

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» апреля 2023 г. № 730

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверждения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система измерений количества и показателей качества нефти ОАО «Северная нефть»	-	01	30762-05	-	-	Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти ОАО «Северная нефть». Методики поверки»	-	-	30.11.2022	Общество с ограниченной ответственностью «ННК-Северная нефть» (ООО «ННК-Северная нефть»), Республика Коми, г. Усинск	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Казань
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ «Михайловская»	-	1467	62463-15	-	РТ-МП-2665-500-2015	-	РТ-МП-117-500-2023	-	08.02.2023	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

3.	Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1231	-	204-1	67366-17	-	МП 0559-14-2017 с Изменением № 1	-	МП 0559-14-2017 с Изменением № 2	-	11.11.2022	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология»), г. Москва	АО «Транснефть-Метрология», г. Москва
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Вектор	-	002	69069-17	-	МП 206.1-049-2017	-	МИ 3000-2022	-	16.01.2023	Общество с ограниченной ответственностью «Велес» (ООО «Велес»), г. Екатеринбург	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Фармстандарт»	-	064	72930-18	-	МП 058-2018	-	МИ 3000-2022	-	07.03.2023	Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд» (ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»), г. Екатеринбург	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» в части электроснабжения КГАУ «Региональный центр спортивных сооружений»	-	189	74470-19	-	МП ЭПР-131-2019	-	МП-001-2023	-	17.01.2023	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»), г. Красноярск	ООО «МетроСервис», г. Красноярск

7.	Преобразователи давления	AUTROL	№ АРТ3200-9220498 № АРТ3200-9220499 № АРТ3200-9220500 № АРТ3200-9220501 № АРТ3200-9220497 № АРТ3200-9220700	76188-19	-	-	МЦКЛ.0261.М П	-	-	16.12.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Промышленные измерения и автоматизация» (ООО «Промышленные измерения и автоматизация»), Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное	ЗАО КИП «МЦЭ», г. Москва
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МПЗ Агро-Белогорье»	-	001	76403-19	-	-	МП 206.1-087-2019 с Изменением №1	-	-	19.01.2023	Общество с ограниченной ответственностью «СбытЭнерго» (ООО «СбытЭнерго»), г. Белгород	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва
9.	Трансформаторы тока	ТВ	№ 01 (мод. ТВ-220), № 02 (мод. ТВ-110), № 03 (мод. ТВ-110), № 04 (мод. ТВ-110)	78807-20	-	-	МП 26-26-2020	-	-	29.12.2022	Общество с ограниченной ответственностью «ЗЭТО-Газовые Технологии» (ООО «ЗЭТО-Газовые Технологии»), Псковская обл., г. Великие Луки	УНИИМ – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Екатеринбург
10.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 1524	-	1230	84109-21	Общество с ограниченной ответственностью "ИНВЕСТКАПИТАЛГРУПП" (ООО "ИКГ"), г. Казань	-	МП 1324-14-2021	-	-	02.12.2022	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»), г. Казань	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Казань

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» апреля 2023 г. № 730

Регистрационный № 30762-05

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти ОАО «Северная нефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти ОАО «Северная нефть» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти, реализованного с помощью счетчиков-расходомеров массовых.

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

СИКН состоит из следующих средств измерений (номер по Госреестру):

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 400 (№№ 13425-01; 45115-10);
- преобразователи давления измерительные 3051 (№14061-04);
- преобразователь измерительный 644 к датчику температуры (№ 14683-00);
- датчики температуры 644 (№ 39539-08);
- преобразователи измерительные 644, 1344P (№ 14683-04);
- термопреобразователи сопротивления платиновые 65 (№№ 22257-05; 22257-11);
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (№ 22257-01);
- датчики температуры Rosemount 248, рег. № 49085-12;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (№№ 15644-01; 52638-13);
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (№ 14557-15, 14557-01);
- счетчик жидкости турбинный NuFlo-MC-II (№ 29206-05);
- контроллеры измерительные FloBoss S600 (далее – ИВК) (№ 14661-02);
- установка поверочная СР (№ 27778-04);
- термометры и манометры для местной индикации и контроля температуры и давления;

Вспомогательные устройства и технические средства:

- автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора;
- фильтры с быстросъемными крышками;
- пробозаборное устройство щелевого типа;
- пробоотборники автоматические;
- пробоотборник ручной;
- запорная и регулирующая арматура с устройствами контроля протечек.

Состав и технологическая схема СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерений массы нефти в рабочих диапазонах расхода;
- автоматическое измерение температуры и давления нефти, плотности, объемной доли воды в нефти;
- поверку рабочих РМ по установке поверочной в комплекте с плотномером;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов.

Заводской номер СИКН указан на фирменной табличке методом лазерной маркировки или аппликацией и в эксплуатационной документации типографским способом. Формат нанесения заводского номера – числовой.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН. Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом влияния ПО.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИБК (основной)	ИБК (резервный)
Идентификационное наименование ПО	Config 600	Config 600
Номер версии (идентификационный номер) ПО	04.16.o	04.16.o
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	df76	4dde

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 100 до 800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +40 до +60
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,1 до 1,6
Диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 835 до 870
Кинематическая вязкость, мм ² /с (сСт)	от 7 до 26
Массовая доля воды в нефти, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля хлористых солей в нефти, мг/дм ³ , не более	300
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Содержание парафина, %, не более	6
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±1
Климатические условия эксплуатации СИКН:	
- температура воздуха внутри помещения СИКН, °С, не менее	+5
- температура воздуха внутри помещения, где размещена система сбора, обработки информации и управления, °С, не менее	+16
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти ОАО «Северная нефть», заводской № 01		1 шт.
Инструкция по эксплуатации		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. МВИ прямым методом динамических измерений системы измерений количества и показателей качества нефти ООО «РН-Северная нефть» (свидетельство об аттестации № 2302-06М-2009 от 28.05.2009). Регистрационный номер в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2009.06052.

Нормативные и технические 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»;

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».

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Инжиниринг метрология сервис»
(ЗАО «Инжиниринг метрология сервис»)

Юридический адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 8-е Марта, д. 12/1, оф. 214

Почтовый адрес: 450092, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, а/я-324

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 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 «04» апреля 2023 г. № 730

Регистрационный № 62463-15

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ «Михайловская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ «Михайловская» (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 средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 1467. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре 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. Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

