45 – 66, 68 – 75, 77 – 97, 99 – 122 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	6,0	3,6	2,6	2,4
	0,5	4,3	2,8	2,1	2,0
67, 76 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,1	3,0	2,4
	0,5	-	3,4	2,2	2,0
98 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
123 – 131 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,4	3,3	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, 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 ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 - ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
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 УСПД - 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 +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 140000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	JK ELK CB3-780	9 шт.
Трансформатор тока	JK ELK CN14-840	66 шт.
Трансформатор тока	ELK-CT0	57 шт.
Трансформатор тока	GIS-24	234 шт.
Трансформатор тока	ТОП	9 шт.
Трансформатор тока	T-0,66 У3	15 шт.
Трансформатор тока	ТТИ	3 шт.
Трансформатор напряжения	SU 550/B4 STL	9 шт.
Трансформатор напряжения	STE1/245	12 шт.
Трансформатор напряжения	STE3/123	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	24 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	131 шт.
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	3 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.Ц32.ФО	1 экз.

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 ЕНЭС ПС 500 кВ Очаково №214». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

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

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

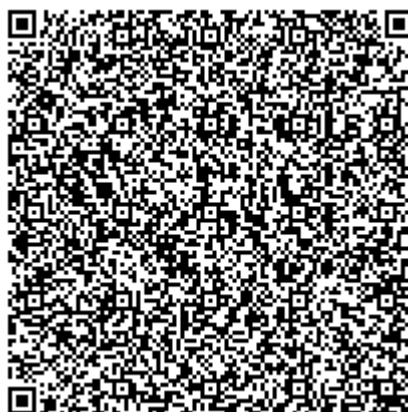
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 464 ПСП «Заречье». Резервная схема учета

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти 464 ПСП «Заречье». Резервная схема учета (далее по тексту – РСУ СИКН) предназначена для автоматизированного измерения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия РСУ СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти по результатам измерений:

- объёма нефти с помощью ультразвукового преобразователя расхода (УЗПР), давления и температуры;
- плотности нефти с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры или в лаборатории.

РСУ СИКН, заводской № 02, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта и состоящий из измерительной линии (ИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК) и системы сбора и обработки информации.

Особенностью конструкции РСУ СИКН является использование общего БИК с системой измерений количества и показателей качества нефти № 464 ПСП «Заречье».



Рисунок 1 - Общий вид РСУ СИКН

В состав РСУ СИКН входит измерительный канал (ИК) объемного расхода нефти в БИК метрологические характеристики которого определяются комплектным методом. В состав ИК объемного расхода нефти в БИК входит расходомер UFM 3030 регистрационный номер 32562-06 (далее – УЗР) и контроллер программируемый логический REGUL RX00 регистрационный номер 63776-16 (далее – ПЛК). Состав и метрологические характеристики ИК объемного расхода нефти в БИК приведены в таблице 4.

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

Таблица 1 - Перечень средств измерений

Наименование средств измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователь расхода жидкости ультразвуковой DFX	79419-20
Датчики давления Агат-100МТ	74779-19
Датчики давления Метран-150	32854-13
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304/М1	50519-17
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	15644-06
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	15642-06
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-05
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-15
Расходомеры UFM 3030	32562-06
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17
Контроллеры программируемые логические REGUL RX00	63776-16

В состав РСУ СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

РСУ СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое вычисление массы брутто нефти (т);
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- автоматическое измерение влагосодержания (%), плотности (кг/м^3), кинематической вязкости ($\text{мм}^2/\text{с}$, сСт), температуры ($^{\circ}\text{C}$) и давления (МПа) нефти;
- поверку и КМХ УЗПР по стационарной установке поверочной трубопоршневой двунаправленной (регистрационный № 37248-08) или по передвижной поверочной установке;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер РСУ СИКН нанесен типографским способом на информационную табличку, установленную на площадке РСУ СИКН, представленную на рисунке 2. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Пломбировка РСУ СИКН не предусмотрена.

Нанесение знака поверки на РСУ СИКН не предусмотрено.



Рисунок 2 – Информационная табличка РСУ СИКН

Программное обеспечение

РСУ СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и АРМ оператора.

ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений, обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется наличием ограничения доступа, установкой логинов и паролей разного уровня доступа, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к ПО для пользователя закрыт. Конструкция системы исключает возможность несанкционированного влияния на ПО системы и измерительную информацию.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО РСУ СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9319307D
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7.14.3
Цифровой идентификатор ПО	17D43552
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.18
Цифровой идентификатор ПО	5FD2677A
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.20
Цифровой идентификатор ПО	CB6B884C
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.11
Цифровой идентификатор ПО	116E8FC5
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.28
Цифровой идентификатор ПО	3836BADF
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО	4EF156E4
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.6
Цифровой идентификатор ПО	4D07BD66
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.5
Цифровой идентификатор ПО	D19D9225
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.4
Цифровой идентификатор ПО	3A4CE55B
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	E56EAB1E
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.12
Цифровой идентификатор ПО	23F21EA1
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.17
Цифровой идентификатор ПО	71C65879
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.14.1
Цифровой идентификатор ПО	62C75A03
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО	B8DF3368
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	F3B1C494
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО	232DDC3F
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.14
Цифровой идентификатор ПО	32D8262B
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	F70067AC
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	35DD379D
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9F5CD8E8
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.2
Цифровой идентификатор ПО	5C9E0FFE
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	AB567359
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.34
Цифровой идентификатор ПО	ED6637F5
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.33
Цифровой идентификатор ПО	8D37552D
Примечания	
1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИВК в зависимости от функционального назначения РСУ СИКН.	
2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде строчных или прописных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр и букв.	
3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики РСУ СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти [*] , м ³ /ч	от 446 до 1786
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* - Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики ИК объемного расхода нефти с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	ИК объемного расхода нефти в БИК	1 (БИК)	УЗР	ПЛК	от 0,9 до 8,0 м ³ /ч*	±5,0 %
*- Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений						

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 1,6
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Физико-химические свойства измеряемой среды: – температура, °С – плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м ³ – кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температур, мм ² /с (сСт) – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – содержание свободного газа	от +5 до +35 от 850,1 до 870,0 от 5 до 50 0,5 100 0,05 Не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ИЛ – в месте установки ИВК б) атмосферное давление, кПа	от -32 до +44 от +10 до +35 от 84 до 106
Средний срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации РСУ СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность РСУ СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 464 ПСП «Заречье». Резервная схема учета	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений резервной схемой учета системы измерений количества и показателей качества нефти № 464 Краснодарского РУМН АО «Черномортранснефть», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 389-RA.RU.312546-2003 от 27.09.2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.1.1);

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

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)
ИНН 2315072242

Юридический адрес: 353902, Краснодарский край, городской округ город Новороссийск, г. Новороссийск, ш. Сухумское, д. 85, к. 1

Изготовитель

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)
ИНН 2315072242

Адрес: 353902, Краснодарский край, городской округ город Новороссийск, г. Новороссийск, ш. Сухумское, д. 85, к. 1

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть - Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть - Автоматизация и Метрология»)

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

Телефон: (495) 950-87-00, факс: (495) 950-85-97

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 464
ПСП «Заречье»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 464 ПСП «Заречье» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированного измерения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти по результатам измерений:

- объёма нефти с помощью преобразователей расхода (ПР), давления и температуры;
- плотности нефти с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры или в лаборатории.

СИКН, заводской № 04, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), системы сбора и обработки информации, блока трубопоршневой поверочной установки (ТПУ), узла подключения передвижной поверочной установки. БИЛ состоит из двух рабочих ИЛ и одной контрольно - резервной ИЛ.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид СИКН

В состав СИКН входит измерительный канал (ИК) объемного расхода нефти в БИК метрологические характеристики которого определяются комплектным методом. В состав ИК объемного расхода нефти в БИК входит расходомер UFM 3030, регистрационный номер 32562-09 (далее – УЗР) и контроллер программируемый логический REGUL RX00 регистрационный номер 63776-16 (далее – ПЛК). Состав и метрологические характеристики ИК объемного расхода нефти в БИК приведены в таблице 4.

