

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 24 » _____ апреля 2024 г. № 1084

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.	Комплекты задатчиков давления	КЗД-02	С	91967-24	00002, 00004	Акционерное общество «Государственный Рязанский приборный завод» (АО «ГРПЗ»), г. Рязань	Общество с ограниченной ответственностью «Рамед» (ООО «Рамед»), г. Рязань	ОС	МП 022.М44-23 «ГСИ. Комплекты задатчиков давления КЗД-02. Методика поверки»	1 год	Акционерное общество «Государственный Рязанский приборный завод» (АО «ГРПЗ»), г. Рязань	ФГБУ «ВНИИОФИ», г. Москва	30.03.2023
2.	Контроллеры программируемые	SC8000	С	91968-24	2108220001	Nanjing Sciyon Wisdom Technology Group Co., Ltd., Китай	Nanjing Sciyon Wisdom Technology Group Co., Ltd., Китай	ОС	МИ 2539-99 Рекомендация. «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, про-	4 года	Nanjing Sciyon Wisdom Technology Group Co., Ltd., Китай	ООО «ПРОММАШ ТЕСТ», г. Москва	08.09.2023

									граммно-технических комплексов. Методика поверки»				
3.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	ГКК-1-1-7-0,05	Е	91969-24	609	Общество с ограниченной ответственностью «Рослов-ХимМаш» (ООО «РХМ»), Республика Татарстан, г. Лениногорск	Общество с ограниченной ответственностью «Газ-промнефть-Заполярье» (ООО «Газ-промнефть-Заполярье»), Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Новый Уренгой	ОС	МП 0086-2023 «ГСИ. Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический ГКК-1-1-7-0,05. Методика поверки»; ГОСТ 8.346-2000 «ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки»	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ» (ООО «СНГ»), Московская обл., г. Щёлково	ООО «Метро-КонТ», г. Казань	29.12.2023
4.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	ГЭЭ-1-1-8-1,6-2	Е	91970-24	608	Общество с ограниченной ответственностью «Рослов-ХимМаш» (ООО «РХМ»), Республика Татарстан, г. Лениногорск	Общество с ограниченной ответственностью «Газ-промнефть-Заполярье» (ООО «Газ-промнефть-Заполярье»), Ямало-Ненецкий автономный	ОС	МП 0085-2023 «ГСИ. Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический ГЭЭ-1-1-8-1,6-2. Методика поверки»;	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ» (ООО «СНГ»), Московская обл., г. Щёлково	ООО «Метро-КонТ», г. Казань	29.12.2023

							округ, г. Новый Уренгой		ГОСТ 8.346-2000 «ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки»				
5.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 437 ПСП «Рязань». Резервная схема учета	Обозначение отсутствует	Е	91971-24	437/2	Акционерное общество «Транснефть - Верхняя Волга» (АО «Транснефть - Верхняя Волга»), г. Нижний Новгород	Акционерное общество «Транснефть - Верхняя Волга» (АО «Транснефть - Верхняя Волга»), г. Нижний Новгород	ОС	МП-0013-ТНМ-2023 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 437 ПСП «Рязань». Резервная схема учета. Методика поверки»	1 год	Акционерное общество «Транснефть - Автоматизация и Метрология» (АО «Транснефть - Автоматизация и Метрология»), г. Москва	АО «Транснефть - Автоматизация и Метрология», г. Москва	27.12.2023
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Тамбовский	Обозначение отсутствует	Е	91972-24	005	Общество с ограниченной ответственностью «Энфорс» (ООО «Энфорс»), г. Воронеж	Общество с ограниченной ответственностью «Тамбовский бекон» (ООО «Тамбовский бекон»), Тамбовская обл., м. р. н Жердевский, с.п. Бурнаковский Сельсовет	ОС	МП-312235-230-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Тамбовский бекон» (ООО «Тамбовский бекон»), Тамбовская обл., м. р. н Жердевский, с.п. Бурнаковский Сельсовет	ООО «Энергокомплекс», г. Магнитогорск	26.01.2024

	бекон» для объектов ЦО «Дубошино-2», ЦО «Ерофеевский -2», ПФ «Измайловская-2(откорм)», ПФ «Измайловская-2(репродуктор)», ЦО «Ножкино-2», Тр «Саюкинский-2», ЦПС-3, ЦО «Бахаревский-2», ТР «Марьевский-2», ТР «Липовский-2», ЦО «Питимский -2» и ЦО «Питимский -3»							электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Тамбовский бекон» для объектов ЦО «Дубошино-2», ЦО «Ерофеевский -2», ПФ «Измайловская-2(откорм)», ПФ «Измайловская-2(репродуктор)», ЦО «Ножкино-2», Тр «Саюкинский-2», ЦПС-3, ЦО «Бахаревский-2», ТР «Марьевский-2», ТР «Липовский-2», ЦО «Питимский -2» и ЦО «Питимский -3». Методика поверки»					
7.	Система ав-	Обозна-	Е	91973-24	02/2023	Общество с	Публичное	ОС	МП ЭПР-	4 года	Общество с	ООО «Энер-	30.01.2024

	томатизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Химпром» 2023	чение отсутствует				ограниченной ответственностью «КС Энергосбыт» (ООО «КС Энергосбыт»), г. Москва	акционерное общество «Химпром» (ПАО «Химпром»), Чувашская Республика, г. Новочебоксарск		645-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Химпром» 2023. Методика поверки»		ограниченной ответственностью «КС Энергосбыт» (ООО «КС Энергосбыт»), г. Москва	гоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск	
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РЭК» для электро-снабжения ООО «Надеждинское»	Обозначение отсутствует	Е	91974-24	324	Общество с ограниченной ответственностью «ЭСО-96» (ООО «ЭСО-96»), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью «Региональная энергосбытовая компания» (ООО «РЭК»), г. Саранск	ОС	МП ЭПР-654-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РЭК» для электро-снабжения ООО «Надеж-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «ЭСО-96» (ООО «ЭСО-96»), г. Москва	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск	27.02.2024

									динское». Методика поверки»				
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «КЗТО «Радиатор» вторая очередь	Обозначение отсутствует	Е	91975-24	276.3	Общество с ограниченной ответственностью «ЭСО-96» (ООО «ЭСО-96»), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью «Кимрский завод теплового оборудования «Радиатор» (ООО «КЗТО «Радиатор»), Тверская обл., г. Кимры	ОС	МП ЭПР-655-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «КЗТО «Радиатор» вторая очередь. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «ЭСО-96» (ООО «ЭСО-96»), г. Москва	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск	27.02.2024
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Аллюминиевая	Обозначение отсутствует	Е	91976-24	548	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	ОС	РТ-МП-243-500-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва	19.03.2024

									ПС 500 кВ Алюмини- евая. Ме- тодика по- верки»				
11.	Трансформа- торы тока измеритель- ные	LZZBJ9- 10	С	91977-24	3963485-01, 3963450-001, 3963486-037, 3963487-001, 3963488-001, 3963489-001, 3963491-001	Dalian North Instrument Transformer Group Co., Ltd, Китай	Dalian North Instrument Transformer Group Co., Ltd, Китай	ОС	ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансфор- маторы тока. Ме- тодика по- верки»	4 года	Dalian North Instrument Transformer Group Co., Ltd, Китай	ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метро- логия», Мос- ковская обл., г. Чехов	29.09.2023
12.	Трансформа- торы напря- жения	JDZX9- 10	С	91978-24	3963452-001, 3963481-01, 3963483-013, 3963493-013	Dalian North Instrument Transformer Group Co., Ltd, Китай	Dalian North Instrument Transformer Group Co., Ltd, Китай	ОС	ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансфор- маторы напряже- ния. Мето- дика по- верки»	8 лет	Dalian North Instrument Transformer Group Co., Ltd, Китай	ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метро- логия», Мос- ковская обл., г. Чехов	29.09.2023
13.	Установки передвиж- ные измери- тельные многофазные	ВАРГ-М	С	91979-24	ВАРГ-М-К-100- 100-10-УХЛ1-0001 НЕФТ.3683-001- 90018831-2022 ТУ зав. №001-2022	Общество с ограниченной ответственно- стью «НЕФТЕ- МАШ- ИНЖИНИ- РИНГ» (ООО «НЕФТЕ- МАШ- ИНЖИНИ- РИНГ»), г. Казань	Общество с ограниченной ответственно- стью «НЕФТЕ- МАШ- ИНЖИНИ- РИНГ» (ООО «НЕФТЕ- МАШ- ИНЖИНИ- РИНГ»), г. Казань	ОС	МП 1550- 9-2023 «ГСИ. Установки передвиж- ные изме- рительные многофаз- ные ВАРГ- М. Мето- дика по- верки»	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью «НЕФТЕ- МАШ- ИНЖИНИ- РИНГ» (ООО «НЕФТЕ- МАШ- ИНЖИНИ- РИНГ»), г. Ка- зань	ВНИИР - фи- лиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделее ва», г. Казань	16.10.2023
14.	Система из- мерений ко- личества и параметров нефтегазово- дояной смеси	Обозна- чение отсут- ствует	Е	91980-24	01	Акционерное общество «Самотлор- нефтегаз» (АО «Самотлор- нефтегаз»), г.	Акционерное общество «Самотлор- нефтегаз» (АО «Самотлор- нефтегаз»), г.	ОС	ВЯ.10.1705 070.00 МП «ГСИ. Си- стема из- мерений количества	1 год	Акционерное общество «Са- мотлорнефте- газ» (АО «Са- мотлорнефте- газ»), г. Ханты-	ФБУ «Тюмен- ский ЦСМ», г. Тюмень	09.11.2023

	(СИКНС) ДНС-26					Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск	Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск		и параметров нефтегазовой смеси (СИКНС) DNS-26. Методика поверки»		Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск		
15.	Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-1), подаваемого в газопровод УППГ Западно-Таркосалинского месторождения	Обозначение отсутствует	Е	91981-24	894.01	Общество с ограниченной ответственностью «Компания «Технотекс» (ООО «Компания «Технотекс»), г. Уфа	Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Заполярье» (ООО «Газпромнефть-Заполярье»), Ямало-ненецкий Автономный Округ, г. Новый Уренгой	ОС	МП 1562-13-2023 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-1), подаваемого в газопровод УППГ Западно-Таркосалинского месторождения. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ» (ООО «Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ»), г. Уфа	ВНИИР - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань	10.11.2023
16.	Система автоматизированная информацион-	Обозначение отсутствует	Е	91982-24	034	Общество с ограниченной ответственностью «Транс-	Общество с ограниченной ответственностью «Транс-	ОС	МИ 3000-2022 «ГСИ. Системы автоматизации	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Транс-	ООО «ИР-МЕТ», г. Иркутск	28.11.2023

но-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть-Восток» по объекту НПС №8					нефть-Восток» (ООО «Транснефть-Восток»), Иркутская обл., г. Братск	нефть-Восток» (ООО «Транснефть-Восток»), Иркутская обл., г. Братск		зированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки»		нефть-Восток» (ООО «Транснефть-Восток»), Иркутская обл., г. Братск		
---	--	--	--	--	--	--	--	---	--	--	--	--

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» апреля 2024 г. № 1084

Регистрационный № 91973-24

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Химпром» 2023

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Химпром» 2023 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), 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 с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2.0», устройство синхронизации времени (УСВ), каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), 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 ИБК 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 действующими требованиями к предоставлению информации.

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 каждые 30 мин. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УСВ более ± 1 с.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ «Химпром» 2023 наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 02/2023 указывается в формуляре-паспорте.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». ПО «Пирамида 2.0» 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». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2.0» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2.0» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	Binary Pack Controls.dll	Check Data Integrity.dll	Com IECFunctions.dll	ComModbusFunctions.dll	Com StdFunctions.dll	DateTime-Processing.dll	Safe Values DataUpdate.dll	Simple Verify Data Statuses.dll	Summary Check CRC.dll	Values DataProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.6									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	EC9A86471F3713E60C1DA D056CD6E373	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB42F44D4A085C6A39	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	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч. 4, КЛ-6 кВ ф. 4 - РП-32	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1500/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
2	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч. 10, КЛ-6 кВ ф. 10 - РП-25	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
3	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч. 16, КЛ-6 кВ ф. 16 - РП-3	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
4	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч. 17, КЛ-6 кВ ф. 17 - РП-4	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч. 24, КЛ-6 кВ ф. 24 - РП-2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
6	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч. 37, КЛ-6 кВ ф. 37 - РП-15	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
7	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч. 43, КЛ-6 кВ ф. 43 - РП-34	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
8	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч. 50, КЛ-6 кВ ф. 50 - К-6М	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
9	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч. 53, КЛ-6 кВ ф. 53 - РП-2	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
10	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч. 58, КЛ-6 кВ ф. 58 - РП-33	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ-35 кВ, яч. 6, КЛ-35 кВ Л6 - А2 - Х2	ТПЛ-35-3 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 Кл. т. 0,2 35000/√3/100/√3 Рег. № 57878-14 Фазы: А; В; С ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 Кл. т. 0,2 35000/√3/100/√3 Рег. № 57878-14 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,0	2,9
							Реактив- ная	2,0	4,9
12	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ-35 кВ, яч. 15, КЛ-35 кВ Л15 - А4 - Х2	ТПЛ-35-3 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 Кл. т. 0,2 35000/√3/100/√3 Рег. № 57878-14 Фазы: А; В; С ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 Кл. т. 0,2 35000/√3/100/√3 Рег. № 57878-14 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,0	2,9
							Реактив- ная	2,0	4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ-110 кВ, яч. 5, ОВ-110 кВ	ТВ-110-I-1 Кл. т. 0,5S 1000/5 Рег. № 64181-16 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	5,0
14	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ-110 кВ, яч. 10, ВЛ 110 кВ Химпром 2	ТВ-110-I-1 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 64181-16 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	5,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ-35 кВ, яч. 1, КЛ-35 кВ Л1 - А1 - Х2	ТПЛ-35-3 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 Кл. т. 0,2 35000/√3/100/√3 Рег. № 57878-14 Фазы: А; В; С ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 Кл. т. 0,2 35000/√3/100/√3 Рег. № 57878-14 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,0	2,9
							Реактив- ная	2,0	4,9
16	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ-35 кВ, яч. 8, КЛ-35 кВ Л8	ТПЛ-35-3 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 Кл. т. 0,2 35000/√3/100/√3 Рег. № 57878-14 Фазы: А; В; С ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 Кл. т. 0,2 35000/√3/100/√3 Рег. № 57878-14 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,0	2,9
							Реактив- ная	2,0	4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ-35 кВ, яч. 12, КЛ-35 кВ Л12 - А3 - Х2	ТПЛ-35-3 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 Кл. т. 0,2 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 57878-14 Фазы: А; В; С ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 Кл. т. 0,2 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 57878-14 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совместимый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,0	2,9
							Реактив- ная	2,0	4,9
18	ГПП-1 110 кВ ПАО Химпром, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 9	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 3000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
19	ГПП-1 110 кВ ПАО Химпром, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 51	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 3000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
20	ГПП-1 110 кВ ПАО Химпром, РУ-6 кВ, 5 с.ш. 6 кВ, яч. 79	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 3000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			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
21	ГПП-1 110 кВ ПАО Химпром, РУ-6 кВ, 7 с.ш. 6 кВ, яч. 115	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 3000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
22	ГПП-1 110 кВ ПАО Химпром, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
23	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 2	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 100/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0
24	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 11	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 150/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0
25	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 4	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 150/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0
26	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 16	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 100/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
27	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 20	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 200/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0
28	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 24	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 100/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0
29	ПС 110 кВ Порт, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 32	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 600/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0
30	ПС 110 кВ Порт, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 29	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 600/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0
31	ПС 110 кВ Порт, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 7	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 600/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0
32	ПС 110 кВ Порт, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 150/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
33	ПС 110 кВ Порт, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 8	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 600/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0
34	ПС 110 кВ Порт, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 34	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
35	ПС 110 кВ Порт, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 36	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 300/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0
36	ПС 110 кВ Порт, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 4	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 100/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0
37	ПС 110 кВ Порт, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 12, КЛ-6 кВ	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 400/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0
38	ПС 110 кВ Порт, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 14	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 300/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	ПС 110 кВ Порт, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 16	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 300/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0
40	ПС 110 кВ Порт, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 27	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 300/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0
41	ПС 110 кВ Порт, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 25, КЛ-6 кВ	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 400/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0
42	ПС 110 кВ Порт, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 23, КЛ-6 кВ	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
43	ПС 110 кВ Порт, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 15	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,2S 300/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	2,2
							Реактив- ная	1,8	4,0
44	ПС 110 кВ Порт, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 3	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			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
45	ПС 110 кВ Порт, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
46	ПС 110 кВ Порт, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 2	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
47	ГПП-1 110 кВ ПАО Химпром, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 23, КЛ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
48	ГПП-1 110 кВ ПАО Химпром, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 24, КЛ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
49	ГПП-1 110 кВ ПАО Химпром, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 47, КЛ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 200/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
50	ГПП-1 110 кВ ПАО Химпром, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 57, КЛ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 200/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