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)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	КВЛ 110 кВ Михайлов - Серебрянь 1	ТВ-ТМ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 44949-10	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU325 рег. № 19495-03	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	КВЛ 110 кВ Михайлов - Серебрянь 2	ТВ-ТМ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 44949-10	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
3	ВЛ 110 кВ Михайловская - Елино с отпайкой на ПС Победа	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 52261-12	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ВЛ 110 кВ Михайлов - Луч 1	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 150/1 рег. № 52261-12	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
5	ВЛ 110 кВ Михайлов - Луч 2	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 150/1 рег. № 52261-12	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
6	ВЛ 110 кВ Михайловская - Мшанка с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 52261-12	СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
7	ВЛ 110 кВ Михайловская - Цементная с отпайкой на ПС Некрасово	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 150/1 рег. № 52261-12	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
8	ВЛ 110 кВ Михайловская - Виленки	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 52261-12	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; ОРУ-110 кВ; ОВВ-110 кВ	ТФНД кл.т. 0,5 К _{тт} = 1500/1 рег. № 64839-16	НДКМ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU325 рег. № 19495-03	СТВ-01 рег. № 49933-12
10	ВЛ 110 кВ Михайловская - Пурлово I цепь с отпайкой на ПС Якимовская	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/1 рег. № 52261-12	НДКМ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
11	ВЛ 110 кВ Михайловская - Пурлово II цепь	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/1 рег. № 52261-12	СРВ 123 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
12	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС - Михайловская Западная	ТФЗМ кл.т. 0,5 К _{тт} = 2000/1 рег. № 83058-21	ДФК 525 кл.т. 0,2 К _{тн} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 23743-02	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
13	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС - Михайловская Восточная	СА 525 кл.т. 0,2S К _{тт} = 2000/1 рег. № 23747-02	ДФК 525 кл.т. 0,2 К _{тн} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 23743-02	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
14	ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС - Михайловская (ЭВ1)	ТФЗМ кл.т. 0,5 К _{тт} = 2000/1 рег. № 83058-21	ДФК 525 кл.т. 0,2 К _{тн} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 23743-02	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
15	ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС - Михайловская (ЭВ2)	ТФЗМ кл.т. 0,5 К _{тт} = 2000/1 рег. № 83058-21	ДФК 525 кл.т. 0,2 К _{тн} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 23743-02	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
16	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	ТФНД-220 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1200/1 рег. № 64844-16	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
17	ОЭВ 220 кВ	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т. 0,5 К _{тт} = 2000/1 рег. № 6540-78	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	КЛ 0,4 кВ ПАО МТС 1 (с.ш. 0,4 кВ от ПС Михайловская)	ТОП кл.т. 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	RTU325 рег. № 19495-03 СТВ-01 рег. № 49933-12	
19	КЛ 0,4 кВ ПАО МТС 2 (с.ш. 0,4 кВ от ПС Михайловская)	ТОП кл.т. 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12		
20	КЛ 0,4 кВ Мегафон ввод №1	Т-0,66 УЗ кл.т. 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
21	КЛ 0,4 кВ Мегафон ввод №2	Т-0,66 УЗ кл.т. 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 8, 10, 11, 13 (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
9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
12, 14 – 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
18 – 21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
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, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
3 – 8, 10, 11, 13 (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
9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,0
12, 14 – 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
18 – 21 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 8, 10, 11, 13 (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
9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
12, 14 – 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
18 – 21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
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			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
3 – 8, 10, 11, 13 (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
9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,4	2,4	1,7
	0,5	-	2,7	1,5	1,2
12, 14 – 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
18 – 21 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 - ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU325: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 50000 72 140000 72 40000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТВ-ТМ-35	6 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	24 шт.
Трансформатор тока	ТФНД	3 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ	9 шт.
Трансформатор тока	СА 525	3 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-220	3 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	3 шт.
Трансформатор тока	ТОП	6 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	6 шт.
Трансформатор напряжения	НДКМ	3 шт.
Трансформатор напряжения	СРВ 123	3 шт.
Трансформатор напряжения	ДФК 525	9 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный	ЕвроАЛЬФА	1 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	16 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	4 шт.
Комплекс аппаратно-программных средств для учета электроэнергии	RTU325	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.054.08.ПС-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 «Михайловская». 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.

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А
Телефон: (495) 710-93-33
Факс: +7 (495) 710-96-55
Web-сайт: www.fsk-ees.ru
E-mail: info@fsk-ees.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
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1231

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1231 (далее – СИКНП) предназначена для автоматизированных измерений массы нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНП основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефтепродуктов. Выходные сигналы преобразователей расхода турбинных, преобразователей температуры, давления, плотности по линиям связи поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефтепродуктов по реализованному в нем алгоритму.

СИКНП, заводской № 204-1, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта и состоящий из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефтепродуктов, системы сбора и обработки информации и управления и системы дренажа. Монтаж и наладка СИКНП осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.



Рисунок 1 - Общий вид СИКНП

СИКНП состоит из трех рабочих, одной резервной и одной контрольной (общей для СИКНП № 1231 и СИКНП №1232) измерительных линий.

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

Средства измерений могут быть заменены в процессе эксплуатации на средства измерений утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень средств измерений

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода турбинные НТМ модели НТМ10 (далее – ТПР)	56812-14
Преобразователи давления измерительные 2051	56419-14
Преобразователи давления измерительные 2088	60993-15
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P	56381-14
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	52638-13
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (далее – ИВК)	53852-13
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14

В состав СИКНП входят показывающие средства измерений давления и температуры нефтепродуктов утвержденных типов.

СИКНП обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массы нефтепродуктов косвенным методом динамических измерений за установленные интервалы времени в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности нефтепродуктов;
- автоматические измерения плотности нефтепродуктов;
- измерения давления и температуры нефтепродуктов автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефтепродуктов соответственно;
- проверка и контроль метрологических характеристик ТПР с применением поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб нефтепродуктов в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль технологических параметров нефтепродуктов в СИКНП, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Заводской номер СИКНП нанесен на маркировочную табличку, установленную на площадке СИКНП.

Нанесение знака поверки на СИКНП не предусмотрено.

Пломбирование СИКНП не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКНП. ПО СИКНП реализовано в ИВК и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора СИКНП с ПО «Rate». Идентификационные данные ПО ИВК приведены в таблице 2.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНП

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ «Rate»	ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	RateCalc	EMC07.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1	PX 7000.01.01
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F	7A70F3CC

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефтепродуктов *, м ³ /ч	от 400 до 4500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	±0,25
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	дизельное топливо ЕВРО по ГОСТ 32511-2013 (EN 590:2009) «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия»
Температура измеряемой среды, °С	от -10 до +30
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: - минимальное - рабочее - максимально допустимое	0,1 от 0,1 до 0,8 1,6
Плотность измеряемой среды при температуре 15 °С, кг/м ³	от 820 до 845
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды при температуре 40 °С, мм ² /с (сСт)	от 2,0 до 4,5
Массовая доля воды, мг/кг, не более	200
Общее загрязнение, мг/кг, не более	24
Массовая доля серы, мг/кг, не более	10
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы	периодический
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380/220±22 50±1
Потребляемая мощность, кВт, не более	10
Условия эксплуатации: – температура воздуха в блоке измерительных линий, °С – температура воздуха в блоке измерений показателей качества, °С – относительная влажность воздуха, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -29 до +30 от +15 до +30 80 от 96 до 104
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНП типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКНП

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1231	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1231», свидетельство об аттестации методики измерений № 333-RA.RU.312546-2022 от 09.11.2022.

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»;

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».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН 7736545870

Адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, стр. 10, ком. 611

Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47 А

Телефон: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»)

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

Телефон: +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

В части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть - Метрология» (АО «Транснефть - 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 «04» апреля 2023 г. № 730

Регистрационный № 69069-17

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Вектор

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий центр сбора и обработки данных (далее – ЦСОД) Исполнительного аппарата (далее – ИА), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), 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 проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – 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.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ ПС 220 кВ Вектор наносится на этикетку расположенную на тыльной стороне сервера БД уровня ИВК типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается на титульном листе паспорта-формуляра конкретного изделия с указанием перечня (состава) измерительных каналов.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ: 002.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее – 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.