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

Таблица 1 - Перечень средств измерений

Наименование средств измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователь расхода жидкости турбинный HELIFLU TZ-N	15427-06, 46057-14
Датчики давления Агат-100МТ	74779-19
Датчики давления Метран-150	32854-13
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304/М1	50519-17
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	15644-06
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	15642-06
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-05
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-15
Расходомеры UFM 3030	32562-06
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17
Контроллеры программируемые логические REGUL RX00	63776-16

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое вычисление массы брутто нефти (т);
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- автоматическое измерение влагосодержания (%), плотности (кг/м^3), кинематической вязкости ($\text{мм}^2/\text{с}$, сСт), температуры ($^{\circ}\text{C}$) и давления (МПа) нефти;
- поверку и КМХ ПР по стационарной установке поверочной трубопоршневой двунаправленной (заводской № 15, регистрационный номер 37248-08) или передвижной ТПУ;
- поверку стационарной ТПУ по передвижной поверочной установке;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на информационную табличку, установленную на площадке СИКН, представленную на рисунке 2. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Пломбировка СИКН не предусмотрена.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.



Рисунок 2 – Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и АРМ оператора.

ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений, обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется наличием ограничения доступа, установкой логинов и паролей разного уровня доступа, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к ПО для пользователя закрыт. Конструкция системы исключает возможность несанкционированного влияния на ПО системы и измерительную информацию.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9319307D
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7.14.3
Цифровой идентификатор ПО	17D43552
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.18
Цифровой идентификатор ПО	5FD2677A
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.20
Цифровой идентификатор ПО	CB6B884C
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.11
Цифровой идентификатор ПО	116E8FC5
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.28
Цифровой идентификатор ПО	3836BADF

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО	4EF156E4
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.6
Цифровой идентификатор ПО	4D07BD66
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.5
Цифровой идентификатор ПО	D19D9225
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.4
Цифровой идентификатор ПО	3A4CE55B
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	E56EAB1E
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.12
Цифровой идентификатор ПО	23F21EA1
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.17
Цифровой идентификатор ПО	71C65879
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.14.1
Цифровой идентификатор ПО	62C75A03
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО	B8DF3368
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	F3B1C494
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО	232DDC3F
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.14
Цифровой идентификатор ПО	32D8262B
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	F70067AC
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	35DD379D
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9F5CD8E8
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.2
Цифровой идентификатор ПО	5C9E0FFE
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	AB567359
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.34
Цифровой идентификатор ПО	ED6637F5
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.33
Цифровой идентификатор ПО	8D37552D
Примечания 1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИВК в зависимости от функционального назначения СИКН. 2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде строчных или прописных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр и букв. 3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти*, м ³ /ч	от 400 до 2808
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики ИК объемного расхода нефти с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	ИК объемного расхода нефти в БИК	1 (БИК)	УЗР	ПЛК	от 0,9 до 8,0 м ³ /ч*	±5,0 %
*- Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений						

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 1,6
Физико-химические свойства измеряемой среды: – температура, °С – плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м ³ – кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температур, мм ² /с (сСт) – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – содержание свободного газа	от +5 до +35 от 850,1 до 870,0 от 5 до 50 0,5 100 0,05 Не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки БИЛ – в месте установки ИВК б) атмосферное давление, кПа	от -32 до +44 от +10 до +35 от 84 до 106
Средний срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 464 ПСП «Заречье»	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти 464 Краснодарского РУМН АО «Черномортранснефть», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 388-RA.RU.312546-2023 от 27.09.2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.1.1);

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

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)

ИНН 2315072242

Юридический адрес: 353902, Краснодарский край, городской округ город Новороссийск, г. Новороссийск, ш. Сухумское, д. 85, к. 1

Изготовитель

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)

ИНН 2315072242

Юридический адрес: 353902, Краснодарский край, городской округ город Новороссийск, г. Новороссийск, ш. Сухумское, д. 85, к. 1

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть - Автоматизация и Метрология»)

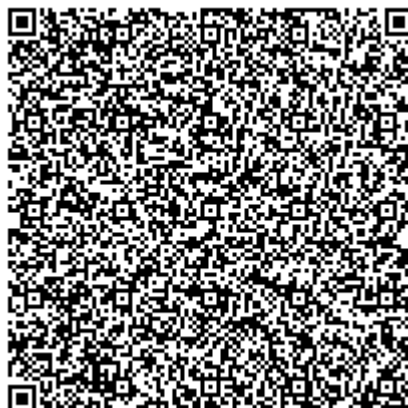
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

Телефон: (495) 950-87-00, факс: (495) 950-85-97

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» апреля 2024 г. № 1098

Регистрационный № 91990-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Контроллеры измерительные FloBoss 107

Назначение средства измерений

Контроллеры измерительные FloBoss 107 предназначены для измерения сигналов силы постоянного тока и импульсных сигналов.