[illegible]

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 ИК №№ 1 – 10, 18 – 22, 32, 34, 44 для силы тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – 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 техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	55
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1 – 10, 18 – 22, 32, 34, 44 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 5 до 120 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 $I_{ном}$ для ИК №№ 1 – 10, 18 – 22, 32, 34, 44 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 140000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2
для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	45000 2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	50000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 40
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоя 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;
сервера.
- 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	ТПОЛ-10	12
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	6
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-35-3	10
Трансформаторы тока	ТВ-110-I-1	6
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	8
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10-2	40
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	31
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-6	21
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	17
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Формуляр-паспорт	02.2023.Химпром-АУ. ФО-ПС	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ «Химпром» 2023», 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

Публичное акционерное общество «Химпром» (ПАО «Химпром»)

ИНН 2124009521

Юридический адрес: 429965, Чувашская Республика, г. Новочебоксарск, ул. Промышленная, д. 101

Телефон: +7 (8352) 73-55-55

Web-сайт: www.himprom.com

E-mail: himprom@himprom.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «КС Энергосбыт» (ООО «КС Энергосбыт»)

ИНН 9731011766

Адрес: 129090, г. Москва, пр-кт Мира, д. 40, оф. 809

Телефон: (495) 134-16-57

Web-сайт: www.kssbyt.ru

E-mail: info@kssbyt.ru

Испытательный центр

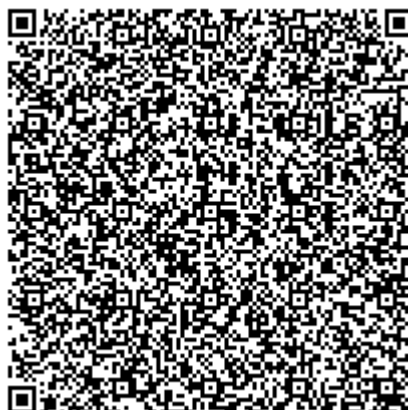
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» апреля 2024 г. № 1084

Регистрационный № 91974-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РЭК» для электроснабжения ООО «Надеждинское»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места энергосбытовой организации (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности. 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 выхода счетчика при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

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

Дополнительно сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от сервера или АРМ энергосбытовой организации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта 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 счетчика, 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 во время каждого сеанса связи с УСВ, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний с УСВ на ± 1 с и более.

Сравнение показаний часов счетчика с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиком, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчика производится при расхождении показаний с часами сервера на ± 2 с и более.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «РЭК» для электроснабжения ООО «Надеждинское» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 324 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
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	ЯКНО-10 от Оп. 311 КВЛ 6 кВ Вижай ПС Бисер 110/6 кВ	ТОЛ-СВЭЛ-10М Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 70106-17 Фазы: А; С	ЗНОЛП- СВЭЛ-6М Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 67628-17 Фазы: А; В; С	Меркурий 230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,4 5,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	1
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	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, ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчика, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от +15 до +20
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчика: 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	150000 2 45000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчика: 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	85 10 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;

коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчике 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-СВЭЛ-10М	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-СВЭЛ-6М	3
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Формуляр	ЭСЕО.411711.324.ФО	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «РЭК» для электроснабжения ООО «Надеждинское», 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 «Региональная энергосбытовая компания» (ООО «РЭК»)

ИНН 1327034923

Юридический адрес: 430001, Республика Мордовия, г. Саранск, ул. Строительная, д. 3, оф. 301

Телефон: (927) 197-87-07

E-mail: dogovor@region-energo.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭСО-96» (ООО «ЭСО-96»)

ИНН 7718660052

Адрес: 115114, г. Москва, м. о. Даниловский, наб. Павелецкая, д. 2, стр. 1, эт. 1, ком. 197

Телефон: (985) 822-71-17

E-mail: eso-96@inbox.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» апреля 2024 г. № 1084

Регистрационный № 91975-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «КЗТО «Радиатор» вторая очередь

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), 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 с программным обеспечением (ПО) АКУ «Энергосистема», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), 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, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Далее информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ субъекта ОРЭМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с использованием электронной подписи субъекта ОРЭМ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи 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.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), 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 во время каждого сеанса связи с УСВ, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами сервера более ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «КЗТО «Радиатор» вторая очередь наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 276.3 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО АКУ «Энергосистема»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ESS.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО	0227AA941A53447E06A5D1133239DA60
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	БКТП 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч. 4	ТТИ-125 Кл. т. 0,5S 4000/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,0	3,3
							Реактив- ная	2,1	5,5
2	БКТП 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 7	ТТИ-125 Кл. т. 0,5S 4000/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,3
							Реактив- ная	2,1	5,5
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 и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 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, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от +15 до +40 от +15 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: 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	220000 2 45000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 40

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:
защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

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;
сервера.
- 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 измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-125	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Формуляр	ЭНСТ.411711.276.3.ФО	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «КЗТО «Радиатор» вторая очередь», 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 «Кимрский завод теплового оборудования «Радиатор» (ООО «КЗТО «Радиатор»)

ИНН 6910010481

Юридический адрес: 171502, Тверская обл., г. Кимры, ул. Орджоникидзе, д. 83а

Телефон: (495) 120-17-66

Web-сайт: www.kztoradiator.ru

E-mail: market@kztoradiator.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭСО-96» (ООО «ЭСО-96»)

ИНН 7718660052

Адрес: 115114, г. Москва, м. о. Даниловский, наб. Павелецкая, д. 2, стр. 1, эт. 1, ком. 197

Телефон: (985) 822-71-17

E-mail: eso-96@inbox.ru

Испытательный центр

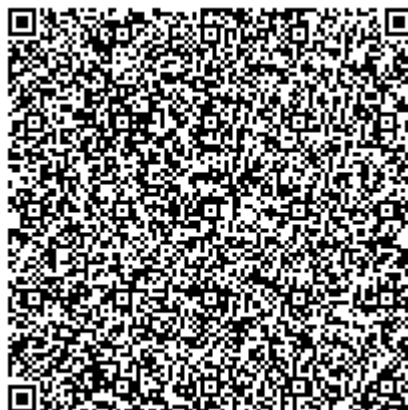
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» апреля 2024 г. № 1084

Регистрационный № 91976-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Аллюминиевая

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Аллюминиевая (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 548. 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	1АТ 500 кВ	IOSK 550 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 26510-04	TEMP 550 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАЗ ЕС DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	2АТ 500 кВ	IOSK 550 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 26510-04	TEMP 550 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
3	БСК-2 220 кВ	ТГФМ-220 II* кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 36671-08	TEMP 245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
4	БСК-3 220 кВ	ТГФМ-220 II* кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 36671-08	TEMP 245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
5	1АТ 10 кВ	ТОЛ 10-1 кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 15128-03	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	2АТ 10 кВ	ТОЛ 10-1 кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 15128-03	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	КЛ 10 кВ ф.10-29	ТОЛ 10-1 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 15128-03	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-02	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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1	2	3	4	5	6
1 – 4 (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
5, 6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	1,0	0,9
	0,5	-	2,3	1,6	1,4
7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2

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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
7	0,8	-	4,6	2,8	2,3
(Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,5	-	2,8	1,9	1,7
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
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - средняя наработка на отказ, ч - 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	220000 72 140000 10000

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	3
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	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	IOSK 550	6 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-220 П*	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	9 шт.
Трансформатор напряжения	ТЕМР 550	6 шт.
Трансформатор напряжения	ТЕМР 245	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СТЭМ-300	7 шт.
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.С16.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 Аллюминиевая». 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

Факс: +7 (495) 664-81-33

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

Факс: +7 (495) 664-81-33

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

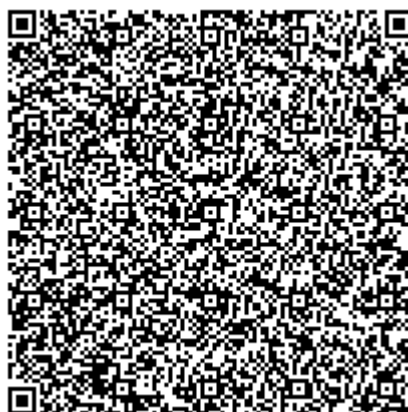
Телефон: +7 (495) 544-00-00

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.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» апреля 2024 г. № 1084

Регистрационный № 91977-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока измерительные LZZBJ9-10

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока измерительные LZZBJ9-10 (далее - трансформаторы) предназначены для преобразований переменного тока первичной обмотки в переменный ток вторичной обмотки для измерений с помощью стандартных измерительных приборов, а также для обеспечения гальванического разделения измерительных приборов от цепи высокого напряжения.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на использовании явления электромагнитной индукции, то есть на создании электродвижущей силы (далее – ЭДС) переменным магнитным полем. Первичный ток, протекая по первичной обмотке, создает в магнитопроводе вторичной обмотки ЭДС. Так как вторичная обмотка замкнута на внешнюю нагрузку, ЭДС вызывает появление во вторичной обмотке и внешней нагрузке тока, пропорционального первичному току.

Трансформаторы по принципу конструкции – опорные, по виду изоляции – с литой изоляцией.

Трансформаторы состоят из магнитопровода с несколькими вторичными обмотками, залитыми эпоксидной смолой. Выводы первичной обмотки выведены на верхнюю часть литого корпуса в виде контактных площадок, каждая с двумя отверстиями для болтов. Вторичные обмотки выведены в литую коробку для зажимов, закрытую пластмассовой крышкой и расположенную у основания трансформаторов. Крышка, закрывающая зажимы, пломбируется.

Крепление трансформаторов осуществляется с помощью четырех болтов. Заземляющий зажим М8 находится на опорной плите трансформаторов.

Расшифровка условного обозначения трансформаторов представлена на рисунке 1:

L	Z	Z	B	J	9	-10
						Номинальное напряжение
						Номер конструктивного исполнения
						Усиленный
						С защитной обмоткой
						С литой изоляцией
						Опорного типа
						Трансформатор тока

Рисунок 1 – Структурная схема условного обозначения трансформатора

Знак поверки в виде оттиска клейма или наклейки с изображением знака поверки наносится на боковую сторону трансформаторов.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносят на корпус трансформатора методом лазерной маркировки.

Общий вид трансформаторов, место нанесения знака поверки, место нанесения заводского номера и место пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунке 2.