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)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ Вектор – Нефтеюганская I цепь	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S КТТ = 500/1 Рег. № 61432-15	НДКМ-110 Кл.т. 0,2 КТН = (110000:√3)/(100:√3) Рег. № 60542-15	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10	СТВ-01 Рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Вектор – Нефтеюганская II цепь	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S КТТ = 500/1 Рег. № 61432-15	НДКМ-110 Кл.т. 0,2 КТН = (110000:√3)/(100:√3) Рег. № 60542-15	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
3	ВЛ 110 кВ Вектор – Ленинская I цепь с отпайкой ПС Звездная	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S КТТ = 500/1 Рег. № 61432-15	НДКМ-110 Кл.т. 0,2 КТН = (110000:√3)/(100:√3) Рег. № 60542-15	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
4	ВЛ 110 кВ Вектор – Ленинская II цепь с отпайкой ПС Звездная	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S КТТ = 500/1 Рег. № 61432-15	НДКМ-110 Кл.т. 0,2 КТН = (110000:√3)/(100:√3) Рег. № 60542-15	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
5	В 35 кВ КТПН	ТПУ Кл.т. 0,5S КТТ = 50/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл.т. 0,5 КТН = (35000:√3)/(100:√3) Рег. № 51401-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
6	В 35 кВ ф.5 УПБ	ТПУ Кл.т. 0,5S КТТ = 50/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл.т. 0,5 КТН = (35000:√3)/(100:√3) Рег. № 51401-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
7	В 35 кВ ф.8 УПБ	ТПУ Кл.т. 0,5S КТТ = 50/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл.т. 0,5 КТН = (35000:√3)/(100:√3) Рег. № 51401-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
8	ВЛ 35 кВ Сибирская I цепь (ВЛ 35 кВ Койновская-1)	ТПУ Кл.т. 0,5S КТТ = 300/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл.т. 0,5 КТН = (35000:√3)/(100:√3) Рег. № 51401-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
9	ВЛ 35 кВ Самарская I цепь	ТПУ Кл.т. 0,5S КТТ = 200/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл.т. 0,5 КТН = (35000:√3)/(100:√3) Рег. № 51401-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	ВЛ 35 кВ Южная I цепь	ТПУ Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл.т. 0,5 $K_{TH} = (35000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$ Рег. № 51401-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10	СТБ-01 Рег. № 49933-12
11	ВЛ 35 кВ Кедровая I цепь (ВЛ 35 кВ Север- 1)	ТПУ Кл.т. 0,5S КТТ = 200/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл.т. 0,5 $K_{TH} = (35000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$ Рег. № 51401-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
12	ВЛ 35 кВ Сургутская I цепь (ВЛ 35 кВ Лесная-1)	ТПУ Кл.т. 0,5S КТТ = 200/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл.т. 0,5 $K_{TH} = (35000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$ Рег. № 51401-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
13	ВЛ 35 кВ Тюменская I цепь	ТПУ Кл.т. 0,5S КТТ = 200/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл.т. 0,5 $K_{TH} = (35000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$ Рег. № 51401-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
14	ВЛ 35 кВ Московская I цепь	ТПУ Кл.т. 0,5S КТТ = 200/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл.т. 0,5 $K_{TH} = (35000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$ Рег. № 51401-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
15	ВЛ 35 кВ Сибирская II цепь (ВЛ 35 кВ Койновская-2)	ТПУ Кл.т. 0,5S КТТ = 300/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл.т. 0,5 $K_{TH} = (35000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$ Рег. № 51401-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
16	ВЛ 35 кВ Самарская II цепь	ТПУ Кл.т. 0,5S КТТ = 200/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл.т. 0,5 $K_{TH} = (35000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$ Рег. № 51401-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
17	ВЛ 35 кВ Южная II цепь	ТПУ Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл.т. 0,5 $K_{TH} = (35000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$ Рег. № 51401-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
18	ВЛ 35 кВ Кедровая II цепь (ВЛ 35 кВ Север- 2)	ТПУ Кл.т. 0,5S КТТ = 200/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл.т. 0,5 $K_{TH} = (35000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$ Рег. № 51401-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
19	ВЛ 35 кВ Сургутская II цепь (ВЛ 35 кВ Лесная-2)	ТПУ Кл.т. 0,5S КТТ = 200/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл.т. 0,5 $K_{TH} = (35000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$ Рег. № 51401-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
20	ВЛ 35 кВ Тюменская II цепь	ТПУ Кл.т. 0,5S КТТ = 200/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл.т. 0,5 $K_{TH} = (35000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$ Рег. № 51401-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 3, 4, 25, 26 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,3	0,8	0,6	0,6
	0,5	2,1	1,3	1,0	1,0
5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,9	1,7	1,3	1,3
	0,5	5,5	3,0	2,2	2,2
22, 23, 24 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	3,0	1,6	1,1	1,1
	0,5	5,4	2,9	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 3, 4, 25, 26 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,0	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,6	1,0	0,8	0,8
5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,6	1,9	1,9
	0,5	2,7	1,6	1,3	1,3
22, 23, 24 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,5	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 3, 4, 25, 26 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,5	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,0	1,3	1,1	1,1
	0,8	3,0	1,8	1,4	1,4
	0,5	5,5	3,1	2,3	2,3
22, 23, 24 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	1,0	2,4	1,7	1,5	1,5
	0,8	3,3	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,6	3,3	2,5	2,5
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, 25, 26 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,5	2,1	1,8	1,8
	0,5	2,1	1,7	1,6	1,6
5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,7	3,0	2,4	2,4
	0,5	3,0	2,1	1,9	1,9
22, 23, 24 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,6	4,2	3,7	3,7
	0,5	4,2	3,6	3,4	3,4
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).					

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	26
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: – для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(2) до 120 от 49,85 до 50,15 0,8 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, не менее – частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С – для ТТ и ТН – для счетчиков – для УСПД – для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(2) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от – 45 до +40 от +5 до +35 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее: – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – среднее время наработки на отказ не менее, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 22000
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее – сохранение информации при отключении питания, лет, не менее ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТОГФ-110	12
Трансформатор тока	TG	6
Трансформатор тока	TPU	51
Трансформатор тока	T-0,66	12
Трансформатор напряжения	НДКМ-110	6
Трансформатор напряжения	TJP	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	23
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RALQ-P4GB-DW-4	3
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Устройство синхронизации системного времени	СТВ-01	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС	1
Паспорт-Формуляр	3849-038-AKY.MO	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Вектор», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: 8 (495) 710-93-33

Факс: 8 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: 8 (495) 437-55-77

Факс: 8 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» апреля 2023 г. № 730

Регистрационный № 72930-18

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АО «Фармстандарт», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени СТВ-01 (далее – УССВ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от ИВК с помощью электронной почты. Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» осуществляется от ИВК с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни. АИИС КУЭ оснащена УССВ СТВ-01, синхронизирующим собственную шкалу времени по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС). Сравнение шкалы времени ИВК с УССВ осуществляется встроенным программным обеспечением сервера ИВК с периодичностью 1 раз в 30 мин. При расхождении шкал времени сервера ИВК и УССВ, равном или более ± 1 с, производится коррекция шкалы времени сервера ИВК.

Сравнение шкалы времени счетчиков электрической энергии со шкалой времени сервера ИВК, осуществляется встроенным программным обеспечением сервера ИВК при каждом сеансе связи. При расхождении шкал времени счётчиков и ИВК более чем на ± 2 с, проводится коррекция шкалы времени счётчиков не чаще 1 раза в сутки.

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени от источника точного времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ 064.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энергосфера» версии не ниже 7.0, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	Сервер/УССВ		Границы основной погрешности, (δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВПУ-6 кВ ОАО Фармстандарт-Лексредства, ввод-2 КЛ-6 кВ от ПС Лесная	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	VMware Virtual Platform / СТВ-01 Рег. № 49933-12	активная	±1,2	±4,2
						реактивная	±2,8	±7,2
2	ВПУ-6 кВ ОАО Фармстандарт-Лексредства, ввод-1 КЛ-6 кВ от ПС Лесная	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±4,2
						реактивная	±2,8	±7,2
3	ПС 110кВ Кировская, ЗРУ-6 кВ, яч. 30, ф. Лексредства-1	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
4	ПС 110кВ Кировская, ЗРУ-6кВ, яч. 62, ф. Лексредства-2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 32139-11	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,2
						реактивная	±2,8	±7,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5		6	7	8
5	ПС 110кВ Промышленная, РУ-6 кВ, яч. 36	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 32139-06	НОЛ.08 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	VMware Virtual Platform / СТВ-01 Рег. № 49933-12	активная	±1,2	±4,2
						реактивная	±2,8	±7,2
6	ПС 110 кВ Промышленная, РУ-6 кВ, яч. 39	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-07	НОЛ.08 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
7	ПС 110кВ Дружба, РУ-6 кВ, яч. 33	ТЛК10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 9143-83	НОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 66629-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
8	ПС 110кВ Дружба, РУ-6 кВ, яч. 42	ТЛК10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 9143-83	НОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 66629-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
9	РП-500 6кВ, РУ-6 кВ, яч. 13	ТОЛ-СВЭЛ-10М Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 54721-13	ЗНОЛП-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 42661-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±1,9
						реактивная	±1,8	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5		6	7	8
10	РП-500 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 14	ТОЛ-СВЭЛ-10М Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 54721-13	ЗНОЛП-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 42661-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	VMware Virtual Platform / СТВ-01 Рег. № 49933-12	активная	±0,8	±1,9
						реактивная	±1,8	±4,1
11	ТП-610-78 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 1, ввод 0,4 кВ Т1	ТТЕ Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 73808-19	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
12	ТП-610-78 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, яч. 2, ввод 0,4 кВ Т2	ТТЭ-С Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 54205-13	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
13	РУ-0,4 кВ ТП-610-76, КЛ-1 0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
14	РУ-0,4 кВ ТП-610-76, КЛ-2 0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
15	ТП-5 10кВ ОАО ПЗБ, РУ-0,4кВ, яч.1, КЛ-0,4кВ к Электрощитовой №5 корпуса №2 ЗАО Лекко	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5		6	7	8
16	ТП-5 10кВ ОАО ПЗБ, РУ-0,4кВ, яч.8, КЛ-0,4кВ к Электрощитовой №5 корпуса №2 ЗАО Легко	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	VMware Virtual Platform / СТВ-01 Рег. № 49933-12	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
17	ТП-5 10кВ ОАО ПЗБ, РУ-0,4кВ, яч.2, КЛ- 0,4кВ к Электрощитовой №3 корпуса №2 ЗАО Легко	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
18	ТП-5 10кВ ОАО ПЗБ, РУ-0,4кВ, яч.6, КЛ- 0,4кВ к Электрощитовой №3 корпуса №2 ЗАО Легко	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
19	ЛЭП-1 10кВ, оп.40/1, ПКУ 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 51679-12	НОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 51677-12	СЭТ-4ТМ.02М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±1,9
						реактивная	±1,8	±4,1
20	ЛЭП-2 10кВ, оп.40/2, ПКУ 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 51679-12	НОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 51677-12	СЭТ-4ТМ.02М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±1,9
						реактивная	±1,8	±4,1