Описание средства измерений

Принцип действия контроллеров измерительных FloBoss 107 основан на измерении сигналов, поступающих от измерительных преобразователей давления, перепада давления, температуры, расхода, объема и других преобразователей, их дальнейшем преобразовании в значения измеряемых параметров и вычислении по соответствующему алгоритму объемного расхода и объема природного газа, приведенных к стандартным условиям (абсолютное давление 101,325 кПа, температура 293,15 К (20 °С) или 288,15 К (15 °С)), теплоты сгорания и физических параметров природного газа.

Конструктивно контроллеры измерительные FloBoss 107 выполнены в корпусе с установленными печатными платами с элементами электронной схемы, процессорным модулем, присоединительными клеммами, клеммами заземления и модулями ввода/вывода сигналов.

Контроллеры измерительные FloBoss 107 обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- измерение аналоговых сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА от первичных измерительных преобразователей и преобразование их в значение измеряемых параметров температуры, давления и перепада давления;
- измерение количества импульсов от объемных преобразователей расхода природного газа;
- воспроизведение аналоговых сигналов постоянного тока;
- вычисление коэффициента сжимаемости природного газа по ГОСТ 30319.3–2015 (AGA8);
- вычисление плотности природного газа и фактора сжимаемости в соответствии с ГОСТ Р 8.662–2009 (ИСО 20765-1:2005);
- вычисление теплоты сгорания в соответствии с ГОСТ 31369–2021 (ISO 6976:2016);
- вычисление объемного расхода и объема природного газа, приведенных к стандартным условиям (абсолютное давление 101,325 кПа, температура 293,15 К (20 °С) или 288,15 К (15 °С)), с помощью объемных преобразователей расхода по ГОСТ Р 8.740–2011, ГОСТ 8.611–2013;
- регистрацию, хранение и передачу на верхний уровень информации;
- сигнализацию при отказе измерительных преобразователей, при выходе измеряемых параметров за установленные пределы и в случае сбоев в процессах системы;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Общий вид контроллеров измерительных FloBoss 107 представлен на рисунке 1.

Заводской номер, состоящий из арабских цифр, наносится методом печати на пластиковый корпус с лицевой стороны. Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлено на рисунке 2.

Пломбирование и нанесение знака поверки на контроллеры измерительные FloBoss 107 не предусмотрено.

К данному типу относятся контроллеры измерительные FloBoss 107 с заводскими номерами 30064181, 30064182.