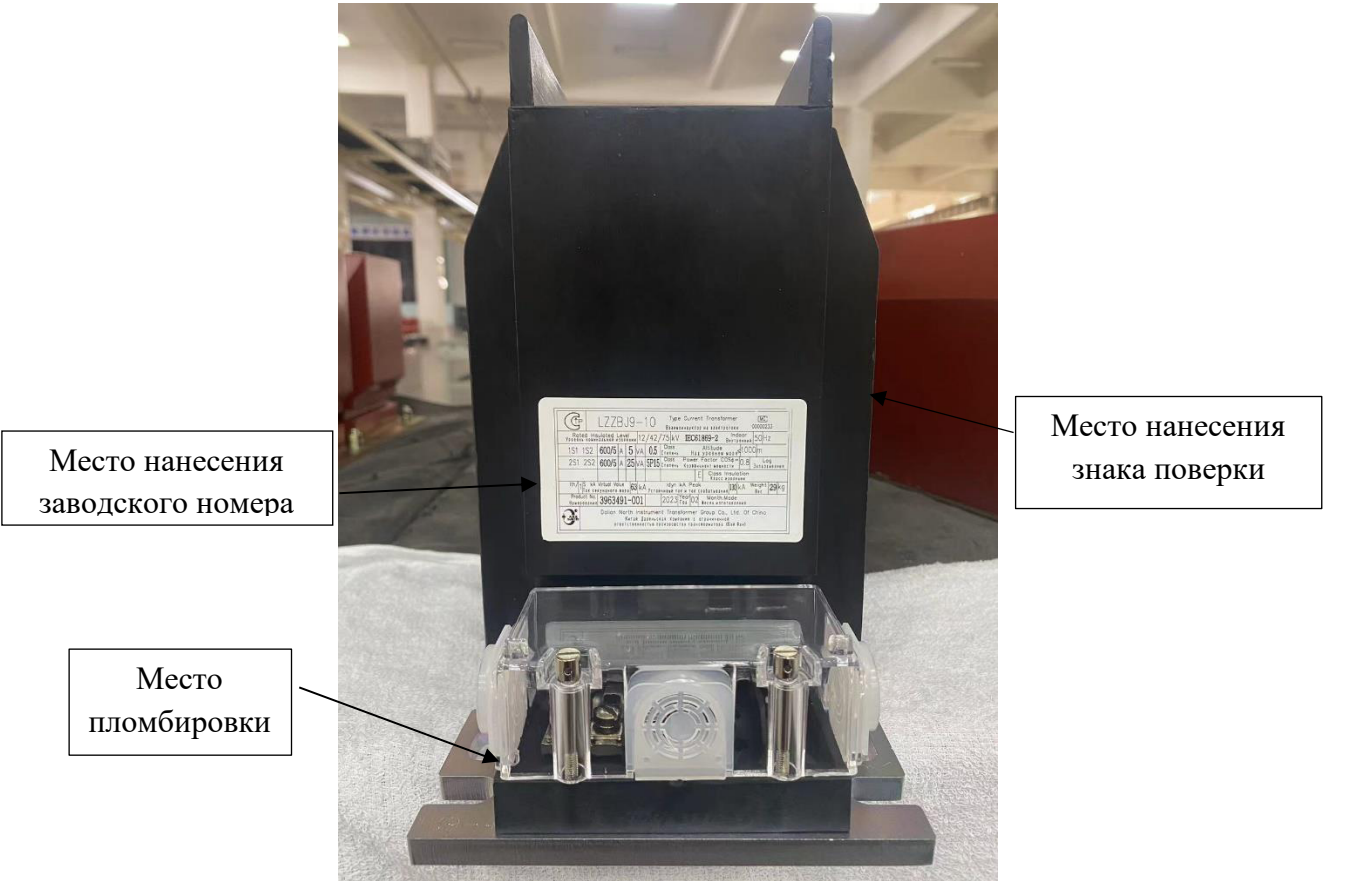


Рисунок 2–Общий вид трансформаторов, место нанесения заводского номера и место пломбировки

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Номинальное напряжение $U_{ном}$,	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	от 5 до 3150
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	1; 5
Классы точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746-2015 - для измерений и учета - для защиты	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 1,0; 3,0; 5P/ 10P
Номинальная вторичная нагрузка $\cos \varphi = 0,8$, В·А - для измерений: - для защиты	от 2,5 до 75 от 2,5 до 75

Таблицы 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (Ширина×Длина×Высота), мм, не более	700×500×500
Масса, кг, не более	150
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа, не более	от -25 до +55 95 1,8
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	259200
Срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа

наносится на паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Трансформатор тока измерительные	LZZBJ9-10	1
Паспорт	-	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»;

ГОСТ 7746-2015 «Межгосударственный стандарт. Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

Трансформаторы тока измерительные LZZBJ9-10. Стандарт предприятия.

Правообладатель

Dalian North Instrument Transformer Group Co., Ltd, Китай

Адрес: Fengrong Industrial Park, Pulandian City, Dalian, Liaoning Province, China

Телефон: +(0411) 83148689

Изготовитель

Dalian North Instrument Transformer Group Co., Ltd, Китай

Адрес: Fengrong Industrial Park, Pulandian City, Dalian, Liaoning Province, China

Телефон: +(0411) 83148689

Испытательный центр

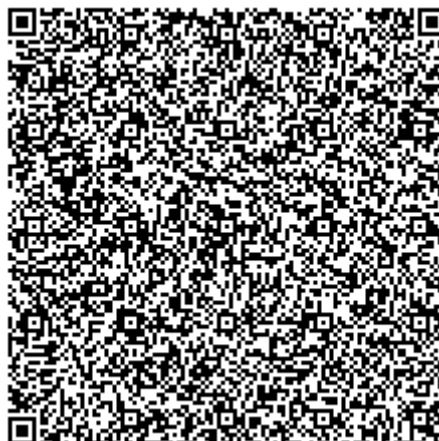
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Адрес: 142300, Московская обл., г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2 лит. А, помещ. I

Тел.: +7 (495) 108 69 50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» апреля 2024 г. № 1084

Регистрационный № 91978-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения JDZX9-10

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения JDZX9-10 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи измерительной информации средствам измерений, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических установках переменного тока промышленной частоты

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока.

По конструктивному исполнению трансформаторы напряжения являются однофазными, с одним изолированным выводом первичной обмотки, другой вывод первичной обмотки при эксплуатации подлежит заземлению. В конструкции трансформаторов напряжения предусмотрена установка предохранительного устройства со сменным плавким предохранителем. Магнитопровод, предохранительное устройство, первичная и вторичные обмотки трансформаторов напряжения залиты эпоксидным компаундом, который обеспечивает требуемую электрическую прочность изоляции, защиту обмоток и предохранительного устройства от проникновения влаги, а также от механических повреждений.

Трансформаторы напряжения выпущены с одной основной (измерительной) вторичной обмоткой и одной дополнительной вторичной обмоткой, предназначенной для питания цепей защиты, автоматики, управления, сигнализации, а также для контроля изоляции сети. Панель с выводами вторичных обмоток и заземляемым выводом первичной обмотки имеет защитную диэлектрическую крышку, которая крепится винтами, имеющими отверстия для пломбирования.

Трансформаторы напряжения имеют опорную металлическую плиту с четырьмя отверстиями для их крепления и четырьмя отверстиями с резьбой M12, предназначенных для выполнения такелажных операций.

Знак поверки в виде оттиска клейма или наклейки с изображением знака поверки наносится на боковую сторону трансформаторов напряжения

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносят на корпус трансформатора напряжения методом лазерной маркировки.

Общий вид трансформатора напряжения, место нанесения заводского номера, место нанесения знака поверки и место пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунке 1.

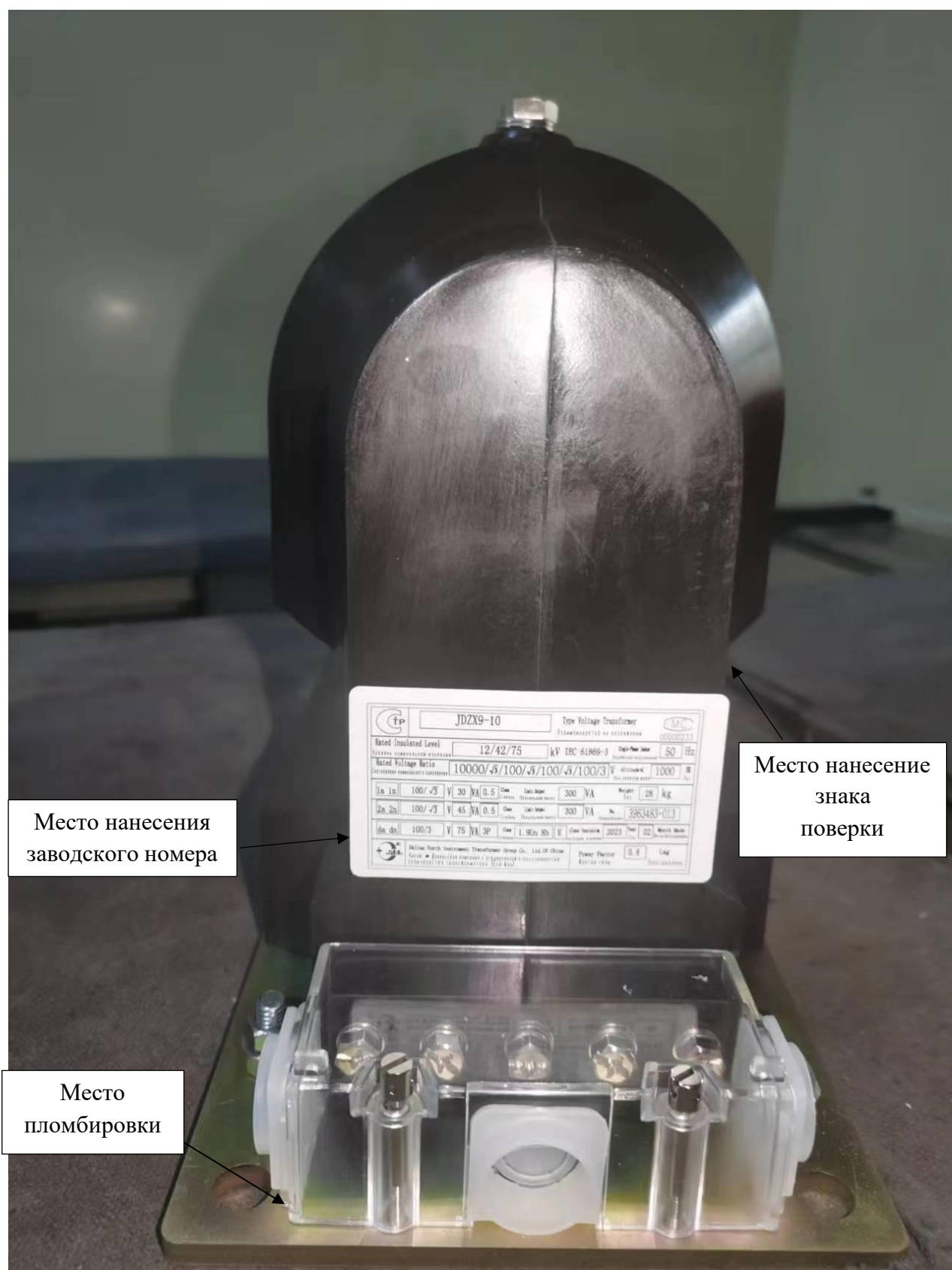


Рисунок 1—Общий вид трансформатора напряжения, место нанесения заводского номера, место нанесения знака поверки и место пломбировки от несанкционированного доступа

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1ном}$, В	от $9/\sqrt{3}$ до $12/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2ном}$, В	от $100/\sqrt{3}$ до $120/\sqrt{3}$
Номинальная частота, Гц	50
Классы точности вторичных обмоток по ГОСТ 1983-2015 основная дополнительная	0,2; 0,5; 1,0; 3,0; 3P; 6P
Номинальная мощность вторичных обмоток, В·А	от 5 до 100
Предельная мощность, В·А	от 100 до 1000

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (ширина×длина×высота), мм, не более	600×300×550
Масса, кг, не более	2,1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -25 до +40
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Трансформатор напряжения	JDZX9-10	1
Паспорт	-	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 августа 2023 г. № 1554 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ»;

Техническая документация изготовителя.

Правообладатель

Dalian North Instrument Transformer Group Co., Ltd, Китай
Fengrong Industrial Park, Pulandian City, Dalian, Liaoning Province, China
Телефон: +(0411) 83148689

Изготовитель

Dalian North Instrument Transformer Group Co., Ltd, Китай
Fengrong Industrial Park, Pulandian City, Dalian, Liaoning Province, China
Телефон: +(0411) 83148689

Испытательный центр

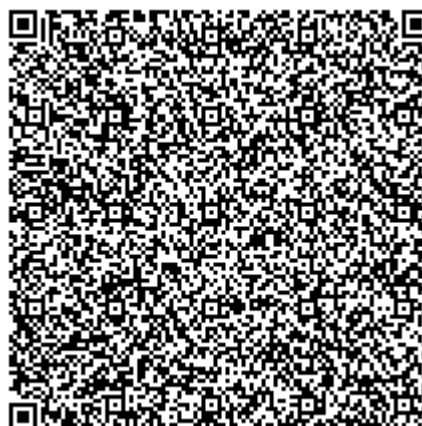
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Адрес: 142300, Московская обл., г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2 лит. А, помещ. I

Тел.: +7 (495) 108 69 50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» апреля 2024 г. № 1084

Регистрационный № 91979-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки передвижные измерительные многофазные ВАРГ-М

Назначение средства измерений

Установки передвижные измерительные многофазные ВАРГ-М предназначены для измерений параметров многофазных потоков: массового расхода нефтегазоводяной смеси (газожидкостная смесь, добываемая из нефтяных и газоконденсатных скважин), массового расхода скважинной жидкости без учёта воды, объемного расхода свободного и растворенного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям.

Описание средства измерений

Установка передвижная измерительная многофазная ВАРГ-М (далее по тексту – установка) является установкой бессепарационного типа, основной принцип работы которой основан на определении параметров нефтегазоводяной смеси с помощью многофазного расходомера в составе установки.

Для определения параметров среды используется рентгеновское излучение, которое генерируется излучателем, основанным на рентгеновской трубке. После прохождения излучения через измеряемый поток, излучение фиксируется и обрабатывается средствами блока детектирования. Обработка полученных данных и формирование финальных результатов производится в блоке вычислителя.

Установка передвижная измерительная многофазная ВАРГ-М состоит из следующих основных частей: шасси автомобиля, рама, технологический блок (БТ), аппаратный блок.

Технологический блок предназначен для приема нефтегазоводяной смеси, направления её через многофазный расходомер, формирования измерительной информации и последующего сброса этой смеси в коллектор.

В состав технологического блока входят:

- арматурный узел, состоящий из многофазного расходомера ВАРГ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 89143-23), трубопроводной обвязки, дренажной системы, пробоотборного устройства, запорной арматуры;
- приборы КИПиА: манометр, термометр, датчик давления, необходимые для технологического контроля, а также газоанализаторы;
- комплект присоединяемых трубопроводов и быстроразъемных соединений.

В аппаратном блоке располагаются шкаф распределительный, шкаф ввода-вывода, персональный компьютер, охладитель расходомера ВАРГ (опционально), рабочее место оператора, система пожарной сигнализации.

Шкаф распределительный осуществляет питание системы жизнеобеспечения.

Шкаф ввода-вывода предназначен для обработки сигналов от приборов КИПиА, а также для передачи информации от расходомера ВАРГ в системы верхнего уровня.

На раме установки закреплены технологический блок, аппаратный блок и наружные навесные ящики, укомплектованные следующими комплектующими: электрогенератор, трубопроводы, БРС, для подключения установки к скважине, смотка силового кабеля, смотка кабеля заземления.

Конструктивно оба блока выполнены на общей раме, разделенные между собой воздушным промежутком.

