

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 14 » _____ марта 2025 г. № 507

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средства 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.	Датчики давления	СДД 01	1573	40834-14	-	-	МП 231-0024-2014	-	-	28.10.2024	Общество с ограниченной ответственностью «ИНГОРТЕХ» (ООО «ИНГОРТЕХ»), г. Екатеринбург	ФБУ «УРАЛТЕСТ», г. Екатеринбург
2.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 555	-	01	66169-16	-	МП 66169-16	-	МП 1689-14-2024	-	28.10.2024	Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань

											автономном округе - Югра, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»), г. Тюмень	
3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-17 г. Санкт-Петербург, Петергофское ш.98	-	010	67401-17	-	МП 67401-17	-	МИ 3000-2022	-	24.10.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учет Проект» (ООО «АКУП»), г. Москва	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск
4.	Приборы щитовые цифровые электроизмерительные	ЩП02, ЩП72, ЩП96, ЩП120	04490	68259-17	-	-	ОПЧ.140.342 МП с изменением №2	-	-	09.10.2024	Открытое акционерное общество «Электроприбор» (ОАО «Электроприбор»), г. Чебоксары	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
5.	Система измерений количества и показателей качества нефти на УПН Сузунского месторождения	-	652	68668-17	-	МП 0573-14-2017	-	МП-027-2024	-	15.10.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ» (ООО «СНГ»), Московская обл., г. Щелково	ООО «НГМ», г. Белгород
6.	Система автоматизированная	-	АУВП.4117 11.ФСК.РИ К.008.28	69282-17	-	-	РТ-МП-1355-500-2022	-	-	15.11.2024	Филиал Акционерного общества	ООО «Энергокомплекс»,

	информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Юктали										«Россети Электросетьсервис» - Восток (филиал АО «Россети Электросетьсервис» - Восток), г. Хабаровск	Челябинская обл., г. Магнитогорск
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Холбон	-	АУВП.4117 11.ФСК.РИ К.023.02	69791-17	-	РТ-МП-4845-500-2017	-	МП-176-2024	-	12.10.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ООО «ЭнерТест», Московская обл., г. Химки
8.	Система измерений количества и показателей качества нефти Сузунского месторождения АО «Сузун» на т.11 (заводской № 5609)	-	5609	77418-20	-	МП 0967-14-2019	-	МП-026-2024	-	20.11.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ» (ООО «СНГ»), Московская обл., г. Щелково	ООО «НГМ», г. Белгород
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Заводская	-	С036	81290-21	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), г. Москва	МП-011-2020	-	МП-177-2024	-	04.10.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ООО «ЭнерТест», Московская обл., г. Химки

10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Октябрьская	-	C019	82770-21	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), г. Москва	МП-027-2021	-	МП-178-2024	-	04.10.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ООО «ЭнерТест», Московская обл., г. Химки
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭК «Евразия» вторая очередь	-	002	86701-22	Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая компания «Евразия» (ООО «ЭК «Евразия»), г. Екатеринбург	-	МП-012-2022		-	07.11.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая компания «Евразия» (ООО «ЭК «Евразия»), г. Екатеринбург	ООО «МетроСервис», г. Красноярск
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс»	-	01	92971-24	-	-	МП-312235-246-2024	-	-	22.11.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Ремтехсервис» (ООО «Ремтехсервис»), г. Чебоксары	ООО «Энергокомплекс», Челябинская обл., г. Магнитогорск

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2025 г. № 507

Регистрационный № 68668-17

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти на УПН Сузунского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти на УПН Сузунского месторождения (далее – система) предназначена для измерений массы и показателей качества нефти при учетных операциях АО «Сузун».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с применением преобразователей объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные сигналы преобразователей поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти, входного и выходного коллекторов, блока поверочной установки, системы дренажа и системы обработки информации.

Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на систему и эксплуатационными документами ее компонентов.

Система состоит из измерительных каналов объема, плотности, вязкости, температуры, давления, объемной доли воды в нефти, объемного расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти.

В состав системы входят средства измерений утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав системы

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде
Преобразователи расхода жидкости НТМ модели НТМ06 (далее – ТПР)	56812-14
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-15

Окончание таблицы 1

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	52638-13
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
Влагомеры нефти поточный УДВН-1пм	14557-15
Ротаметр Н 250	48092-11
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (далее – ИВК)	53852-13