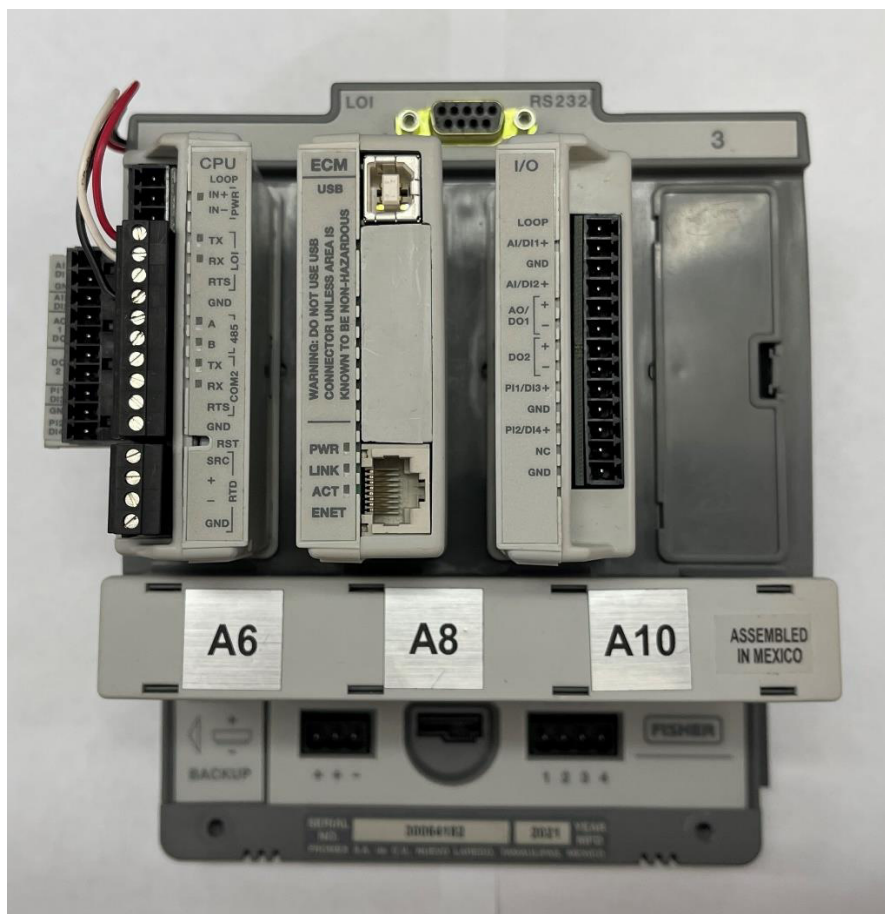


Рисунок 1 – Общий вид контроллеров измерительных FloBoss 107



Рисунок 2 – Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части и обеспечивает реализацию функций контроллеров измерительных FloBoss 107.

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

Идентификационные данные ПО контроллеров измерительных FloBoss 107 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО контроллеров измерительных FloBoss 107

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Linear Meter
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.01
Цифровой идентификатор ПО	0x38E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений сигналов силы постоянного тока, мА	от 4 до 20
Диапазон частоты следования импульсов, Гц	от 50 до 10000
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений силы постоянного тока, %:	
– основная	±0,10
– дополнительная, вызванная изменением температуры окружающей среды на каждые 10 °С	±0,03
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений количества импульсов на каждые 10000 импульсов, импульс	±1
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений теплоты сгорания природного газа, %	±0,01
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений объемного расхода и объема природного газа, приведенных к стандартным условиям, %	±0,01
Пределы допускаемого суточного хода часов, с	±1
Нормальные условия измерений:	
– температура окружающей среды, °С	от +15 до +25
– относительная влажность, %, не более	95
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Интерфейсы связи	RS-232, RS-485, USB, Ethernet
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °С	от -40 до +75
– относительная влажность, %, не более	95
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Напряжение питания постоянного тока, В	от 20 до 30

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более:	
– длина	160
– ширина	196
– высота	135
Масса, кг, не более	1,5
Средняя наработка на отказ, ч	100000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа наносится

на маркировочную табличку, расположенную с левой боковой стороны корпуса, и на титульный лист паспорта по центру типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Контроллеры измерительные FloBoss 107 (заводские номера 30064181, 30064182)	FloBoss 107	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	D301232X012	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Установка и эксплуатация» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Фирма «Emerson Process Management / Remote Automation Solutions / Fromex S.A. de C.V.», Мексика

Юридический адрес: Avenida Industrias 6025, Pargue Industrial Finsa, Nuevo Laredo, Tamaulipas 88725, Mexico

Изготовитель

Фирма «Emerson Process Management / Remote Automation Solutions / Fromex S.A. de C.V.», Мексика

Адрес: Avenida Industrias 6025, Pargue Industrial Finsa, Nuevo Laredo, Tamaulipas 88725, Mexico

Испытательный центр

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

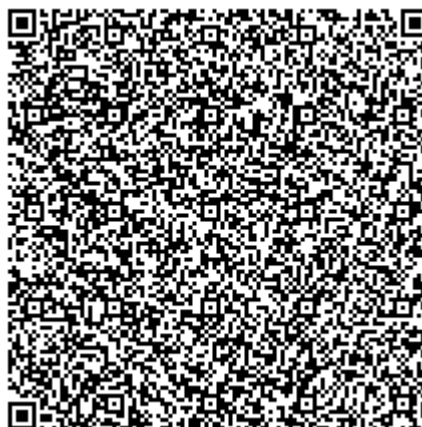
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» апреля 2024 г. № 1098

Регистрационный № 91991-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Столы поворотные прецизионные СПП-19.001

Назначение средства измерений

Столы поворотные прецизионные СПП-19.001 (далее – столы поворотные) предназначены для задания и измерений углов поворота, угловых скоростей вращения шпинделя, а также измерений интервалов и периодов следования управляющих сигналов.