Заводской номер установок наносится типографским методом или гравировкой на табличку, которая крепится снаружи у входа в блок технологический. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Общий вид установок и место обозначения заводского номера приведены на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение защитных пломб осуществляется на узлы расходомера многофазного Варг, входящего в состав установок (блок детектирования, блок излучателя, рентгензащита), в соответствии с его описанием типа.

Установка имеет фирменную табличку, соответствующую требованиям ГОСТ 12971, размещенную на видном месте снаружи у входа в блок технологический.

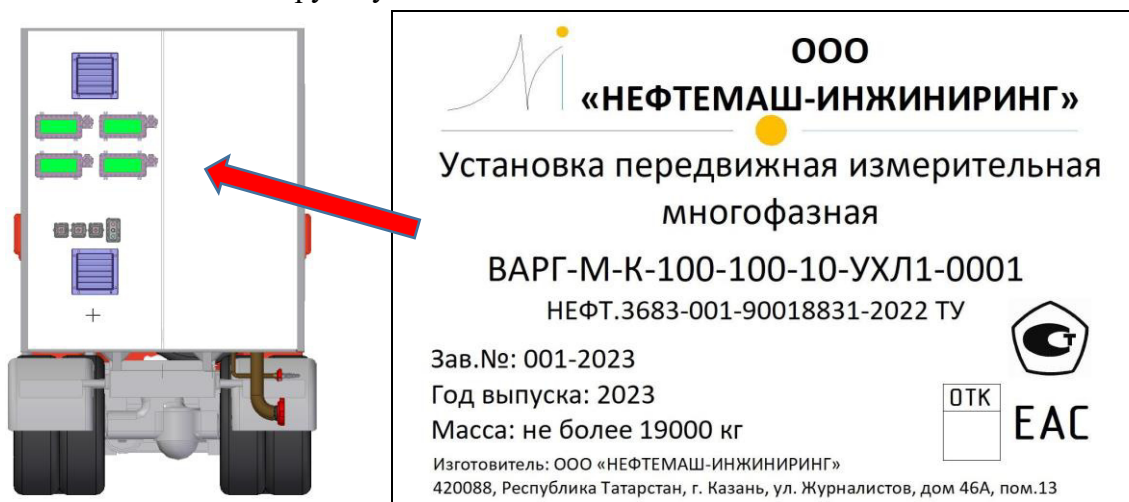


Рисунок 1 – Общий вид установок и место обозначения заводского номера (указано стрелкой)
Структура записи условного обозначения установок, в зависимости от типоразмера и варианта исполнения:

ВАРГ-М	-К	-	-100	-100	-10	-УХЛ1	-0001	НЕФТ.3683-001-90018831-2022 ТУ
1	2	3	4	5	6	7	8	9

1	Исполнение Установки	ВАРГ-М – Установка передвижная измерительная многофазная
2	Тип скважинной продукции	Н – продукция нефтяных скважин К – продукция газовых или газоконденсатных скважин
3	Количество подключаемых скважин	Заполняется изготовителем (для ВАРГ-М – 1, не указывается)
4	Диаметр входного трубопровода, мм	Заполняется изготовителем (может отличаться от диаметра расходомера)
5	Диаметр выходного трубопровода, мм	Заполняется изготовителем
6	Условное давление, МПа	Заполняется изготовителем
7	Климатическое исполнение	Заполняется изготовителем
8	Порядковый номер проекта	Заполняется изготовителем

9	Номер ТУ	НЕФТ.3683-001-90018831-2022 ТУ
---	----------	--------------------------------

Пример условного обозначения установки:

ВАРГ-М-К-100-100-10-УХЛ1-0001 НЕФТ.3683-001-90018831-2022 ТУ

Программное обеспечение

В установке применяется программное обеспечение (ПО) многофазного расходомера Варг, входящего в состав установки.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	LibWarg
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3
Контрольная сумма метрологически значимой части ПО	15BD

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики расходомеров, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода жидкой смеси, т/сут*	от 1 до 5800
Диапазон измерений объемного расхода газа в рабочих условиях, м³/сут*	от 2,4 до 10000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости, %, не более	±2,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях), % - от 0 % до 70 % - св. 70 % до 95 % - св. 95 %	±6,0 ±15,0 не нормируется
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям, %	±5,0
* Указаны значения для всех типоразмеров. Значения для конкретного изделия указываются в паспорте.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики		Значения
Рабочая среда		нефтегазоводяная смесь
Минимальное избыточное давление линии, МПа		0,4
Номинальное давление, МПа (в зависимости от исполнения)		4,0; 6,3; 10,0; 25,0
Температура рабочей среды, °С		от -5 до 121*
		от -30 до +121**
Кристаллизация пластовой воды		не допускается*
		допускается**
Пропускная способность по массовому расходу жидкой смеси, т/сут		до 5800***
Номинальная пропускная способность по объемному расходу газа в рабочих условиях, м³/сут		от 2400 до 10000***
Содержание объемной доли воды в сырой нефти (обводненность WLR), % об.		от 0 до 100
Объемная доля газа в линии (газосодержание, GVF), % об.		от 0 до 95
Содержание сероводорода, % об. в газе		не более 2 (исполнение C1)
		не более 6 (исполнение C2)
		более 6 (исполнение C3)
Диапазон плотности скважинной жидкости, кг/м³		от 600 до 1300
Массовая доля механических примесей, %, не более		0,25
Напряжение питания от сети переменного тока, В (в зависимости от исполнения)		220 ⁺²² ₋₃₃
		380 ⁺³⁸ ₋₅₇
Частота переменного тока, Гц		50±1
Расчетный срок службы, лет, не менее		20
Категория помещения по взрывопожарной безопасности	аппаратурный блок	П-IIa
	технологический блок	В-Ia
* при применении в составе установки многофазного расходомера Ворг в исполнении Т1; ** при применении в составе установки многофазного расходомера Ворг в исполнении Т2; *** максимальное значение для всех типоразмеров. Значения для конкретного изделия указывается в паспорте.		

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским методом или гравировкой на фирменную табличку, размещенную на видном месте снаружи у входа в блок технологический, и типографским методом на титульном листе паспорта и руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Комплектность установки приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность установки

Наименование	Обозначение	Количество, шт. (экз.)
Установка	ВАРГ-М-Х-Х-Х-Х-Х-Х НЕФТ.3683-001-90018831-2022 ТУ	1
Паспорт	НЕФТ-3683-001-90018831-2022 ПС	1
Руководство по эксплуатации	НЕФТ-3683-001-90018831-2022 РЭ	1
Х – шифр исполнения установок согласно НЕФТ.3683-001-90018831-2022 ТУ		

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе 1.4.4 «Устройство и работа установки» документа «Установка передвижная измерительная многофазная ВАРГ-М. Руководство по эксплуатации» НЕФТ-3683-001-90018831-2022 РЭ.

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» (перечень, п.6.2.1 и п.6.5);

ГОСТ Р 8.1016-2022 «ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»;

ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков»;

НЕФТ-3683-001-90018831-2022 ТУ «Установки передвижные измерительные многофазные ВАРГ-М, установки групповые автоматизированные измерительные ВАРГ-А. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «НЕФТЕМАШ-ИНЖИНИРИНГ»
(ООО «НЕФТЕМАШ-ИНЖИНИРИНГ»)

ИНН 1660336601

Юридический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 46А, помещ. 13

Изготовитель:

Общество с ограниченной ответственностью «НЕФТЕМАШ-ИНЖИНИРИНГ»
(ООО «НЕФТЕМАШ-ИНЖИНИРИНГ»)

ИНН 1660336601

Юридический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 46А, помещ. 13

Адрес места осуществления деятельности: 420141, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Салиха Батыева, д. 19, оф. 6

Телефон: +7(843)273-86-82

E-mail: info@n-m-i.com

Испытательный центр:

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

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

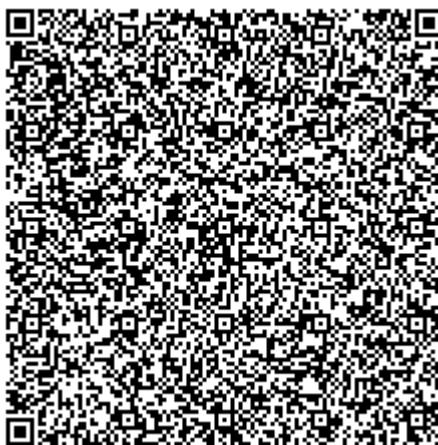
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843) 272-00-32

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 «24» апреля 2024 г. № 1084

Регистрационный № 91980-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС) ДНС-26

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС) ДНС-26 (далее – СИКНС) предназначена для измерений массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на прямом методе динамических измерений с помощью преобразователей расхода жидкости. Выходные сигналы преобразователей расхода, давления, температуры, плотности, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают в систему обработки информации, которая принимает информацию и производит вычисление массы и показателей качества нефти по реализованному в ней алгоритму.

Конструктивно СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной и смонтированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. В состав СИКНС входит:

- 1) Блок измерительных линий (БИЛ), состоящий из трех измерительных линий (двух рабочих, одной контрольно-резервной).
- 2) Блок измерений параметров нефти (БИК), предназначенный для измерения показателей качества нефти.
- 3) Система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Блок измерительных линий	
Расходомеры массовые Promass мод. Promass 83F	15201-11
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P	56381-14
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13

Продолжение таблицы 1

1	2
Преобразователи давления измерительные 3051S	66525-17
Блок измерений параметров нефти	
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм мод. УДВН-1пм	14557-15
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм мод. УДВН-1пм2	
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-06
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-274МП мод. Метран-274МП-05	21968-06
Датчики давления АМ-2000	35035-08
Система обработки информации	
Комплексы измерительно-вычислительные ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L)	43239-15
Примечание – При использовании влагомера нефти поточного УДВН-1пм мод. УДВН-1пм объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси не должна превышать 2,0 % включ.	

В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры утвержденных типов. Кроме того, в состав блока измерений параметров нефти входит расходомер.

Место расположения системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС) ДНС-26, заводской номер 01: цех подготовки и перекачки нефти № 1 АО «Самотлорнефтегаз». Пломбирование средств измерений, находящихся в составе системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС) ДНС-26 осуществляется согласно требований их описаний типа, методик поверки или МИ 3002-2006. Заводской номер, в виде цифрового обозначения, нанесен на шкаф измерительно-вычислительного комплекса.

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС

Программное обеспечение

СИКНС имеет программное обеспечение (далее – ПО), представленное встроенным прикладным ПО комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L) и ПО АРМ оператора «ЦДС-Менеджер». Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК ОКТОПУС-Л	ЦДС-Менеджер
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.15	3.4.2.375
Цифровой идентификатор ПО	5ED0C426	–
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массового расхода, т/ч	от 44 до 166
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе измеряемой среды при использовании влагомера нефти поточного УДВН-1пм, при содержании объемной доли воды в измеряемой среде от 0 до 5 % включ., %	$\pm 0,35$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе измеряемой среды при определении массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477-2014, %, при содержании объемной доли воды в измеряемой среде, %: от 0 до 2 включ. св. 2 до 5 включ.	$\pm 0,35$ $\pm 0,65$
Примечание – При использовании влагомера нефти поточного УДВН-1пм мод. УДВН-1пм объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси не должна превышать 2,0 % включ.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление, МПа – плотность при температуре +20 °С, кг/м ³ – кинематическая вязкость при температуре +20 °С, мм ² /с – объемная доля воды в нефти, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³ , не более – содержание свободного газа	от +10 до +40 от 0,24 до 1,60 от 790 до 870 от 4 до 40 5,0 0,05 300 5,0 не допускается
Режим работы	непрерывный
Температура окружающего воздуха, °С: – для первичных измерительных преобразователей – для ИВК и АРМ оператора	от +10 до +20 от +15 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС) ДНС-26		1 экз.
Инструкция АО «Самотлорнефтегаз». Эксплуатация системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС) ДНС-26	ИЗ.7-36	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

ВЯ-1786/2023 «Инструкция. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС) ДНС-26 АО «Самотлорнефтегаз», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1786/01.00248-2014/2023 от 2 ноября 2023 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Самотлорнефтегаз» (АО «Самотлорнефтегаз»)
ИНН 8603089934

Юридический адрес: 628606, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск, ул. Ленина, д. 4

Изготовитель

Акционерное общество «Самотлорнефтегаз» (АО «Самотлорнефтегаз»)
ИНН 8603089934

Адрес: 628606, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск, ул. Ленина, д. 4

Телефон (3466) 62-20-24

Факс (3466) 62-21-99

E-mail: office@smn.rosneft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

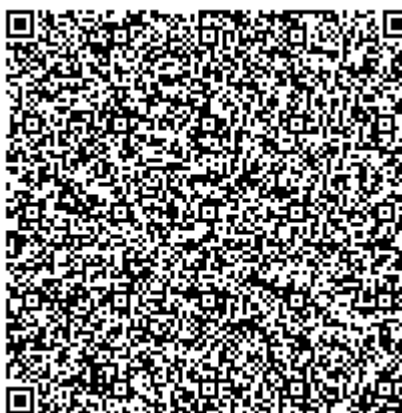
Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

E-mail: info@csm72.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» апреля 2024 г. № 1084

Регистрационный № 91981-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-1), подаваемого в газопровод УППГ Западно-Таркосалинского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-1), подаваемого в газопровод УППГ Западно-Таркосалинского месторождения (далее – СИКГ) предназначена для измерения в автоматизированном режиме объемного расхода и объема свободного нефтяного газа (далее – газ), измерения параметров газа, измерений в автоматическом режиме количественных показателей газа, вычисления объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, с точностью, согласно Перечню измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, утвержденному постановлением Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г., № 1847 и ГОСТ Р 8.733, отображения и регистрации результатов измерений.

Описание средства измерений

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКГ и эксплуатационными документами ее компонентов. Заводской номер СИКГ 894.01.

Принцип действия СИКГ основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительному каналу от средств измерений объемного расхода, давления и температуры. Компонентный состав газа определяют в аккредитованной лаборатории. Вычисление физических свойств газа проводится в соответствии с ГОСТ 30319.2-2015. СОИ автоматически проводит вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, по результатам измерений объемного расхода, давления и температуры газа и известному компонентному составу.

В состав СИКГ входят:

- Технологическая часть, состоящая из одной рабочей измерительной линии (далее – ИЛ) DN300 и одной контрольно-резервной ИЛ;
- СОИ.