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	22
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК, СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02.М, Меркурий 234 ART2-00 PR, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от -40 до +55 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика ПСЧ-4ТМ.05МК для счетчика СЭТ-4ТМ.03М для счетчика СЭТ-4ТМ.03М для счетчика СЭТ-4ТМ.02М для счетчика Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN для счетчика Меркурий 234 ART2-00 PR - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 165000 140000 165000 150000 320000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадаания и восстановления.
- журнал сервера АИИС КУЭ:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадаание питания;
 - замена счетчика;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Фармстандарт» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	5
Трансформатор тока	ТОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТЛК10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ-10М	6
Трансформатор тока	ТТЕ	3
Трансформатор тока	ТТЭ-С	3
Трансформатор тока	ТТИ	18
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	4
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформатор напряжения	НОЛ.08	6
Трансформатор напряжения	НОЛ	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-СВЭЛ	6
Трансформатор напряжения	НОЛП-НТЗ-10	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ART2-00 PR	1
Устройство синхронизации системного времени	СТВ-01	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	77148049.422222.064-ПСФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Фармстандарт» и «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Фармстандарт» в части ИК № 21, № 22», аттестованных ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»
(ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»)

ИНН 6672185635

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Белинского, д. 9/ Красноармейская, д. 26

Телефон: +7 (343) 310-70-80

Факс: +7 (343) 310-32-18

E-mail: office@arstm.ru

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 111024, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 50, стр. 2, пом. XIV, комн. 11

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, пом. I, комн. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» апреля 2023 г. № 730

Регистрационный № 74470-19

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» в части электроснабжения КГАУ «Региональный центр спортивных сооружений»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» в части электроснабжения КГАУ «Региональный центр спортивных сооружений» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), сбора, обработки, хранения, отображения 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:

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

второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2.0», устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

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 по проводным линиям связи поступает на входы соответствующего GSM-модема, далее по каналам связи стандарта GSM поступает на второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

Дополнительно сервер АИИС КУЭ обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ третьих лиц, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматическом режиме, а также передачу информации заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC(SU) с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS устройством синхронизации системного времени (УССВ) на базе УСВ-3 (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений № 64242-16).

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УСВ-3 осуществляется во время сеанса связи с УСВ-3 не реже одного раза в сутки. При наличии расхождения более ± 1 с (параметр программируемый) сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками один раз в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ более ± 2 с (параметр программируемый), производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» в части электроснабжения КГАУ «Региональный центр спортивных сооружений».

Нанесение знака поверки на корпус системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» в части электроснабжения КГАУ «Региональный центр спортивных сооружений» не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». 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. Идентификационные данные ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4.1
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476 E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7 BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27 AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917 EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373 D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB 61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39 EFCC55E91291DA6F80597932364430D5 013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
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 наименования присоединения, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблице 2-3

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

Номер ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ТП-9127 10 кВ, РУ-10 кВ, I СШ 10 кВ, яч. 5	ТПОЛ-10м-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 37853-08	ЗНОЛП-10 У2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16
2	ТП-9127 10 кВ, РУ-10 кВ, II СШ 10 кВ, яч. 6	ТПОЛ-10м-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 37853-08	ЗНОЛП-10 У2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	

Продолжение таблицы 2

Примечания:				
1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.				
2. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.				
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).				
4. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа.				
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменение в эксплуатационные документы. Технический акт хранится вместе с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.				

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU), с
1	Активная Реактивная	$\pm 1,3$ $\pm 2,5$	$\pm 3,3$ $\pm 5,7$	± 5
2	Активная Реактивная	$\pm 1,3$ $\pm 2,5$	$\pm 3,3$ $\pm 5,7$	
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 мин. Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 5 % от $I_{ном} \cos\varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№1-2 от 0°С до +40 °С.				

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для счетчика, °С:	от 95 до 105 от 5 до 120 от 49,8 до 50,2 0,9 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от Уном - ток, % от Iном - 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 5 до 120 от 0,5 до 1 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ для электросчетчика, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч	150000 2 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	85 10 3,5
Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±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;
- коррекции времени в счетчике.

- журнал сервера ИВК:

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

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени (функция автоматизирована) в:
- электросчетчиках;
 - ИВК.
- Возможность сбора информации о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность (функция автоматизирована):
- измерений 30 мин;
 - сбора 30 мин.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10м-2 УХЛ2	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-10 У2	6
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Комплексы информационно-	ПО «Пирамида 2.0»	1
Паспорт-формуляр	2465115953.411711.189.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» в части электроснабжения КГАУ «Региональный центр спортивных сооружений», аттестованном ООО «МетроСервис», Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.

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.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы»
(ООО «Энергосистемы»)
ИНН 3328498209
Адрес: 600028, г. Владимир, ул. Сурикова, д. 10 «А», пом. 10
Телефон (факс): (4922) 60-23-22
Web-сайт: ensys.ru
E-mail: post@ensys.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.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)
Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, д. 6а
Телефон: (391)267-17-03
E-mail: E.e.servis@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» апреля 2023 г. № 730

Регистрационный № 76188-19

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи давления AUTROL

Назначение средства измерений

Преобразователи давления AUTROL (далее – преобразователи) предназначены для непрерывных измерений давления (избыточного, избыточного давления-разрежения, абсолютного и дифференциального (разности давлений)) и преобразования измеренного давления в унифицированный выходной сигнал силы постоянного тока с наложенным на него цифровым сигналом стандарта HART или цифровым FOUNDATION Fieldbus, а также отображения измеренного давления на дисплее.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей основан на использовании зависимости между измеряемым давлением и упругой деформацией чувствительного элемента.

Преобразователи конструктивно состоят из блока вторичной электроники, расположенного в металлической защитной головке (корпусе), и сенсорного модуля. Корпус электроники имеет два герметично изолированных отсека, в одном из которых располагается клеммный блок, а в другом – платы вторичной электроники и опционный жидкокристаллический дисплей (ЖКД). Корпус электроники закрывается с двух сторон круглыми резьбовыми крышками. На корпусе расположены фиксаторы крышек под спецключ и клемма внешнего заземления. В клеммном отсеке имеется внутренняя клемма заземления. В конструкции корпуса предусмотрены два резьбовых отверстия под кабельные вводы, соединенные с клеммным отсеком. Сверху корпуса электроники под металлической маркировочной табличкой расположены кнопки настройки нуля и шкалы с магнитным механизмом переключения.

Преобразователи давления выпускаются в следующих моделях:

- для измерений избыточного давления и избыточного давления-разрежения: АРТ3100s-G, АРТ3200s-G, АРТ3500-G;

- для измерений разности давлений: АРТ3100s-D, АРТ3100s-H, АРТ3500-D, АРТ3500-HS;

- для измерений абсолютного давления: АРТ3100s-A, АРТ3200s-A, АРТ3500-A;

которые отличаются друг от друга конструкцией, диапазонами измерений и точностными характеристиками.