Описание средства измерений

Конструктивно столы поворотные выполнены в виде двух моноблоков (поворотный стол и блок управления), соединённых кабелем ИУНЕ.685611.029, обеспечивающим передачу данных и управляющих сигналов, также электропитание. Столы поворотные выпускаются в исполнениях СПП-19.001А, СПП-19.001Б, различающихся метрологическими характеристиками.

В состав стола входят моноблоки:

- поворотный стол СП-19.002А ИУНЕ.401219.002 для исполнений СПП-19.001А или СП-19.002Б ИУНЕ.401219.002 для исполнений СПП-19.001Б;
- блок управления БПУ-17.001 ИУНЕ.421417.001.

Принцип работы столов поворотных заключается в обеспечении вращения шпинделя поворотного стола с заданной угловой скоростью и поворота шпинделя на заданный угол при помощи привода. Привод состоит из электродвигателя с редуктором, передающим вращение шпинделю. Управление приводом осуществляет контроллер КП-49.002, установленный в поворотном столе СП-19.002А (СП-19.002Б). Команды на управление режимами работы привода (направление вращения, вращение с заданной скоростью, последовательный поворот с заданным приращением угла, разворот на заданный угол) на контроллер КП-49.002 подаются от одноплатного компьютера, установленного в блоке питания и управления БПУ-17.001. Формирование и приём импульсов синхронизации с внешними устройствами (или проверяемыми приборами), прием и обработку дискретных сигналов (СТАРТ, СТОП) осуществляется с помощью блока КП-72.001, входящего в состав блока питания и управления БПУ-17.001. Команды на управление работы КП-72.001 поступают из программной оболочки одноплатного компьютера.

Поворот шпинделя поворотного стола может осуществляться двумя способами:

- в автоматическом режиме (при помощи привода) по командам от одноплатного компьютера блока БПУ-17.001;
- и вручную – оператором при помощи маховиков грубой и точной наводки (без использования привода).

Пломбирование моноблоков выполняется нанесением пластичной пломбы на винты, фиксирующие части корпуса. Заводской номер наносится краской на задней части корпуса поворотного стола СП-19.002 и на задней части корпуса блока питания и управления БПУ-17.001. Заводской номер стола поворотного указывается в формуляре. Формат заводского номера буквенно-цифровой.

Общий вид столов и расположение мест для нанесения пломбы производителя, заводского номера и знака утверждения типа показаны на рисунках 1 - 3.



Рисунок 1 - Внешний вид блока питания и управления БПУ-17.001



а)



б)

Рисунок 2 - Внешний вид стола поворотного СП-19.002

- а) – вертикальное расположение оси вращения;
б) – горизонтальное расположение оси вращения.



Рисунок 3—Расположение пломб (1), мест нанесения заводского номера (2) и знака утверждения типа (3)
а) – поворотный стол; б) – блок управления.

Программное обеспечение

В столах используется встроенное и автономное программное обеспечение (далее – ПО). ПО предназначено для управления процессом задания параметров вращения шпинделя и измерений. Уровень защиты ПО «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077- 2014.

Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик. Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение		
	Встроенное ПО		Автономное ПО
	КП-72.001	КП-49.002	БПУ-17.001
Идентификационное наименование ПО	ИУНЕ.00088	ИУНЕ.00099	ИУНЕ.00089
Номер версии (идентификационный номер) ПО	vXXX ¹⁾	vXXX ¹⁾	vXXX ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	0E3B6162 ²⁾	F413B297 ³⁾	FFA344A3 ⁴⁾
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC32		
1 – значение находится в диапазоне от 001 до 999;			
2 - для версии v001;			
3 - для версии v001;			
4 - для версии v001			

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики контроллеров приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений угловой скорости, °/с	от 0,005 до 10
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений угловой скорости на угле 360°, %	±0,005
Диапазон задания угловой скорости, °/с	от 0,005 до 10
Относительное отклонение угловой скорости от заданного, %, не более: - при угловом перемещении, равном 360° - при угловом перемещении, равном 15° - при угловом перемещении, равном 5°	±0,01 ±0,05 ±0,1
Относительная нестабильность угловой скорости, %, не более: - при угловом перемещении, равном 360° - при угловом перемещении, равном 15° - при угловом перемещении, равном 5°	±0,01 ±0,05 ±0,1
Диапазон измерений углов поворота	±360°