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКГ и участвующие в измерении объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – СИ, входящие в состав СИКГ

Наименование	Количество, шт.	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Технологическая часть		
Расходомер-счетчик Вега-Соник ВС-12	2	68468-17
Датчик давления Метран-150	2	32854-13
Датчик температуры ТСПТ	2	75208-19
СОИ		
Барьер искробезопасности КА50ХХЕх	2	74888-19
Вычислитель УВП-280	2	53503-13

Основные функции СИКГ:

СИКГ обеспечивает выполнение основных функций:

- автоматическое определение расхода и количества газа в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям, формирование и хранение отчетов результатов измерений за отдельные периоды (час, сутки, месяц, год);
- визуальное отображение информации о значениях измеряемых параметров на дисплее вычислителя;
- передача на верхний уровень и, при необходимости, потребителю газа отчетов о расходе и количестве газа;
- дистанционное и местное измерение значений давления и температуры в ИЛ;
- ввод в вычислитель компонентного состава газа, плотности газа при стандартных условиях, а также теплотворной способности газа;
- ввод компонентного состава газа в вычислитель расхода через АРМ-оператора;
- определение в автоматическом режиме температуры точки росы по воде и по углеводородам;
- обеспечение 100%-ного резервирования ИК (резервный вычислитель, показывающие манометр и термометр);
- ручной отбор пробы газа;
- контроль метрологических характеристик преобразователя расхода (Z-схема);
- пломбирование запорной арматуры, открытие которой приводит к изменению результатов измерений;
- возможность осмотра и очистки внутренней полости ИЛ;
- возможность продувки ИЛ инертным газом;
- возможность подключения к свече сброса газа ИЛ;
- слив конденсата из оборудования и трубопровода через дренажные трубопроводы;
- наличие дренажных трубопроводов, а также их промывка или пропарка.

В СИКГ предусмотрена защита от несанкционированного доступа к системной информации, программным средствам, текущим данным и параметрам настройки (механические пломбы, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и баз данных, ведение журналов событий). Пломбировка элементов СИКГ проводится в соответствии с их эксплуатационной документацией. Должна быть обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на СИ, входящие в состав СИКГ. Пломбирование СИКГ не предусмотрено, возможность нанесения знака поверки на СИКГ отсутствует. Заводской номер СИКГ размещен на табличке, прикрепленной к рамочному основанию СИКГ.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ базируется на ПО вычислителя УВП-280 (далее – вычислитель).

ПО СИКГ защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем применения систем идентификации пользователя с помощью логина, пароля и пломбировки корпуса вычислителей. Метрологические характеристики СИКГ нормированы с учетом влияния ПО.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО вычислителей УВП-280
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.13
Цифровой идентификатор ПО	4DF582B6

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики представлены в таблице 3, основные технические характеристики представлены в таблице 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 1250 до 74717
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа, приведенных к стандартным условиям, %, не более	± 2,0

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа в рабочих условиях, м ³ /ч	от 211,59 до 4350,82
Избыточное давление газа, МПа	от 0,5 до 1,3
Температура газа, °С	от -20 до +25
Параметры электрического питания: – категория объекта по электропитанию – электропитание вторичной аппаратуры (СОИ) – электропитание обогрева датчиков (термошкафы)	1 категория ~220 В, 50Гц ~220 В, 50Гц
Условия эксплуатации, °С: – температура окружающей среды – температура, поддерживаемая внутри термошкафа	от -56 до +34 20±10
Габаритные размеры рамного основания технологического оборудования, мм, не более: – ширина – длина	3000 14500
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ представлена в таблице 5

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-1), подаваемого в газопровод УППГ Западно-Таркосалинского месторождения		1 шт.
Руководство по эксплуатации		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа (СИКГ-1), подаваемого в газопровод УППГ Западно-Таркосалинского месторождения. Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № RA.RU.313391/58013-23. Регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2023.46134.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

П. 6.6 постановления правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

ГОСТ Р 8.733-2011 «Национальный стандарт Российской Федерации. Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования» (с изменением № 1 от 01.07.2014 и Поправкой от 26.02.2014).

Правообладатель

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

ИНН 7710007910.

Юридический адрес: 629305, Ямало-ненецкий Автономный Округ, г. Новый Уренгой,
ул. Таежная, д. 30А

Тел. +7 (3452) 53-90-27

Электронная почта: GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Компания «Технотекс»
(ООО «Компания «Технотекс»)

ИНН 0278096217.

Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Рязанская, д. 10

Тел.: +7 (347) 286-52-28

Электронная почта: info@technotecs.ru

Испытательный центр

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

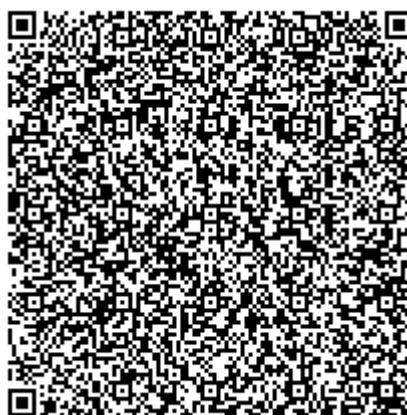
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

Фактический адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7А

Тел. (843) 272-70-62. Факс (843) 272-00-32.

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 «24» апреля 2024 г. № 1084

Регистрационный № 91982-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть-Восток» по объекту НПС №8

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть-Восток» по объекту НПС №8 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, отображения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счётчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень - информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ), включающие устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 со встроенным источником точного времени ГЛОНАСС/GPS (далее – УСПД) и каналобразующую аппаратуру;

третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением ПК «Энергосфера», сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. 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. Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние значения мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков с интерфейсом RS-485 по проводным линиям связи поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности без учета коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных по проводным линиям на сервер сбора и БД, а также отображение информации по подключаемым к УСПД устройствам.

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности через каналы связи. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций ПАО «Транснефть» и ПАО «ФСК ЕЭС». По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов. АИИС КУЭ осуществляет обмен и передачу полученной информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), розничного рынка электроэнергии (РРЭ), АО «СО ЕЭС» через каналы связи в виде xml-файлов форматов, установленных в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Передача макетов в АО «АТС» осуществляется с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ смежных субъектов, с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ. АИИС КУЭ осуществляет обмен и передачу полученной информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), розничного рынка электроэнергии (РРЭ), АО «СО ЕЭС» через каналы связи в виде xml-файлов форматов, установленных в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Передача макетов в АО «АТС» осуществляется с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ смежных субъектов, с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующей на всех уровнях (ИИК, ИВКЭ и ИВК), которая выполняет задачу синхронизации времени со шкалой единого координированного времени UTC с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г. Сервер синхронизации времени непрерывно обрабатывает данные поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК ПАО «Транснефть». Резервный сервер синхронизации ИВК ПАО «Транснефть» используется при выходе из строя основного сервера.

Синхронизация времени в УСПД осуществляется по сигналам единого календарного времени, принимаемым через УССВ, реализованного на ГЛОНАСС/GPS-приемнике в составе УСПД. Время УСПД сличается со временем ГЛОНАСС/GPS не реже 1 раза в сутки, синхронизация часов УСПД проводится независимо от величины расхождения времени. В случае неисправности, ремонта УССВ имеется возможность синхронизации часов УСПД от уровня ИВК.

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

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 сек.

Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, УСПД и сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 034. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbEb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

ИК №	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220/10 кВ НПС-8, ОРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ Т-1	ТГФ 220-II* КТ 0,2S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 20645-07	ЗНОГ-220 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 61431-15	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S(A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	УСПД ЭКОМ-3000 ГР № 17049-14 ССВ-1Г ИВК ГР № 58301-14

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	ПС 220/10 кВ НПС-8, ОРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ Т-2	ТГФ 220-II* КТ 0,2S КТТ = 600/5 Рег. № 20645-07	ЗНОГ-220 КТ 0,2 КТН = 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 61431-15	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S(A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	УСПД ЭКОМ-3000 ГР № 17049-14 ССВ-1Г ИВК ГР № 58301-14 ССВ-1Г ИВКЭ ГР № 58301-14
3	ПС 220/10 кВ НПС-8, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ Т-1	ТОЛ-10 КТ 0,5S КТТ = 2000/5 Рег. № 47959-16	НАМИ-10-95 УХЛ-2 КТ 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 60002-15	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S(A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
4	ПС 220/10 кВ НПС-8, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ Т-2	ТОЛ-10 КТ 0,5S КТТ = 2000/5 Рег. № 47959-16	НАМИ-10-95 УХЛ-2 КТ 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 60002-15	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S(A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
5	ПС 220/10 кВ НПС-8, ЩСН-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 1 0,4 кВ	Т-0,66 У3 КТ 0,5S КТТ = 300/5 Рег. № 71031-18	-	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S(A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
6	ПС 220/10 кВ НПС-8, ЩСН-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 2 0,4 кВ	Т-0,66 У3 КТ 0,5S КТТ = 300/5 Рег. № 71031-18	-	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S(A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
7	ПС 220/10 кВ НПС-8, ЗРУ-10 кВ, яч. 29б «с.Подволошино»	ТЛО-10 КТ 0,5S КТТ = 75/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ.06-10 КТ 0,5 КТН = 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 36697-12	

П р и м е ч а н и я:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов, с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец не претендует на улучшение метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 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 метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4
1, 2	Активная	0,6	1,5
	Реактивная	1,3	2,6
3, 4	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,7	4,8
5, 6	Активная	0,8	2,9
	Реактивная	2,2	4,7
7	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,7	5,1

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

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

Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от $I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-7 от минус 40 °С до плюс 65 °С.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	7
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 смк. от 49,8 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +60

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: для счетчика А1800 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчика СЭТ - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД HP ProLiant BL 460: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 220000 2 100000 24 264599 0,5
Глубина хранения информации Электросчетчики: для счетчика А1800: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее для счетчика СЭТ: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее	1200 30 113 10
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	35 10 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование;
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера БД;

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

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть-Восток» по объекту НПС №8 типографическим способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТГФ 220-II*	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10	6
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	3
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-220	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ-2	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	3
Счетчик электрической энергии	A1800	6
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Сервер БД	HP ProLiant BL 460	2
Сервер синхронизации системного времени	ССВ-1Г	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	ИРМТ.411711.033.23.ПФ.	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности на подстанциях ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть-Восток» по объекту НПС №8, аттестованном ООО «ИРМЕТ», аттестат об аккредитации № RA.RU.314359.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ 34.604-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть-Восток»
(ООО «Транснефть-Восток»)

ИНН 3801079671

Юридический адрес: 665734, Иркутская обл., г. Братск, ж.р. Энергетик, ул. Олимпийская, д. 14

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть-Восток»
(ООО «Транснефть-Восток»)

ИНН 3801079671

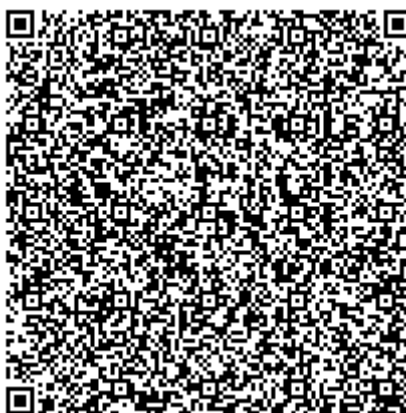
Адрес: 665734, Иркутская обл., г. Братск, ж.р. Энергетик, ул. Олимпийская, д. 14

Испытательный центр

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

Адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул., Байкальская, д. 239, к. 26А

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314306.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» апреля 2024 г. № 1084

Регистрационный № 91967-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекты задатчиков давления КЗД-02

Назначение средства измерений

Комплекты задатчиков давления КЗД-02 (далее – комплект КЗД-02) предназначены для воспроизведения, хранения и передачи дискретных значений внутриглазного давления (далее – ВГД) 5,0; 20,0; 40,0 и 60,0 мм рт.ст. при проведении поверки, калибровки, испытаний тонометров внутриглазного давления.

Описание средства измерений

Комплект КЗД-02 применяется при проведении поверки, калибровки, испытаний тонометров внутриглазного давления, принцип действия которых основан на косвенном измерении механической жесткости, имитирующей упругие свойства глаза, в том числе тонометров внутриглазного давления через веко цифровым портативным ТГДц-02.

Принцип действия задатчиков давления, входящих в состав комплекта КЗД-02 основан на создании давления упругостью пружины, сжатой нормированной силой.

Комплект КЗД-02 состоит из четырех задатчиков давления с индексами «1», «2», «3», «4», соответствующим значениям давления 5,0; 20,0; 40,0 и 60,0 мм рт. ст. соответственно.

Щетка, входящая в состав комплекта КЗД-02, предназначена для профилактической очистки штатива.

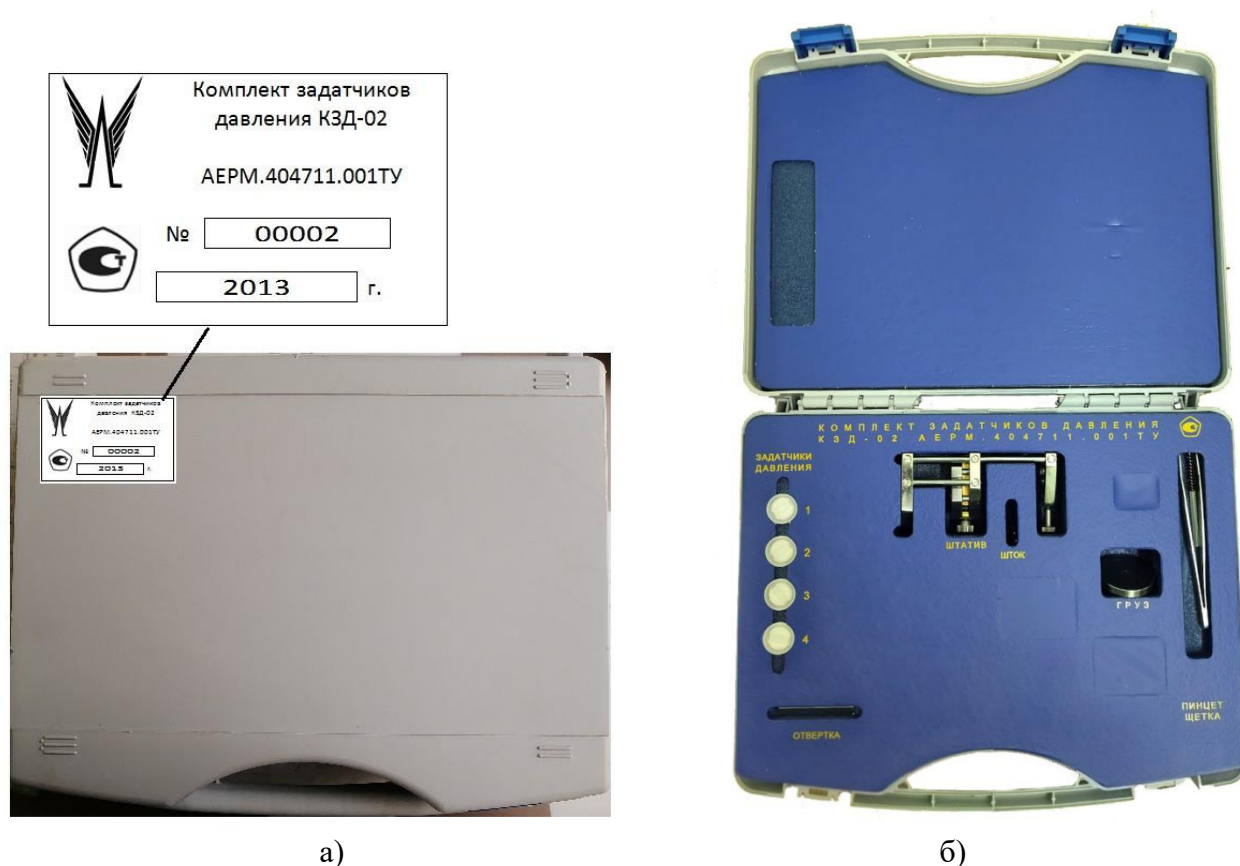
Все составные части комплекта КЗД-02 помещены в футляр (смотри рисунок 2б).