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

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение объемного расхода и вычисление массы брутто нефти за установленные интервалы времени;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей в испытательной лаборатории, массовой доли воды, определенной в испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды влагомером нефти поточным;
- автоматическое измерение разности давления нефти на фильтрах, избыточного давления, температуры и плотности нефти, объемной доли воды в нефти, объемного расхода нефти через блок измерений показателей качества нефти;
- измерение температуры и давления нефти с применением показывающих средств измерений;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) ТПР с применением установки поверочной СР;
- проведение КМХ рабочих ТПР по контрольно-резервному ТПР, применяемому в качестве контрольного;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматизированное и/или ручное управление регулирующей и запорной арматурой;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- местный контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на результаты измерений, поверки, КМХ;
- сбор продуктов дренажа из оборудования и трубопроводов;
- отображение, регистрацию и архивирования результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, средства измерений снабжены средствами защиты в соответствии с МИ 3002-2006 «ГСП. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Установка пломб и нанесение знака поверки на систему не предусмотрено. Заводской номер системы нанесен металлографическим методом на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе блока технологического, в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы реализовано в ИВК и компьютерах автоматизированного рабочего места оператора. Идентификационные данные указаны в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	АРМ оператора с комплексом ПО «ФОРВАРД PRO»			ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.2	4.0.0.4	4.0.0.2	PX.7000.01.09
Цифровой идентификатор ПО	1D7C7BA0	E0881512	96ED4C9B	1B8C4675

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы и параметры измеряемой среды приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через систему, м ³ /ч	от 60 до 860
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	3(2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Режим работы системы	непрерывный
Параметры измеряемой среды:	
Измеряемая среда	нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление нефти, МПа - расчетное - минимальное рабочее - максимальное рабочее	4,0 0,4 3,4
Диапазон температуры нефти, °С	от +25 до +65
Диапазон плотности нефти в рабочем диапазоне температур, кг/м ³	от 780 до 830

Окончание таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Диапазон кинематической вязкости нефти в рабочем диапазоне температуры, сСт	от 2,0 до 10,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22; 380±38 50±1
Условия эксплуатации: - температура наружного воздуха, °С - температура воздуха в блоке технологическом, °С, не ниже	от -56 до +33,3 от +8 до +34 (+18 во время присутствия обслуживающего персонала)

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации системы.

Комплектность средства измерений

приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти на УПН Сузунского месторождения, зав. № 652	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти на УПН Сузунского месторождения», регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2024.49060.

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» (п. 6.1.1);

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 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» (часть 2);

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)
ИНН 7736545870
Адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А
Юридический адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное,
ул. Донбасская, д. 2, стр. 10, ком. 611
Тел.: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51
E-mail: ims@imsholding.ru

Испытательные центры

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»
Тел.: (843) 272-70-62; факс: (843) 272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

Общество с ограниченной ответственностью «Нефтегазметрология» (ООО «НГМ»)
Адрес: 308009, г. Белгород, ул. Волчанская д. 167
Телефон: +7(4722) 402-111, факс: +7(4722) 402-112
E-mail: info@oilgm.ru
Web-сайт: www.oilgm.ru;
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312851.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2025 г. № 507

Регистрационный № 68259-17

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы щитовые цифровые электроизмерительные ЩПО2, ЩП72, ЩП96, ЩП120

Назначение средства измерений

Приборы щитовые цифровые электроизмерительные ЩПО2, ЩП72, ЩП96, ЩП120 в зависимости от исполнения предназначены для измерений и преобразований силы переменного тока, напряжения переменного тока и частоты в однофазных и трехфазных электрических сетях переменного тока в выходные унифицированные сигналы постоянного тока и передачи измеренных значений через последовательный цифровой интерфейс RS485.

Описание средства измерений

Принцип действия приборов щитовых цифровых электроизмерительных ЩПО2, ЩП72, ЩП96, ЩП120 (далее по тексту – приборы) основан на аналого-цифровом преобразовании входных величин и последующем расчете параметров электрической сети. Приборы обеспечивают передачу измеренных и вычисляемых параметров по цифровому интерфейсу RS485. Варианты поддерживаемых стандартных протоколов обмена: ModBus RTU, ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006.

Приборы щитовые цифровые электроизмерительные ЩПО2 также могут применяться совместно с ПИД-регуляторами и тиристорными преобразователями. Принцип работы таких приборов заключается в последовательном аналогово-цифровом преобразовании, цифровой фильтрации и фиксации амплитудного значения переменного, одно- и двухполупериодно-выпрямленного напряжения.

Приборы обеспечивают отображение измеренных параметров на цифровых семисегментных индикаторах в различных комбинациях, в зависимости от заказа.

В зависимости от исполнения приборы для отображения результатов измерения могут иметь следующие виды отсчетных устройств (ОУ):

- цифровое ОУ;
- цифровые и дискретно-аналоговые ОУ (приборы ЩП120).

Приборы ЩП120 могут иметь исполнение с цветной комбинированной индикацией.

Для прибора ЩП120 предусмотрена возможность программирования порогов изменения цвета индикации цифрового и дискретно-аналогового ОУ.

Приборы могут иметь исполнение без цифрового интерфейса RS485.

Приборы имеют единичные светодиодные индикаторы для указания дополнительной информации о текущих отображаемых параметрах и режимах работы прибора.