Сенсорный модуль преобразователей содержит тензорезистивный или емкостной чувствительный элемент, на который подается с двух сторон давление от процесса через разделительную жидкость и разделительные сенсорные мембраны, зажимаемые (с помощью четырех шпилек с гайками) между двух фланцев, имеющих резьбовые подключения к процессу, дренажные вентили и отверстия для установки монтажных кронштейнов, фланцевых адаптеров, вентильных блоков или разделительных мембранных систем. У преобразователей абсолютного давления, сенсорный модуль имеет одну сенсорную мембрану, после которой располагается резьбовое переключение к процессу, а монтажный кронштейн, при этом, крепится к корпусу преобразователя четырьмя болтами.

В емкостных чувствительных элементах, давление подается с двух сторон на мембрану (центральный электрод конденсатора) расположенную между двух неподвижных обкладок (внешних электродов конденсатора), вызывая изменение электрической емкости между центральным электродом и двумя внешними, которое измеряется электроникой транзисттера и преобразуется в цифровой сигнал, пропорциональный приложенной к сенсору разности давлений.

В тензорезистивных чувствительных элементах, давление подается на кремниевую подложку с тензорезисторами, собранными по мостовой схеме Уитсона, вызывая электрический разбаланс данной схемы, который измеряется электроникой транзисттера и преобразуется в цифровой сигнал, пропорциональный приложенному к сенсору давлению.

Преобразователи обладают функцией перенастройки диапазона измерений.

Для передачи измерительной информации в преобразователях всех моделей используется выходной аналоговый сигнал силы постоянного тока (4-20 мА) с наложенным на него цифровым сигналом в стандарте HART. Цифровой и аналоговый сигналы передаются одновременно по одной паре проводов. Зависимость аналогового выходного сигнала постоянного тока от входной измеряемой величины давления - линейно возрастающая и с зависимостью по закону квадратного корня (далее - корневой). Модели АРТ3500-А, АРТ3500-Д, АРТ3500-Г, АРТ3500-НС также имеют исполнения с цифровым выходным сигналом FOUNDATION Fieldbus.

Степень защиты преобразователей, обеспечиваемая оболочкой, от проникновения твердых частиц, пыли и воды, соответствует IP67 по ГОСТ 14254-2015.

С целью предотвращения несанкционированного доступа, на плате электроники расположен переключатель защищающий конфигурацию транзисттера от изменений, а на корпусе есть стопорные винты под спецключ, предотвращающие от откручивания крышки лицевой панели (при их пломбировании).

Заводской номер наносится на маркировочную табличку, которая расположена сверху на корпусе преобразователя, фотохимическим или другим способом в буквенно-числовом формате.

Фотографии общего вида преобразователей с обозначением мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа приведены на рисунке 1.

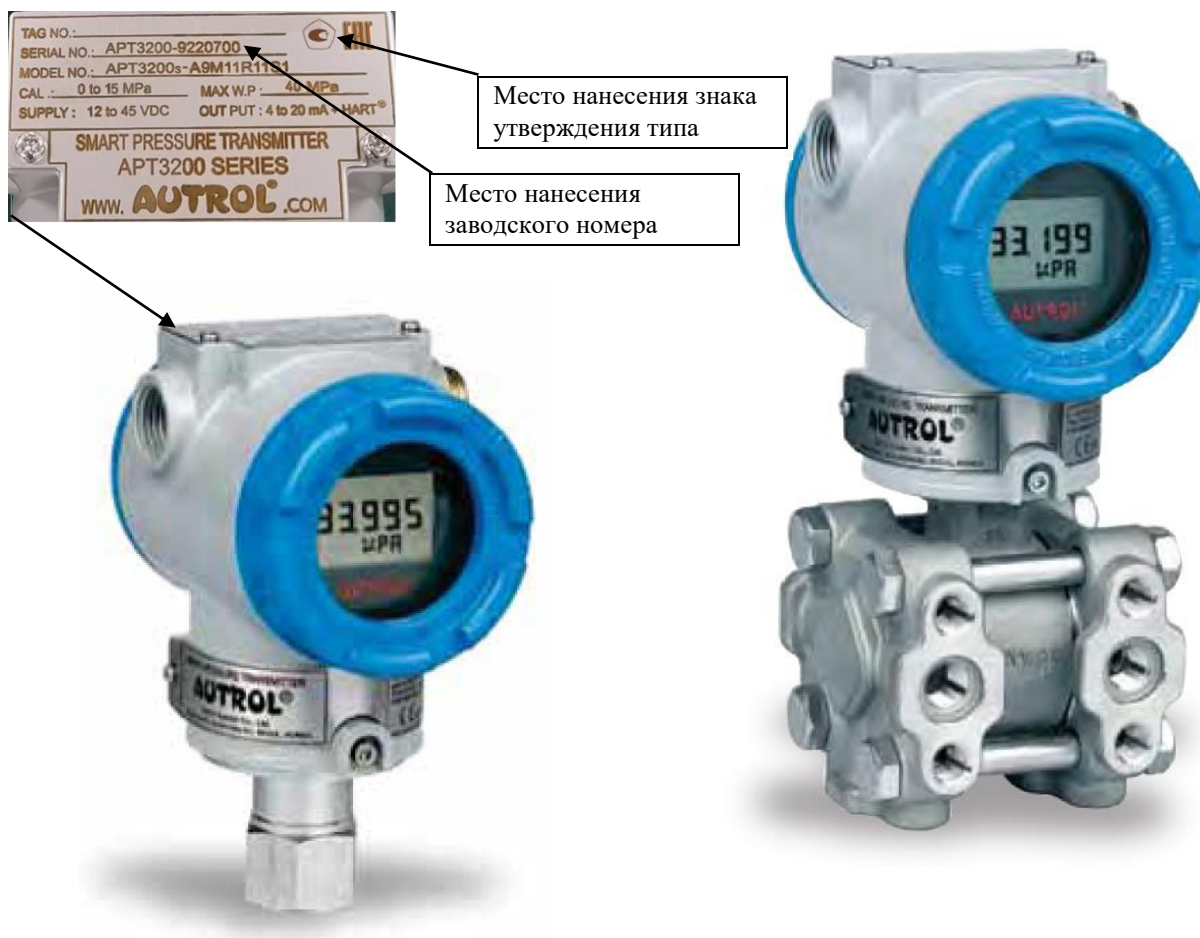


Рисунок 1 - Общий вид преобразователей

Программное обеспечение

Преобразователи имеют встроенное программное обеспечение (ПО), устанавливаемое в энергонезависимую память при изготовлении, в процессе эксплуатации данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс.

Нормирование метрологических характеристик преобразователей проведено с учетом влияния ПО.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	APT3100s	APT3200s	APT3500
Идентификационное наименование ПО	APT3100s	APT3200s	APT3500
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.4	не ниже 7.43	не ниже 1.23
Цифровой идентификатор (контрольная сумма) метрологически значимой части ПО	-		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений (ДИ)¹, кПа - избыточного давления и избыточного давления-разрежения - модель АРТ3100s-G от -100 до 41370 - модель АРТ3200s-G от -100 до 60000 - модель АРТ3500-G от -100 до 14000 - абсолютного давления - модели АРТ3100s-A, АРТ3500-A от 0 до 2500 - модель АРТ3200s-A от 0 до 15000 - дифференциального давления - модель АРТ3100s-D от 0 до ±6895 - модель АРТ3100s-H от 0 до ±2068 - модель АРТ3500-D от 0 до ±14000 - модель АРТ3500-HS от 0 до ±2100	от -100 до 41370 от -100 до 60000 от -100 до 14000 от 0 до 2500 от 0 до 15000 от 0 до ±6895 от 0 до ±2068 от 0 до ±14000 от 0 до ±2100 от 0 до 40000
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности к диапазону измерений², % модели АРТ3100s-G, АРТ3100s-A, АРТ3100s-D, АРТ3100s-H модели АРТ3200s-G, АРТ3200s-A модели АРТ3500-G, АРТ3500-A, АРТ3500-D, АРТ3500-HS	для КДИ³ 2: ±0,25 при $1 \leq r \leq 10$, ±(0,24+0,008·r) при $r > 10$; для КДИ 3-0: ±0,075 или ±0,04 при $1 \leq r \leq 10$, ±(0,025+0,005·r) при $r > 10$. для КДИ 3-9: ±0,075 или ±0,04 при $1 \leq r \leq 10$, ±(0,025+0,005·r) при $r > 10$. для КДИ 1: ±0,10 при $1 \leq r \leq 4$, ±(0,025·r) при $r > 4$; для КДИ 2: ±0,10 при $1 \leq r \leq 10$, ±(0,05+0,005·r) при $r > 10$; для КДИ 3-5: ±0,075 или ±0,04 при $1 \leq r \leq 5$, ±(0,015+0,005·r) при $r > 5$; для КДИ 6-9: ±0,075 или ±0,04 при $1 \leq r \leq 10$, ±(0,025+0,005·r) при $r > 10$.