Общий вид задатчиков давления и комплекта КЗД-02 в сборе представлены на рисунках 1, 2.

Пломбировка задатчиков давления осуществляется методом фиксации наклейки, которая предотвращает доступ к винту, с помощью которого осуществляется регулировка пружины задатчика давления.



Рисунок 1 – Общий вид задатчика давления из комплекта КЗД-02



а)

б)

Рисунок 2 – Комплект задатчиков давления КЗД-02

а) маркировка комплекта КЗД-02 б) общий вид комплекта КЗД-02 в сборе

Маркировка комплекта КЗД-02 содержит следующую информацию: товарный знак предприятия-изготовителя, наименование и обозначение типа комплекта, заводской номер, год выпуска, знак утверждения типа средств измерений, обозначение технических условий (смотри рисунок 2а).

Маркировка комплекта КЗД-02 наносится на этикетку, выполненную на самоклеящейся пластиковой пленке, методом цифровой лазерной печати. Затем этикетка наклеивается на основание корпуса футляра.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальные значения ВГД задатчиков давления, мм рт. ст.:	
с индексом «1»	5,0
с индексом «2»	20,0
с индексом «3»	40,0
с индексом «4»	60,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения номинальных значений ВГД, мм рт. ст.:	
с индексом «1»	±1,7
с индексом «2»	±1,9
с индексом «3»	±2,0
с индексом «4»	±2,0
Диапазон воспроизведения ВГД, мм рт. ст.	от 5,0 до 60,0

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры футляра, мм, не более	340,0×275,5×85,5
Масса комплекта КЗД-02 в футляре, кг, не более	2,7
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °С	от +15 до +35
– относительная влажность воздуха, %	от 45 до 80
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на этикетку методом цифровой лазерной печати, которая наклеивается на футляр, а также на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплект задатчиков давления:	КЗД-02	1 шт.
Задатчик давления с индексом «1»	АЕРМ.404711.002-01	1 шт.
Задатчик давления с индексом «2»	АЕРМ.404711.002-02	1 шт.
Задатчик давления с индексом «3»	АЕРМ.404711.002-03	1 шт.
Задатчик давления с индексом «4»	АЕРМ.404711.002-04	1 шт.
Штатив	АЕРМ.301233.001	1 шт.
Груз	АЕРМ.711142.003	1 шт.
Шток	АЕРМ.716113.001	1 шт.
Отвертка	АЕРМ.741141.001	1 шт.
Пинцет анатомический ПА 120х1,5	ТУ9435-296-07610776-2011	1 шт.
Щетка	БИРМ.332517.002	1 шт.
Футляр	АЕРМ.323366.001	1 шт.
Руководство по эксплуатации	АЕРМ.404711.001РЭ	1 экз.
Упаковка	АЕРМ.305646.001	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе АЕРМ.404711.001РЭ «Комплект задатчиков давления КЗД-02. Руководство по эксплуатации» Раздел 2.3 «Использование комплекта по назначению».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплектam задатчиков давления КЗД-02

АЕРМ.404711.001ТУ «Комплект задатчиков давления КЗД-02. Технические условия».

Правообладатель

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

Юридический адрес: 390013, Рязанская обл., г. Рязань, пр-кт Первомайский, д. 45, кв. 6

Телефон: 8 (910) 611-46-80

E-mail: 1110@mail.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Государственный Рязанский приборный завод» (АО «ГРПЗ»)
ИНН 6234098539

Адрес: 390000, Рязанская обл., г. Рязань, ул. Семинарская, д. 32

Телефон: 8 (4912) 55-22-22; факс: 8(4912) 21-61-47

E-mail: zavod@grpz.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт оптико-физических измерений» (ФГУП «ВНИИОФИ»)

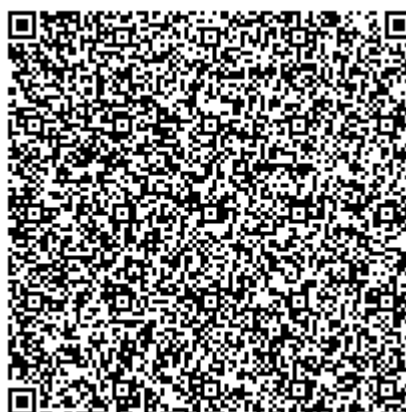
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон: 437-56-33, факс: 437-31-47

Web-сайт: www.vniiofi.ru

E-mail: vniiofi@vniiofi.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30003-2014.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Контроллеры программируемые SC8000

Назначение средства измерений

Контроллеры программируемые SC8000 (далее по тексту – контроллеры) предназначены для измерений силы постоянного электрического тока, постоянного электрического напряжения, электрического сопротивления постоянного тока, переменного электрического напряжения и частоты периодического сигнала, электрических сигналов от различных измерительных преобразователей (ИП), в том числе термоэлектрических преобразователей (ТП) и термопреобразователей сопротивления (ТС), и преобразований в значения температуры, а также воспроизведений силы постоянного электрического тока, постоянного электрического напряжения и воспроизведения сигналов для управления и контроля технологическим оборудованием.

Описание средства измерений

Принцип действия контроллеров заключается в преобразовании входных электрических сигналов посредством аналогово-цифрового преобразования (АЦП) в цифровой код, передаче цифрового кода в модуль центрального процессора, обработке цифрового кода, с последующим вычислением в контроллере значений измеряемой величины в соответствии с характеристикой первичного преобразователя физической величины и выдаче управляющего воздействия через модули вывода посредством цифроаналогового преобразования (ЦАП) заданного кода в выходные электрические сигналы для передачи информационных и управляющих сигналов контроллеров.

Контроллеры состоят из функциональных модулей: модулей ввода/вывода, модулей управления, модулей связи, устанавливаемые в модули шасси с креплением на DIN-рейку, которые обеспечивают питание модулей. Функциональные модули выполнены в пластиковом корпусе.

Контроллеры относятся к проектно-компонуемым изделиям, имеющим модульную структуру, и могут отличаться по составу и количеству функциональных модулей, в зависимости от конкретного технологического объекта управления в соответствии с заказом и требованиями пользователя. Состав контроллеров и идентификационные данные функциональных модулей (модель и идентификационный номер) указываются в паспорте на контроллеры.

Перечень функциональных модулей указан в таблице 1.

Таблица 1. Функциональные модули контроллеров.

Модель модуля	Описание модуля
Модули ввода/вывода контроллеров	
SC231AD, SC231AW	Модуль аналогового ввода
SC231DD, SC231DW	
SC231ED, SC231EW	
SC231FD, SC231FW	

Продолжение таблицы 1.

Модель модуля	Описание модуля
SC232AD, SC232AW	Модуль ввода сигналов от термопреобразователей сопротивления
SC233AD, SC233AW	Модуль ввода сигналов от термоэлектрических преобразователей
SC234AD, SC234AW	Модуль ввода цифровых данных
SC235AW	Модуль вывода реле
SC235BW, SC235BD	Модуль вывода цифровых данных
SC236AD, SC236AW	Модуль аналогового вывода
SC236CD, SC236CW	
SC236DD, SC236DW	
SC237AD, SC237AW	Модуль ввода частоты
Модули контроля/управления двигателем	
SC531AW	Модуль ввода LVDT
SC532BW	Модуль сервоуправления
SC533AW	Модуль скорости вращения
SC534AW	Модуль контроля смещения / осцилляции
SC535AW	Модуль мониторинга колебаний
SC536AW	Модуль эксцентриситета
Модули шасси, связи, управления	
SM132A, SM132B, SM132C	Основание IO
SM133A	Терминальный модуль сопротивления
SM134A	Модуль переключения головок
SM134B	Переходный хвостовой модуль
SM131L	Левое основание контроллеров
SM131R	Правое основание контроллеров
SM135A	Основание модуля связи
SC950A, SC950A-01	Блок PLC
SC832A	Модуль связи на электроде PLC
SC832B	Модуль оптической связи PLC
SC631AW	Двухканальный модуль Modbus TCP
SC631B	Одноканальный модуль Modbus TCP
SC631CW	Универсальный модуль связи шины

Знак утверждения типа и заводской номер контроллеров, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на маркировочную табличку методом шелкографии.

Идентификационные наклейки модулей расположены на верхней панели каждого модуля и содержат информацию о модели модуля и QR-код с указанием модели модуля и идентификационным номером, в виде буквенно-цифрового обозначения, уникальным для каждого модуля.

Общий вид с указанием мест нанесения знака поверки и идентификационной таблички контроллеров представлен на рисунке 1.

Идентификационная табличка контроллеров с местом нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлена на рисунке 2.

Вид сверху контроллеров с местом нанесения идентификационных наклеек модулей представлен на рисунке 3.

Пломбирование контроллеров не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид контроллеров



Рисунок 2 – Маркировочная табличка контроллеров



Рисунок 3 – Вид контроллеров сверху. Идентификация функциональных модулей

Программное обеспечение

Программное обеспечение контроллеров разделяется на встроенное программное обеспечение (далее по тексту – ВПО) и внешнее программное обеспечение (далее по тексту – внешнее ПО), устанавливаемое на персональный компьютер.

ВПО является метрологически значимым, встроено в модули и хранится в их энергонезависимой памяти. ВПО модулей устанавливается на заводе-изготовителе в процессе производственного цикла. Оно не доступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего срока эксплуатации.

Внешнее ПО, устанавливаемое на персональный компьютер, не влияет на метрологические характеристики контроллеров и позволяет выполнять конфигурирование и настройку отображения результатов выполненных измерений в графическом и цифровом виде, а также архивировать и просматривать результаты ранее выполненных измерений. Внешнее ПО защищено от несанкционированного доступа путем разграничения прав доступа (вход по паролю).

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

Идентификационные данные ВПО и внешнего ПО контроллеров приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Внешнее ПО	ВПО
Идентификационное наименование ПО	NT6000	Соответствует модели модуля
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	5.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики модулей ввода/вывода

Модуль	Количество каналов	Диапазоны преобразований аналоговых сигналов/разрядность цифровых сигналов		Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, %
		На входе	На выходе		
1	2	3	4	5	6
SC231AD	8	от 0 до 20 мА	16 бит	±0,1	±0,004
SC231AW	8	от 0 до 20 мА	16 бит	±0,1	±0,004
SC231DD	8	от 0 до 20 мА	16 бит	±0,1	±0,005
SC231DW	8	от 0 до 20 мА	16 бит	±0,1	±0,005
SC231ED	8	от 0 до 20 мА от 0 до 10 В	16 бит	±0,1	±0,004
SC231EW	8	от 0 до 20 мА от 0 до 10 В	16 бит	±0,1	±0,004
SC231FD	8	от 0 до 20 мА от 0 до 10 В	16 бит	±0,1	±0,004
SC231FW	8	от 0 до 20 мА от 0 до 10 В	16 бит	±0,1	±0,004
SC232AD	8	от 0 до 320 Ом	16 бит	±0,2	±0,004

1	2	3	4	5	6
SC232AW	8	от 0 до 320 Ом	16 бит	±0,2	±0,004
SC233AD	8	от -100 до 100 мВ	16 бит	±0,2	±0,004
SC233AW	8	от -100 до 100 мВ	16 бит	±0,2	±0,004
SC236AD	6	12 бит	от 4 до 20 мА	±0,2	±0,004
SC236AW	6	12 бит	от 4 до 20 мА	±0,2	±0,004
SC236CD	8	12 бит	от -10 до 10 В	±0,2	±0,004
SC236CW	8	12 бит	от -10 до 10 В	±0,2	±0,004
SC236DD	4	12 бит	от 4 до 20 мА	±0,2	±0,004
SC236DW	4	12 бит	от 4 до 20 мА	±0,2	±0,004

Примечания:

1. Нормируемым значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений.
2. Дополнительная погрешность измерений вызвана изменением температуры окружающего воздуха от нормальных условий измерений на каждый 1 °С в диапазоне рабочих температур от -20 °С до +60 °С, %

Таблица 4 – Метрологические характеристики модулей ввода

Модуль	Количество каналов	Диапазон измерений частоты следования импульсов, Гц	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, Гц
SC237AD	4	от 0,1 до 1000 от 1000 до 10000 от 10000 до 50000	±0,1 ±1 ±3
SC237AW	4	от 0,1 до 1000 от 1000 до 10000 от 10000 до 50000	±0,1 ±1 ±3
SC533AW	1	от 0,1 до 3000 от 3000 до 10000 от 10000 до 20000	±0,1 ±0,5 ±1,0

Примечания:

1. Размах напряжения сигнала модулей SC237AD и SC237AW от 0,5 до 30 В.
2. Размах напряжения сигнала модуля SC533AW от 0,6 до 30 В.