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений углов поворота: - при вертикальном положении оси поворотного стола - для исполнений СПП-19.001А - для исполнений СПП-19.001Б - при горизонтальном положении оси поворотного стола - для исполнений СПП-19.001А - для исполнений СПП-19.001Б	±0,25" ±0,5" ±0,25" ±0,5"
Максимальное отклонение от заданного угла поворота - в автоматическом режиме - для исполнений СПП-19.001А - для исполнений СПП-19.001Б - в ручном режиме - для исполнений СПП-19.001А - для исполнений СПП-19.001Б	±0,5" ±1,0" ±0,1" ±0,5"
Диапазон измерений интервала между сигналами СТАРТ-СТОП и периода следования этих сигналов, с	от $1 \cdot 10^{-5}$ до 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений интервала между сигналами СТАРТ-СТОП и периода следования этих сигналов, мкс	±0,01

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений периода следования импульсов синхронизации, с	от $1 \cdot 10^{-5}$ до 10
Положение оси вращения	горизонтальное/ вертикальное
Параметры электропитания - напряжение питания переменного тока, В - частота, Гц	230 ±23 50±1
Потребляемая мощность, В·А, не более	200
Масса испытуемого прибора, кг, не более - при вертикальном положении оси вращения - при горизонтальном положении оси вращения	50 35

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Габариты, мм, не более:	
- поворотный стол	
- длина	320
- ширина	330
- высота	320
блок управления	
- длина	320
- ширина	210
- высота	325
Масса, кг, не более:	
- поворотный стол	85
- блок управления	10
Условия эксплуатации	
- температура окружающей среды, °С	от + 17 до + 23
- относительная влажность воздуха при температуре, %	от 45 до 65
- атмосферное давление, кПа	от 80 до 110
Срок службы, лет, не менее	6
Средняя наработка на отказ, ч	10 000

Знак утверждения типа

наносится краской на заводе-изготовителе на передней части корпуса поворотного стола и на задней части корпуса блока управления (рис. 3), а также на титульный лист руководства по эксплуатации и формуляра при печати документа.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность столов

Наименование	Обозначение	Количество
Стол поворотный прецизионный СПП-19.001, исполнение 19.001А (Б) в составе:	ИУНЕ.401219.001	1 шт.
- поворотный стол СП-19.002А (Б)	ИУНЕ.401219.002	1 шт.
- блок управления БПУ-17.001	ИУНЕ.421417.001	1 шт.
- кабель	ИУНЕ.685611.029	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ИУНЕ.401219.001РЭ	1 экз.
Формуляр	ИУНЕ.401219.001ФО	1 экз.
Комплект ЗИП	ИУНЕ.468924.001	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений,

приведены в ИУНЕ.401219.001РЭ «Столы поворотные прецизионные СПП-19.001. Руководство по эксплуатации», Раздел 1.4 «Устройство и принцип работы прецизионного поворотного стола».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Технические условия ИУНЕ.401219.001ТУ «Стол поворотный прецизионный СПП-19.001. Технические условия»;

Приказ Росстандарта от 1 сентября 2022 г. № 2183 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений угловой скорости и частоты вращения»;

Приказ Росстандарта от 26 ноября 2018 г. № 2482 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений плоского угла».

Правообладатель

Акционерное общество «Научно-производственный центр автоматике и приборостроения имени академика Н.А.Пилюгина» (АО «НПЦАП»)
ИНН 9728050571

Юридический адрес: 117342, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Коньково, ул. Введенского, д. 1

Телефон: (495) 330-65-70

E-mail: info@npcar.ru

Web-сайт: www.npcar.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Научно-производственный центр автоматике и приборостроения имени академика Н.А.Пилюгина» (АО «НПЦАП»)
ИНН: 9728050571

Юридический адрес: 117342, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Коньково, ул. Введенского, д. 1

Адрес осуществления деятельности: Филиал Акционерного общества «Научно-производственный центр автоматике и приборостроения имени академика Н.А.Пилюгина» - «Производственное объединение «Корпус» (Филиал АО «НПЦАП» - «ПО «Корпус»), 410010, Саратовская обл., г. о. город Саратов, г. Саратов, ул. им. Осипова В.И., д. 1

Телефон: (495) 330-65-70, (8452)64-84-85

E-mail: info@npcar.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

Телефон: +7 (812) 251-76-01

Факс: +7 (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314555.