Продолжение таблицы 2

1	2
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений от изменения температуры окружающей среды от нормальных условий в диапазоне рабочих температур, на каждые 10 °С модели АРТ3100s-G, АРТ3100s-A, АРТ3100s-D, АРТ3100s-H, АРТ3200s-G, АРТ3200s-A модели АРТ3500-G, АРТ3500-A, АРТ3500-D, АРТ3500-HS	для всех КДИ: $\pm((0,024 \% \text{ от ВПИ}^5 + 0,045 \% \text{ от ДИ}^5)/2,8)$ для КДИ 1: $\pm((0,2 \% \text{ от ВПИ}^5 + 0,08 \% \text{ от ДИ}^5)/2,8);$ для КДИ 2: $\pm((0,13 \% \text{ от ВПИ}^5 + 0,12 \% \text{ от ДИ}^5)/2,8);$ для КДИ 3-6: $\pm((0,024 \% \text{ от ВПИ}^5 + 0,045 \% \text{ от ДИ}^5)/2,8);$ для КДИ 7-9: $\pm((0,019 \% \text{ от ВПИ}^5 + 0,125 \% \text{ от ДИ}^5)/2,8).$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности к диапазону измерений от изменения напряжения питания от нормальных условий в диапазоне рабочих условий, на каждый 1 В, %	$\pm 0,005$
¹⁾ Указан диапазон измерений от нижнего предела измерений (НПИ) до верхнего предела измерений (ВПИ), конкретный диапазон измерений в соответствии с таблицей 3. ²⁾ Конкретное значение пределов допускаемой основной приведенной погрешности к диапазону измерений (γ) указывается в паспорте. ³⁾ Код диапазона измерений (КДИ), в соответствии с Таблицей 3. ⁴⁾ γ – коэффициент перенастройки диапазона измерений, вычисляется как отношение максимального верхнего предела измерений к диапазону измерений после перенастройки в соответствии с Таблицей 3. ⁵⁾ В случае перенастройки диапазона измерений подставляют ВПИ до перенастройки, а ДИ после.	

Таблица 3 – Диапазоны измерений преобразователей

Модель	КДИ ¹⁾	Диапазон измерений ²⁾	Диапазон перенастройки	Давление перегрузки
1	2	3	4	5
APT3100s-G	2	от -1,5 до 1,5 кПа	от 0,075 до 1,5 кПа	4,5 кПа
	3	от -7,5 до 7,5 кПа	от 0,15 до 7,5 кПа	22,5 кПа
	4	от -37,3 до 37,3 кПа	от 0,373 до 37,3 кПа	111,9 кПа
	5	от -100 до 186,5 кПа	от 1,865 до 186,5 кПа	429,75 кПа
	6	от -100 до 690 кПа	от 6,9 до 690 кПа	1185 кПа
	7	от -100 до 2068 кПа	от 20,68 до 2068 кПа	3252 кПа
	8	от -100 до 6895 кПа	от 68,95 до 6895 кПа	10492,5 кПа
	9	от -100 до 20680 кПа	от 206,8 до 20680 кПа	31170 кПа
	0	от -100 до 41370 кПа	от 413,7 до 41370 кПа	62205 кПа
APT3200s-G	3	от -100 до 150 кПа	от 1,5 до 150 кПа	375 кПа
	4	от -100 до 1500 кПа	от 15 до 1500 кПа	2400 кПа
	5	от 0 до 5000 кПа	от 50 до 5000 кПа	7500 кПа
	6	от 0 до 25000 кПа	от 250 до 25000 кПа	37500 кПа
	7	от 0 до 60000 кПа	от 600 до 60000 кПа	90000 кПа
APT3500-G	1	от -1,25 до 1,25 кПа	от 0,0625 до 1,25 кПа	3,75 кПа
	2	от -7,5 до 7,5 кПа	от 0,15 до 7,5 кПа	22,5 кПа
	3	от -65 до 65 кПа	от 0,65 до 65 кПа	195 кПа
	4	от -100 до 250 кПа	от 2,5 до 250 кПа	525 кПа
	5	от -100 до 2100 кПа	от 21 до 2100 кПа	3300 кПа
	6	от -100 до 14000 кПа	от 140 до 14000 кПа	21150 кПа
APT3100s-A, APT3200s-A	4	от 0 до 250 кПа	от 2,5 до 250 кПа	375 кПа
	5	от 0 до 1500 кПа	от 15 до 1500 кПа	2250 кПа
	6	от 0 до 2500 кПа	от 25 до 2500 кПа	3750 кПа
APT3200s-A	7	от 0 до 6000 кПа	от 60 до 6000 кПа	9000 кПа
	8	от 0 до 7000 кПа	от 70 до 7000 кПа	10500 кПа
	9	от 0 до 15000 кПа	от 150 до 15000	22500 кПа
APT3500-A	7	от 0 до 250 кПа	от 2,5 до 250 кПа	375 кПа
	8	от 0 до 1500 кПа	от 15 до 1500 кПа	2250 кПа
	9	от 0 до 2500 кПа	от 25 до 2500 кПа	3750 кПа
APT3100s-D	2	от 0 до ±1,5 кПа	от 0,075 до 1,5 кПа	±2,25 кПа
	3	от 0 до ±7,5 кПа	от 0,15 до 7,5 кПа	±11,25 кПа
	4	от 0 до ±37,3 кПа	от 0,373 до 37,3 кПа	±55,95 кПа
	5	от 0 до ±186,5 кПа	от 1,865 до 186,5 кПа	±279,75 кПа
	6	от 0 до ±690 кПа	от 6,9 до 690 кПа	±1035 кПа
	7	от 0 до ±2068 кПа	от 20,68 до 2068 кПа	±3102 кПа
	8	от 0 до ±6895 кПа	от 68,95 до 6895 кПа	±10342,5 кПа
APT3100s-H	4	от 0 до ±37,3 кПа	от 0,373 до 37,3 кПа	±55,95 кПа
	5	от 0 до ±186,5 кПа	от 1,865 до 186,5 кПа	±279,75 кПа
	6	от 0 до ±690 кПа	от 6,9 до 690 кПа	±1035 кПа
	7	от 0 до ±2068 кПа	от 20,68 до 2068 кПа	±3102 кПа

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
APT3500-D	1	от 0 до $\pm 1,25$ кПа	от 0,0625 до 1,25 кПа	$\pm 1,875$ кПа
	2	от 0 до $\pm 7,5$ кПа	от 0,15 до 7,5 кПа	$\pm 11,25$ кПа
	3	от 0 до ± 65 кПа	от 0,65 до 65 кПа	$\pm 97,5$ кПа
	4	от 0 до ± 250 кПа	от 2,5 до 250 кПа	± 375 кПа
	5	от 0 до ± 2100 кПа	от 21 до 2100 кПа	± 3150 кПа
	6	от 0 до ± 14000 кПа	от 140 до 14000 кПа	± 21000 кПа
APT3500-HS	3	от 0 до ± 65 кПа	от 0,65 до 65 кПа	$\pm 97,5$ кПа
	4	от 0 до ± 250 кПа	от 2,5 до 250 кПа	± 375 кПа
	5	от 0 до ± 2100 кПа	от 21 до 2100 кПа	± 3150 кПа
	7	от 0 до 40000 кПа	от 400 до 40000 кПа	60000 кПа
1) Код диапазона измерений. 2) Указанный диапазон измерений может быть выражен в других единицах измерения давления: Па, МПа, мбар, бар, м вод. ст., мм вод. ст., мм рт. ст., кгс/см², атм				