Таблица 5 – Метрологические характеристики модулей при подключении ПТ и ТС и преобразований в значения температуры по ГОСТ 8.585-2001 и ГОСТ 6651-2009

Модуль	Типы применяемых ТС по ГОСТ 6651-2009 и ТП по ГОСТ 8.585-2001	Диапазон измерений постоянного электрического напряжения и электрического сопротивления постоянного тока в температурном эквиваленте, °С	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, °С	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, %
1	2	3	4	5
SC232AD, SC232AW	Pt100 ($\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) Cu50 ($\alpha=0,00428\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) Pt50 ($\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) Cu100 ($\alpha=0,00428\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) Ni100 ($\alpha=0,00617\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$)	от -200 до 620 от -50 до 150 от -200 до 500 от -50 до 150 от -60 до 180	±2 ±2 ±2 ±2 ±2	±0,004

Продолжение таблицы 5.

1	2	3	4	5
SC233AD, SC233AW	тип К (ТХА)	от -270 до 1372	±2,9	±0,004
	тип Е (ТХКн)	от -270 до 1000	±1,5	
	тип В (ТПР)	от 250 до 1820	±2,5	
	тип S (ТПП)	от -50 до 1768	±2,0	
	тип J (ТЖК)	от -210 до 1200	±1,7	
	тип Т (ТМК)	от -270 до 400	±1,5	
	тип R (ТПП)	от -50 до 1768	±1,8	
	тип N (ТНН)	от -200 до 1300	±3,0	

Примечания:

1. Нормируемым значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений
2. Дополнительная погрешность измерений вызвана изменением температуры окружающего воздуха от нормальных условий измерений на каждый 1 °С в диапазоне температур от -20 °С до +60 °С, °С
3. Пределы допускаемой погрешности сигналов ТП представлены без учета погрешности преобразования температуры холодного спая.
4. Модули SC232AD, SC232AW, SC233AD и SC233AW имеют 8 входных измерительных каналов.

Таблица 6 – Метрологические характеристики модулей контроля/управления двигателем

Модуль	Количество каналов	Диапазоны преобразований аналоговых сигналов/разрядность цифровых сигналов		Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, %
		На входе	На выходе		
SC531AW	2	от 0 до 3 В при частоте 2,3 кГц	16 бит	±1,0	±0,004
SC532BW	2	от 0 до 3 В при частоте 2,3 кГц	16 бит	±1,0	±0,004
	2	от 4 до 20 мА	16 бит	±0,1	±0,004
	1	14 бит	от 4 до 20 мА	±0,2	±0,004
	2	12 бит	±150 мА	±1	-
SC534AW	2	от -20 до -4 В	12 бит	±1,0	±0,004
SC535AW	2	от 0 до 2,5 В при частоте 50 Гц	12 бит	±1,0	±0,004
SC536AW	1	от -20 до -4 В	12 бит	±1,0	±0,004

Примечания:

1. Нормируемым значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений
2. Дополнительная погрешность измерений вызвана изменением температуры окружающего воздуха от нормальных условий измерений на каждый 1 °С в диапазоне температур от -20 °С до +60 °С, %
3. Напряжение питания датчика LVDT составляет 5 В при частоте 2,3 кГц

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	от 21,6 до 26,4
Потребляемая мощность, Вт, не более	480
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C	от 23 до 27
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность окружающего воздуха, без конденсации, % - атмосферное давление, кПа	от -20 до +60 от 10 до 95 от 86 до 106
Габаритные размеры модулей (Д×Ш×В), мм, не более: - SC231AD, SC231AW, SC231DD, SC231DW, SC231ED, SC231EW, SC231FD, SC231FW, SC232AD, SC232AW, SC233AD, SC233AW, SC234AD, SC234AW, SC235AW, SC235BW, SC235BD, SC236AD, SC236AW, SC236CD, SC236CW, SC236DD, SC236DW, SC237AD, SC237AW, SC531AW, SC532BW, SC533AW, SC534AW, SC535AW, SC536AW - SM132A, SM132B, SM132C, SM131L, SM131R, SM135A - SM133A - SM134A, SM134B - SC950A, SC950A-01 - SC832A, SC832B - SC631AW, SC631B, SC631CW	120,1×24,9×108,0 120,0×58,5×24,3 120,0×58,5×23,8 120,0×58,5×29,9 120,0×50,0×108,0 120,0×24,9×108,0 108,0×24,9×120,1
Масса модулей, кг, не более - SC231AD, SC231AW, SC231DD, SC231DW, SC231ED, SC231EW, SC231FD, SC231FW, SC232AD, SC232AW, SC233AD, SC233AW, SC235BW, SC235BD, SC236CD, SC236CW, SC535AW, SC536AW - SC234AD, SC234AW, SC236AD, SC236AW, SC236DD, SC236DW, SC631AW, SC631B, SC631CW - SC235AW, SC237AD, SC237AW, SC531AW, SC533AW, SC534AW - SC532BW - SM132A, SM132B, SM132C, SM131L, SM131R - SM133A, SM134A, SM134B, SM135A - SC950A, SC950A-01 - SC832A, SC832B	0,16 0,15 0,17 0,20 0,06 0,07 0,28 0,14

Знак утверждения типа

наносится согласно схеме, указанной на рисунке 2, и на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./ экз.
Контроллер программируемый SC8000	-	1
Паспорт	SC8000-2023 ПС	1
Руководство по эксплуатации	SC8000-2023 РЭ	1
Примечание - тип и количество функциональных модулей контроллера определяется в соответствии с заказом и указывается в паспорте на контроллеры.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Описание и работа» руководства по эксплуатации SC8000-2023 РЭ.

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

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 18 августа 2023 г. № 1706 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

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»;

Контроллеры программируемые SC8000. Стандарт предприятия.

Правообладатель

Nanjing Sciyon Wisdom Technology Group Co., Ltd., Китай
Юридический адрес: No. 1266 Qingshuiting East Road, Jiangning District, Nanjing, Jiangsu, China.

Телефон: 025-6859 8968

Факс: 025-6983 6118

E-mail: sciyon@sciyon.com

Web-сайт: www.sciyon.com

Изготовитель

Nanjing Sciyon Wisdom Technology Group Co., Ltd., Китай
Адрес: No. 1266 Qingshuiting East Road, Jiangning District, Nanjing, Jiangsu, China.

Телефон: 025-6859 8968

Факс: 025-6983 6118

E-mail: sciyon@sciyon.com

Web-сайт: www.sciyon.com

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, помещ. I, ком. 28

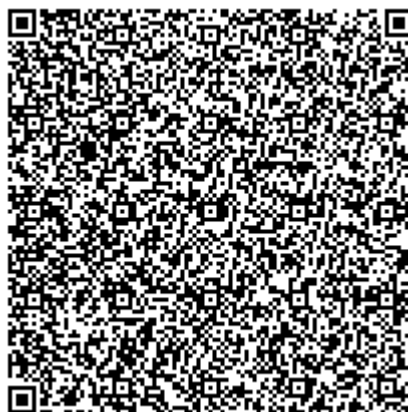
Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Телефон: + 7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Web-сайт: www.prommash-test.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» апреля 2024 г. № 1084

Регистрационный № 91969-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический ГKK-1-1-7-0,05

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический ГKK-1-1-7-0,05 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной горизонтальный цилиндрический, номинальной вместимостью 7 м³ подземного расположения.

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

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр, нанесен ударным способом на маркировочную табличку резервуара (рисунок 1). Табличка крепится к корпусу резервуара.

Общий вид резервуара ГKK-1-1-7-0,05 с заводским номером 609 представлен на рисунке 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

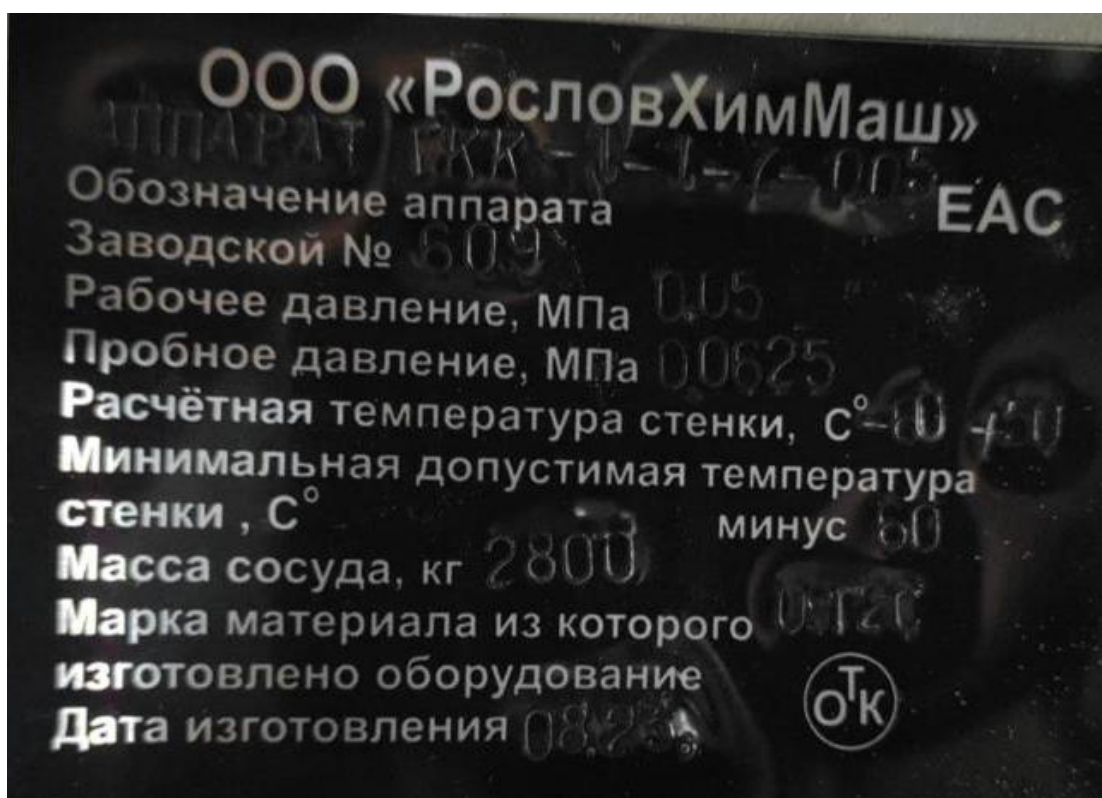


Рисунок 1 – Маркировочная табличка резервуара



Рисунок 2 – Общий вид резервуара ГKK-1-1-7-0,05 с заводским номером 609

Пломбирование резервуара ГKK-1-1-7-0,05 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	7
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,25

Т а б л и ц а 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С Атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Т а б л и ц а 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	ГКК-1-1-7-0,05	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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

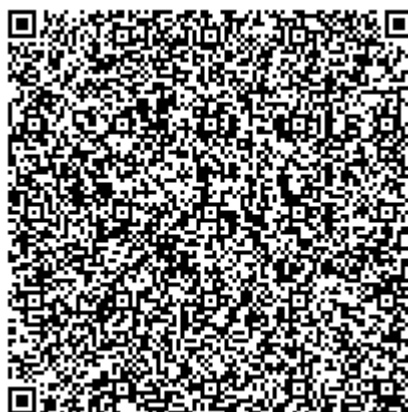
Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Заполярье»
(ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
ИНН 7728720448
Юридический адрес: 629305, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Новый Уренгой, ул. Таежная, д. 30а, каб. 508

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РословХимМаш» (ООО «РХМ»)
ИНН 1649011705
Адрес: 423256, Республика Татарстан, р-н Лениногорский, г. Лениногорск, ул. Трубная, д. 6

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)
Адрес места осуществления деятельности: 420127, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. Побежимова, д. 36, помещ. №1001
Юридический адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б,
оф. 51
Телефон: +7 9196969693
E-mail: trifonovua@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» апреля 2024 г. № 1084

Регистрационный № 91970-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический ГЭЭ-1-1-8-1,6-2

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический ГЭЭ-1-1-8-1,6-2 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной горизонтальный цилиндрический, номинальной вместимостью 8 м³ подземного расположения.

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

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр, нанесен ударным способом на маркировочную табличку резервуара (рисунок 1). Табличка крепится к корпусу резервуара.

Общий вид резервуара ГЭЭ-1-1-8-1,6-2 с заводским номером 608 представлен на рисунке 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

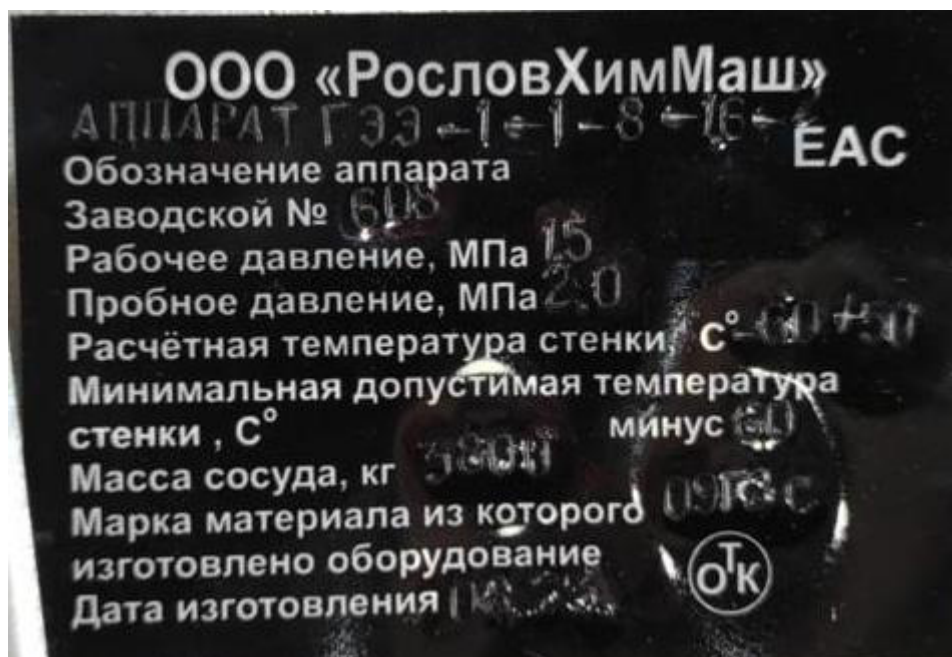


Рисунок 1 – Маркировочная табличка резервуара



Рисунок 2 – Общий вид резервуара ГЭЭ-1-1-8-1,6-2 с заводским номером 608

Пломбирование резервуара ГЭЭ-1-1-8-1,6-2 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	8
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,25

Т а б л и ц а 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С Атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Т а б л и ц а 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	ГЭЭ-1-1-8-1,6-2	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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

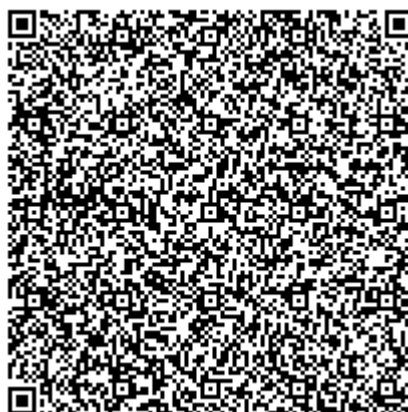
Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Заполярье»
(ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
ИНН 7728720448
Юридический адрес: 629305, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Новый Уренгой, ул. Таежная, д. 30а, каб. 508

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РословХимМаш» (ООО «РХМ»)
ИНН 1649011705
Адрес: 423256, Республика Татарстан, р-н. Лениногорский, г. Лениногорск, ул. Трубная, д. 6

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)
Адрес места осуществления деятельности: 420127, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. Побежимова, д. 36, помещ. №1001
Юридический адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б,
оф. 51
Телефон: +7 9196969693
E-mail: trifonovua@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» апреля 2024 г. № 1084

Регистрационный № 91971-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 437 ПСП «Рязань».
Резервная схема учета

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 437 ПСП «Рязань». Резервная схема учета (далее – СИКН РСУ) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН РСУ основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти, основанного на измерениях объема нефти с применением преобразователей объемного расхода, плотности нефти с применением преобразователя плотности или определенной в лаборатории, температуры и давления нефти с применением датчиков температуры и преобразователей избыточного давления и объемной доли воды в нефти, определенной в лаборатории.