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия измерений: – напряжение питания (постоянный ток), В – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от 23 до 25 от +15 до +25 от 20 до 95 от 84 до 106,7
Условия эксплуатации – напряжение питания (постоянный ток), В - модели с выходным сигналом от 4 до 20 мА/HART - модели с выходным сигналом FOUNDATION Fieldbus – температура измеряемой среды, °C – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от 12 до 45 от 9 до 32 от -60 до +120 от -50¹⁾ до +85 от 5 до 100 от 84 до 106,7
Выходной сигнал модели APT3100s-G, APT3100s-A, APT3100s-D, APT3100s-H, APT3200s-G, APT3200s-A модели APT3500-G, APT3500-A, APT3500-D, APT3500-HS	от 4 до 20 мА/HART от 4 до 20 мА/HART или FOUNDATION Fieldbus
Габаритные размеры (длина×высота×ширина), мм, не более	86×212,5×119
Масса, кг, не более	5,35
Средний срок службы, лет	12
Средняя наработка на отказ, ч	75000
Степень защиты от воды и пыли по ГОСТ 14254-2015	IP 67

Продолжение таблицы 4

1	2
Маркировка взрывозащиты модели APT3100s-G, APT3100s-A, APT3100s-D, APT3100s-H модели APT3200s-G, APT3200s-A, APT3500-G, APT3500-A, APT3500-D, APT3500-HS	1Ex d IIC «T6...T5» Gb X; 0Ex ia IIC «T5...T4» Ga X; 1Ex ia IIC «T5...T4» Gb X 1Ex d IIC «T6...T4» Gb X; 0Ex ia IIC «T5...T4» Ga X; 1Ex ia IIC «T5...T4» Gb X
¹⁾ Работоспособность дисплея обеспечивается в диапазоне от -30 до +85 °C.	

Знак утверждения типа

наносится на корпус преобразователя фотохимическим или другим способом на маркировочную табличку расположенную сверху на корпусе преобразователя и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь давления	модель	1 шт.
Паспорт	б/н	1 экз.
Руководство по эксплуатации	б/н	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 1.4 руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям давления AUTROL

Приказ Росстандарта от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

Приказ Росстандарта от 31 августа 2021 г. № 1904 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па»;

Приказ Росстандарта от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па»;

ГОСТ 22520–85 Датчики давления, разрежения и разности давлений с электрическими аналоговыми выходными сигналами ГСП. Общие технические условия;

Стандарт предприятия СТ-1-АПТ3000-v.1 с изменением №1 от 9 июля 2022 г.

Изготовитель

Компания Duon System Co, Ltd, Южная Корея
Адрес: 298-29, Gongdan- Ro, Gunpo-SI, Gyeonggi-Do, Korea 15809
Телефон: +82-2-860-7900, +82-2-860-7980
E-mail: autrol@duon.co.kr

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие
«Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)
Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское ш., д. 88, стр.8
Телефон (факс): +7 (495) 491-78-12
E-mail: sittek@mail.ru
Web-сайт: kip-mce.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311313.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» апреля 2023 г. № 730

Регистрационный № 76403-19

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МПЗ Агро-Белогорье»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МПЗ Агро-Белогорье» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ) и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ-3, на основе приемника сигналов точного времени от глобальных навигационных сигналов систем ГЛОНАСС/GPS. УСВ-3 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от сервера БД с периодичностью не реже 1 раза в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 1 с.

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

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ: 001.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии не ниже 12.1, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110/10кВ Крапивенская								
1	КТП № 1 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
2	КТП № 1 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
3	КТП № 2 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
4	КТП № 2 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
5	КТП № 3 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	КТП № 3 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
7	КТП № 4 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ Кл. т. 0,5 Ктт 2500/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
8	КТП № 4 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ Кл. т. 0,5 Ктт 2500/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
9	КТП № 5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ Кл. т. 0,5 Ктт 2500/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
10	КТП № 5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ Кл. т. 0,5 Ктт 2500/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
11	КТП № 6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
12	КТП № 6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	КТП № 7 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
14	КТП № 7 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
15	КТП № 8 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
16	КТП № 8 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
17	КТП № 9 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ Кл. т. 0,5 КТТ 2500/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
18	КТП № 9 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ Кл. т. 0,5 КТТ 2500/5 Рег. № 64182-16 ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 2500/5 Рег. № 75076-19	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	КТП № 10 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ Кл. т. 0,5 КТТ 2500/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
20	КТП № 10 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП Кл. т. 0,5 КТТ 2500/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
21	КТП № 11 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 51624-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,4	±5,9
22	КТП № 11 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 51624-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	активная	±1,0	±3,4	
					реактивная	±2,4	±5,9	
23	КТП № 12 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ Кл. т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.L2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	активная	±1,0	±3,5	
					реактивная	±2,4	±5,9	
24	КТП № 12 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ Кл. т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.L2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	активная	±1,0	±3,5	
					реактивная	±2,4	±5,9	

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 24 от минус 10 до плюс 40 °С. 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. 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.	

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	24
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
- параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	Т-0,66	30
Трансформатор тока	ТШЛ	26
Трансформатор тока	ТШП-0,66	1
Трансформатор тока	ТШП	3
Трансформатор тока	ТШЛ-СЭЩ	6
Трансформатор тока	ТТИ	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	22
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.L2	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	2019.001.АСКУЭ.МПЗ-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МПЗ Агро-Белогорье», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерения

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СбытЭнерго»

(ООО «СбытЭнерго»)

ИНН 3123367220

Юридический адрес: 308000, Белгородская обл., г. Белгород, ул. 3-го Интернационала, д. 40

Адрес: 308009, Белгородская обл., г. Белгород, ул. Николая Чумичова, д. 37

Телефон: +7 (4722) 23-09-99

Факс: +7 (4722) 33-54-90

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» апреля 2023 г. № 730

Регистрационный № 78807-20

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТВ

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТВ (далее - трансформаторы) предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в установках переменного тока промышленной частоты с номинальным напряжением 110 и 220 кВ.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на использовании явления электромагнитной индукции, т.е. на создании ЭДС переменным магнитным полем. Первичный ток, протекая по первичной обмотке, создает в магнитопроводе вторичной обмотки магнитный поток, который в свою очередь вызывает появление во вторичной обмотке 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 – встроенные, применяются для работы внутри конструкции элегазового бакового выключателя, а также устанавливаются на вводах ячеек элегазовых комплектных распределительных устройств.

Первичной обмоткой трансформатора является проходящий через ввод токоведущий стержень. Вторичные обмотки размещаются на тороидальных сердечниках, выполненных из ленты электротехнической стали. Для получения различных коэффициентов трансформации вторичная обмотка имеет несколько ответвлений. Выводы вторичных обмоток должны быть подключены к клеммным колодкам шкафов управления.

Трансформаторы изготавливаются в следующих модификациях: ТВ – 110, ТВ – 220, которые отличаются габаритными размерами и массой.

Рабочее положение трансформаторов в пространстве - любое.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено, знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится в паспорт.

На трансформаторах размещена табличка технических данных. Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на табличку технических данных методом термотрансферной печати.

Общий вид трансформаторов, место нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 1.