СИКН РСУ, заводской № 437/2, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН РСУ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН РСУ и эксплуатационными документами на ее компоненты.

СИКН РСУ состоит из:

- блока измерительных линий, включающий в себя две рабочие измерительные линии;
- блока фильтров, входящий в состав системы измерений количества и показателей качества нефти № 437 ПСП «Рязань» (далее – основная СИКН);
- блока измерений показателей качества нефти, входящий в состав основной СИКН;
- системы сбора и обработки информации;
- системы дренажа.

В составе СИКН РСУ применены измерительные компоненты (средства измерений (СИ)) утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН РСУ

Наименование и тип измерительного компонента (СИ)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики ультразвуковые ALTOSONIC-5 (мод. ALTOSONIC-5M) (далее – УПР)	18656-00 18656-99
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	52638-13
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Датчики температуры 644, 3144Р	39539-08
Датчики температуры ТМТ142R	63821-16
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Термопреобразователь универсальный ТПУ 0304	50519-17
Датчики давления «Метран-150»	32854-09
Датчики давления Метран-150	32854-13
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	46375-11 63044-16
Расходомер – счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14
Трубопоршневая поверочная установка ТПУ (далее – ТПУ)	76730-19
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17

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

Часть измерительных компонентов (СИ), входящих в состав СИКН РСУ, формируют вспомогательный измерительный канал (ИК) объема и объемного расхода нефти, метрологические характеристики которых определяются покомпонентным (поэлементным) или комплектным методом.

СИКН РСУ обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерения массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и массовой доли концентрации хлористых солей, полученных в аккредитованной испытательной лаборатории;
- измерение температуры и давления нефти с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- поверку и контроль метрологических характеристик (КМХ) УПР на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений с применением ТПУ;
- контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- автоматический и ручной отбор проб по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Метод отбора проб»;
- защита информации от несанкционированного доступа.

При использовании комплектного метода определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти, для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, предусмотрены места установки пломб (фланцы), несущих на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя), который наносится методом давления на свинцовые (пластмассовые) пломбы. Схема пломбирования от несанкционированного доступа с местами установки пломб представлена на рисунке 1.

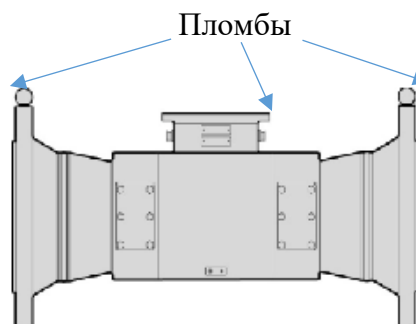


Рисунок 1 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа с местами установки пломб

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

Пломбирование СИКН РСУ предусмотрено при определении метрологических характеристик объема и объемного расхода нефти. Нанесение знака поверки на СИКН РСУ не предусмотрено.



Рисунок 2 – Информационная табличка СИКН РСУ

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН РСУ обеспечивает реализацию функций СИКН РСУ.

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

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

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Идентификационные данные ПО СИКН РСУ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН РСУ

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

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
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
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

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
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	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО	232DDC3F
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

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
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 ИБК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе.	
2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв.	
3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН РСУ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН РСУ*, м ³ /ч	от 503,57 до 2700
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН РСУ и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений*	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	Объема и объемного расхода нефти	1 (БИЛ: рабочая измерительная линия № 1)	УПР	ИВК	от 503,57 до 1363,14 м³/ч	±0,15 (относительная), %
2	Объема и объемного расхода нефти	1 (БИЛ: рабочая измерительная линия № 2)	УПР	ИВК	от 504,21 до 1362,17 м³/ч	±0,15 (относительная), %
* Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при определении метрологических характеристик соответствующего ИК объема и объемного расхода нефти и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.						

Таблица 5 – Основные технические характеристики СИКН РСУ

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление нефти в СИКН РСУ с учетом её подключения к технологическим трубопроводам СИКН РСУ, МПа: – рабочее – минимальное – максимальное расчетное	от 0,2 до 0,6 0,2 1,6
Суммарные потери давления на СИКН РСУ при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа – в рабочем режиме, не более – в режиме поверки и КМХ, не более	0,2 0,4

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Физико-химические свойства измеряемой среды: – вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт) – плотность в рабочих условиях, кг/м ³ – температура перекачиваемой нефти, °С – давление насыщенных паров, кПа (мм. рт. ст.), не более – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более	от 14 до 50 от 860 до 890 от +1 до +25 66,7 (500) 1,0 100 0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН РСУ	непрерывный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН РСУ, °С, не менее – относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН РСУ, % – относительная влажность окружающего воздуха, % – атмосферное давление, кПа	от -30 до +30 +15 от 30 до 80 от 55 до 98 от 84,0 до 106,7
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКН РСУ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 437 ПСП «Рязань». Резервная схема учета	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений резервной схемой учета системы измерений количества и показателей качества нефти № 437 НПС «Рязань» Рязанского РНУ АО «Транснефть – Верхняя Волга», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 392-RA.RU.312546-2023 от 05.10.2023.

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

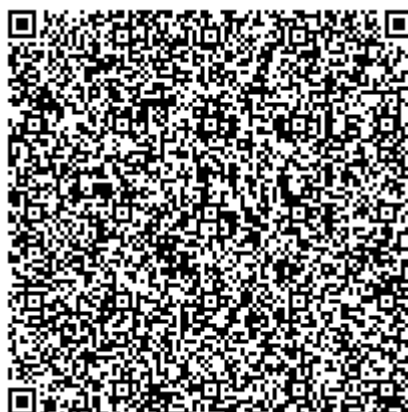
Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга»
(АО «Транснефть – Верхняя Волга»)
ИНН 5260900725
Юридический адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, д. 4/1

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга»
(АО «Транснефть – Верхняя Волга»)
ИНН 5260900725
Адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, д. 4/1

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 «24» апреля 2024 г. № 1084

Регистрационный № 91972-24

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Тамбовский бекон» для объектов ЦО «Дубошино-2», ЦО «Ерофеевский -2», ПФ «Измайловская-2(откорм)», ПФ «Измайловская-2(репродуктор)», ЦО «Ножкино-2», Тр «Саюкинский-2», ЦПС-3, ЦО «Бахаревский-2», ТР «Марьевский-2», ТР «Липовский-2», ЦО «Питимский -2» и ЦО «Питимский -3»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Тамбовский бекон» для объектов ЦО «Дубошино-2», ЦО «Ерофеевский -2», ПФ «Измайловская-2(откорм)», ПФ «Измайловская-2(репродуктор)», ЦО «Ножкино-2», Тр «Саюкинский-2», ЦПС-3, ЦО «Бахаревский-2», ТР «Марьевский-2», ТР «Липовский-2», ЦО «Питимский -2» и ЦО «Питимский -3» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень — измерительно-информационные комплексы (ИИК), 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 баз данных (СБД) типа DELL PowerEdge R640 (ИВК), устройство синхронизации системного времени типа УССВ-2, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 без учета коэффициента трансформации:

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы на сервер ИВК, где происходит оформление отчетных документов.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчиках, либо в сервере ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «Тамбовский бекон» в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером ИВК по каналу связи Internet через интернет-провайдера.

Сервер ИВК также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени УССВ-2, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УССВ-2 и при расхождении ± 1 с и более, сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ-2.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 005. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 — Идентификационные признаки ПО «Энфорс»

Идентификационные признаки	Значение	Значение
Идентификационное наименование ПО	bp_admin.exe	Collector.x64.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.6.1.14	не ниже 7.0.0.8
Цифровой идентификатор ПО	72CE09314C55B0CC BD37F46696549AF5	031DD0D2B575ED63 7C8F2355232AA22F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	

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

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ЦО «Дубошино-2» БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т1 0,4 кВ	ТТИ-100 К _{тт} =1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №28139-12	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13
2	ЦО «Дубошино-2» БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т2 0,4 кВ	ТТИ-100 К _{тт} =1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №28139-12	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
3	ЦО «Ерофеевский-2» БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т1 0,4 кВ	ТТИ-100 К _{тт} =1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №28139-12	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
4	ЦО «Ерофеевский-2» БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т2 0,4 кВ	ТТИ-100 К _{тт} =1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №28139-12	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
5	ПФ «Измайловская-2» (откорм) БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т1 0,4 кВ	ТТИ-100 К _{тт} =1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №28139-12	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПФ «Измайловская-2» (откорм) БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т2 0,4 кВ	ТТИ-100 Ктт=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №28139-12	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССБ-2 Рег. № 54074-13
7	ПФ «Измайловская-2» (репродуктор) БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т1 35 кВ	ТТК-100 Ктт=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №56994-14	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
8	ПФ «Измайловская-2» (репродуктор) БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т2 0,4 кВ	ТТК-100 Ктт=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №56994-14	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
9	ЦО «Ножкино-2» БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т1 0,4 кВ	ТТК-100 Ктт=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №56994-14	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
10	ЦО «Ножкино-2» БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т2 0,4 кВ	ТТК-100 Ктт=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №56994-14	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
11	ТР «Саюкинский-2» БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т1 0,4 кВ	ТТК-100 Ктт=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №56994-14	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	ТР «Саюкинский-2» БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т2 0,4 кВ	ТТК-100 К _{тт} =1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №56994-14	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13
13	ЦПС-3 БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т1 0,4 кВ	ТТИ-30 К _{тт} =300/5 Кл. т. 0,5S Рег. №28139-12	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
14	ЦПС-3 БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т2 0,4 кВ	ТТИ-30 К _{тт} =300/5 Кл. т. 0,5S Рег. №28139-12	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
15	ЦО «Бахаревский-2» БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т1 0,4 кВ	ТТИ-100 К _{тт} =1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №28139-12	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
16	ЦО «Бахаревский-2» БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т2 0,4 кВ	ТТИ-100 К _{тт} =1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №28139-12	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
17	ТР «Марьевский-2» БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т1 0,4 кВ	ТТК-100 К _{тт} =1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №56994-14	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	ТР «Марьевский-2» БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т2 0,4 кВ	ТТК-100 К _{тт} =1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №56994-14	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13
19	ТР "Липовский-2" БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т1 0,4 кВ	ТТК-100 К _{тт} =1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №56994-14	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
20	ТР "Липовский-2" БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т2 0,4 кВ	ТТК-100 К _{тт} =1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №56994-14	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
21	ЦО "Питимский-2" БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т1 0,4 кВ	ТТИ-100 К _{тт} =1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №28139-12	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
22	ЦО "Питимский-2" БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т2 0,4 кВ	ТТИ-100 К _{тт} =1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №28139-12	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
23	ЦО "Питимский-3" БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т1 0,4 кВ	ТТИ-100 К _{тт} =1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №28139-12	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	ЦО "Питимский-3" БКТП 35/0,4 кВ Ввод Т2 0,4 кВ	ТТИ-100 К _{ТТ} =1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. №28139-12	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13
Примечания: 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 3 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов. 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1 – 24	Активная	1,0	4,9
	Реактивная	2,1	3,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $1(2)\% I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $+10$ до $+30^{\circ}\text{C}$.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 31819.23-2012	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от $+21$ до $+25$ от $+21$ до $+25$

Продолжение таблицы 6

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ - для счетчиков - для УССВ-2	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от -60 до +40 от -40 до +60 от -10 до +55
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИБК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 2 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- сервере ИБК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	
Трансформаторы тока	ТТИ-100	36
Трансформаторы тока	ТТИ-30	6
Трансформаторы тока	ТТК-100	30
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	24
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Формуляр	2668/03-10/ТБ.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Тамбовский бекон» для объектов ЦО «Дубошино-2», ЦО «Ерофеевский -2», ПФ «Измайловская-2(откорм)», ПФ «Измайловская-2(репродуктор)», ЦО «Ножкино-2», Тр «Саюкинский-2», ЦПС-3, ЦО «Бахаревский-2», ТР «Марьевский-2», ТР «Липовский-2», ЦО «Питимский -2» и ЦО «Питимский -3», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью ООО «Тамбовский бекон»
(ООО «Тамбовский бекон»)

ИНН 6803629911

Юридический адрес: 393665, Тамбовская обл., м. р-н Жердевский, с.п. Бурнацкий
Сельсовет, тер. Бурнацкая, стр. 61б

Телефон: +7 (4752) 55-00-55

Web-сайт: www.rusagrogroup.ru

E-mail: ag.nikiforov@mbnrs.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энфорс» (ООО «Энфорс»)
ИНН 3663035420
Адрес: 394007, г. Воронеж, ул. Димитрова, д. 2А
Телефон: +7 (495) 215-15-80, +7 (473) 250-96-69
Web-сайт: www.nforceit.ru
E-mail: sales@nforceit.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН 7444052356
Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23
Телефон: +7 (351) 951-02-67
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