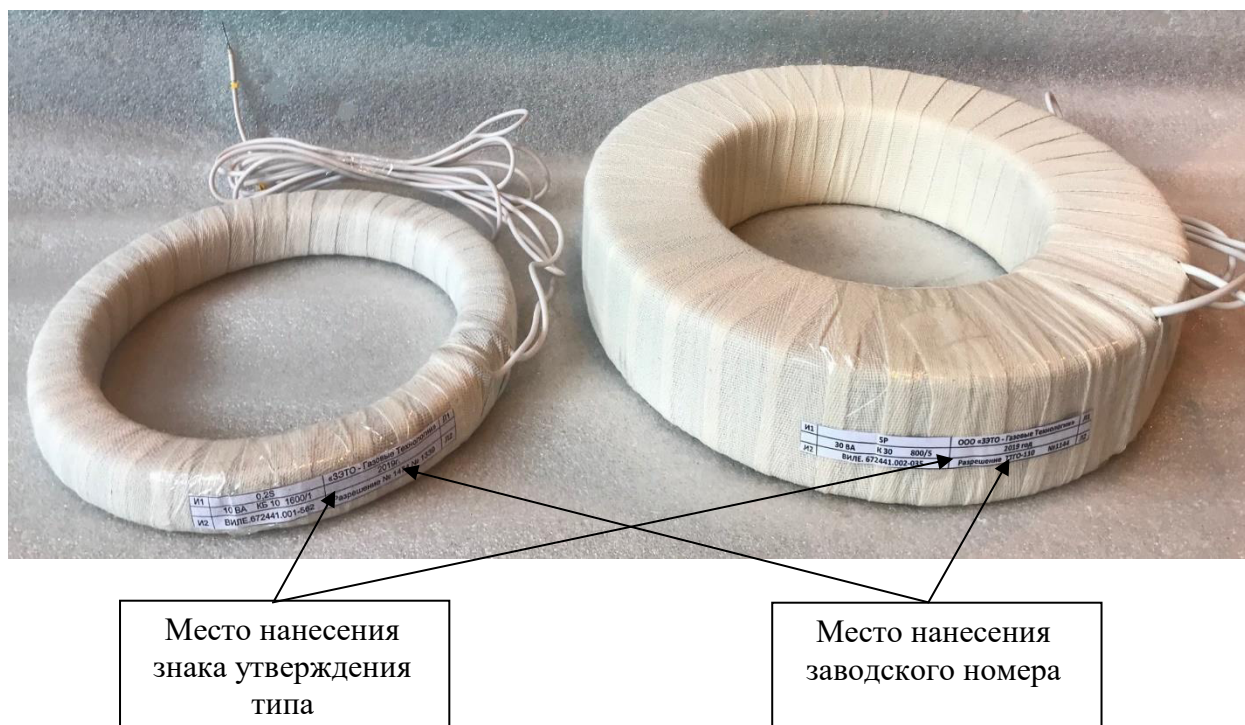


Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов тока ТВ, таблички с указанием места нанесения знака утверждения типа, заводского номера

Пломбирование трансформаторов тока ТВ не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций	
	ТВ - 110	ТВ - 220
Номинальное напряжение ввода, кВ	110	220
Номинальный первичный ток ($I_{1ном}$), А	от 50 до 4000	
Диапазон первичных токов, % от значения $I_{1ном}$	от 1 до 200	
Номинальный вторичный ток ($I_{2ном}$), А	1 и/или 5	
Класс точности вторичных обмоток для измерений и учета	0,2; 0,5; 0,2S; 0,5S	
Класс точности вторичных обмоток для защиты	5P; 10P; 5PR; 10PR, TPY, TPZ	
Номинальная вторичная нагрузка с индуктивно-активным коэффициентом мощности $\cos \varphi_2 = 0,8$, В·А	от 3 до 100	
Номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos \varphi_2 = 1$, В·А	0,5; 1; 2; 2,5; 5	
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты	от 10 до 40	
Номинальный коэффициент безопасности приборов вторичных обмоток для измерений	от 5 до 20	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций	
	ТВ - 110	ТВ - 220
Габаритные размеры, мм: - наружный диаметр - внутренний диаметр - высота	от 180 до 500 от 150 до 300 от 10 до 200	от 300 до 700 от 225 до 550 от 10 до 200
Масса, кг	от 5 до 100	
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ2	
Средний срок службы, лет	40	
Средняя наработка до отказа, ч	$2 \cdot 10^6$	

Знак утверждения типа

наносится на табличку технических данных трансформатора методом термотрансферной печати, на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение		Количество
Трансформатор тока	ТВ - 110	ТВ - 220	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ВИЛЕ.672441.008РЭ		1 экз. на партию из 3 шт.
Паспорт	ВИЛЕ.672441.008-02	ВИЛЕ.672441.008-10	1 экз.
Методика поверки	-		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

пункт 1.4 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации ВИЛЕ.672441.008РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2768 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»;

ГОСТ 8.217–2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;

ТУ 3414-110-49040910-2013 Трансформаторы тока ТВ. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЗЭТО-Газовые Технологии»

(ООО «ЗЭТО-Газовые Технологии»)

ИНН 6025033520

Адрес: 182113, Псковская обл., г. Великие Луки, пр-т Октябрьский, д. 79

Испытательный центр

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

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

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» апреля 2023 г. № 730

Регистрационный № 84109-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1524

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1524 (далее – СИКН) предназначена для измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

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

При прямом методе динамических измерений массу брутто нефти измеряют непосредственно с применением расходомера массового Promass. Выходные электрические сигналы расходомера массового Promass поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти вычисляет автоматизированное рабочее место оператора, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей в испытательной лаборатории, массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды в нефти с применением преобразователя содержания объемной доли воды в нефти или по результатам определения массовой доли воды в испытательной лаборатории.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), системы сбора, обработки информации и управления (далее – СОИ) и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

Измерительные компоненты из состава СИКН, участвующие в измерениях массы нефти, контроле и измерениях показателей качества нефти, приведены в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации СИКН на измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Основные измерительные компоненты, применяемые в составе СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Расходомеры массовые Promass (модификация 300) (далее – РМ)	68358-17
Преобразователи давления измерительные КМ35	71088-18
Преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3200	37667-13
Датчики давления серии АМ-2000	35035-14
Датчики давления Метран-150	32854-13
Датчики температуры Rosemount 644	63889-16
Датчики температуры AUTROL модели АТТ2100	70157-18
Влагомеры поточные модели L	56767-14
Преобразователи плотности и расхода CDM	63515-16
Расходомер-счетчик ультразвуковой	57762-14
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 (далее – ИВК)	75139-19
Системы управления модульные В&R X20	57232-14

В состав СИКН входят показывающие измерительные компоненты давления и температуры утвержденных типов.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массового расхода и массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности;
- вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей в испытательной лаборатории, массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды в нефти с применением преобразователя содержания объемной доли воды в нефти или по результатам определения массовой доли воды в испытательной лаборатории;
- автоматические измерения плотности, содержания воды в нефти;
- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего РМ с применением контрольно-резервного РМ, применяемого в качестве контрольного;
- проведение КМХ и поверки РМ с применением передвижной поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров нефти, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа установкой паролей разного уровня доступа.

Установка пломб на СИКН и нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрены.

Заводской номер СИКН нанесен лазерной гравировкой на фирменную табличку, размещенную перед входом в блок-бокс СИКН.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН.

ПО СИКН реализовано в ИВК и автоматизированных рабочих местах (АРМ) оператора СИКН с аттестованным программным обеспечением (ПО) «ГКС Расход НТ» на базе промышленного компьютера, сведения о которых приведены в таблице 2. ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях СИКН в целях утверждения типа.

Метрологические характеристики СИКН указаны с учетом влияния ПО.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК	АРМ оператора «ГКС Расход НТ»
Идентификационное наименование ПО	EMC07.Metrology.dll	ГКС Расход НТ
Номер версии (идентификационный номер ПО)	PX.7000.01.07	4.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	332C1807	70796488

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 20 до 270
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,1 до 6,3
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 $\pm$ 22 (однофазное), 380 $\pm$ 38 (трехфазное) 50 $\pm$ 1

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Показатели качества измеряемой среды: - температура измеряемой среды, °С - вязкость кинематическая измеряемой среды при температуре +20 °С, мм ² /с (сСт), не более - плотность измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³ - массовая доля воды, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - массовая доля механических примесей, %, не более	от 0 до +50 10,0 от 740 до 860 0,5 100 0,05
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С: - внутри помещения средства обработки информации - внутри помещения СИКН	от +10 до +35 от +10 до +30
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	периодический
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульном листе инструкции по эксплуатации СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1524, заводской № 1230	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 1524	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 1524. ГКС-011-2022», регистрационный номер в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2022.44732

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИНВЕСТКАПИТАЛГРУПП»
(ООО «ИКГ»)
ИНН 1660200294
Адрес: 420073, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Волочаевская, д. 4, оф. 5.
E-mail: info@investcapital.group

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»)
ИНН 1655107067
Адрес: 420107, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д. 3.
Телефон: 8 (843) 221-70-00
Факс: 8 (843) 221-70-00
E-mail: mail@nppgks.com

Испытательный центр

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