В зависимости от исполнения приборы имеют возможность выбора вида отображаемых на индикаторах текущих параметров от кнопок управления на передней панели или с помощью меню настроек. Приборы имеют возможность оперативного

изменения яркости свечения через цифровой интерфейс RS485 с помощью программы конфигуратора и/или от кнопки управления на передней панели.

Возможность обмена информацией по интерфейсу RS485, наличие выходных аналоговых сигналов постоянного тока и дискретных выходов позволяют использовать приборы в автоматизированных системах различного назначения.

Приборы могут применяться для работы в составе технических средств атомных станций (ТС АС) в соответствии с классом безопасности 4 по НП-001-15.

Приборы являются одноканальными однопредельными и имеют исполнения (в зависимости от заказа), отличающиеся по габаритным размерам, диапазонам входных напряжений, диапазонам измерений, напряжению питания, наличию интерфейса, дискретным и аналоговым выходам, цвету индикаторов, классу точности, эксплуатационному исполнению, специсполнению.

Приборы имеют возможность программирования положения десятичной точки, уровня контролируемых значений входных сигналов (уставок), оперативного изменения яркости свечения цифровых индикаторов.

Приборы имеют гальваническую развязку между цепями питания, входными и выходными цепями.

Приборы выпускаются в виде нескольких модификаций: ЩП02, ЩП72, ЩП96, ЩП120, отличающихся габаритными размерами. Информация об исполнении прибора (в зависимости от заказа) содержится в коде полного условного обозначения:

ЩПа – b1, b2 – c – d – e – f – g – h – i, где

a – исполнение прибора (по размеру передней рамки, мм);

b1 – условное обозначение диапазона входного сигнала основного индикатора;

b2 – условное обозначение диапазона измерений частоты входного сигнала дополнительного индикатора;

c – условное обозначение напряжения питания;

d – наличие интерфейса RS485;

e – условное обозначение аналоговых и дискретных выходов;

f – цвет индикаторов;

g – класс точности;

h – эксплуатационное исполнение;

i – специсполнение.

Приборы имеют единый конструктив: ударопрочный, пылезащищенный, пластмассовый корпус щитового крепления. Приборы работоспособны при установке в любом положении. Приборы не имеют подвижных частей и являются виброустойчивыми и вибростойкими.

Приборы соответствуют требованиям к рабочим условиям (механические воздействия) по группе 4 ГОСТ 22261-94.

Доступ к внутренним частям приборов возможен только с нарушением пломб/этикеток.

Приборы являются восстанавливаемыми, ремонтируемыми изделиями.

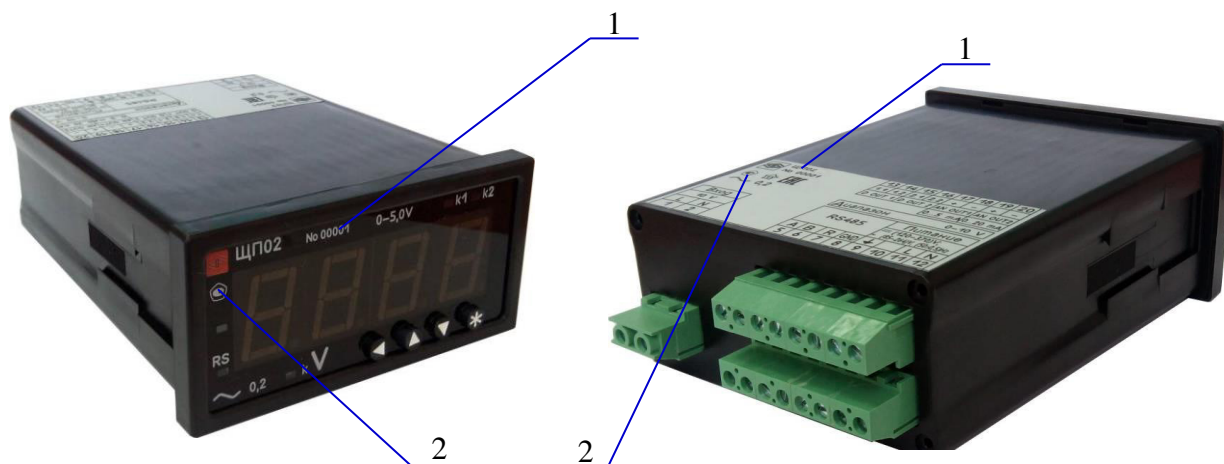
Общий вид приборов с указанием мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа приведены на рисунках 1 – 4.

Пломбирование осуществляется путем наклеивания пломбы-наклейки (разрушающейся полиэфирной пленки) для ограничения доступа к местам настройки (регулировки) приборов как указано на рисунке 5.

Знак поверки и клеймо ОТК наносится на пломбы-наклейки, как указано на рисунке 5, способ нанесения - штамп.

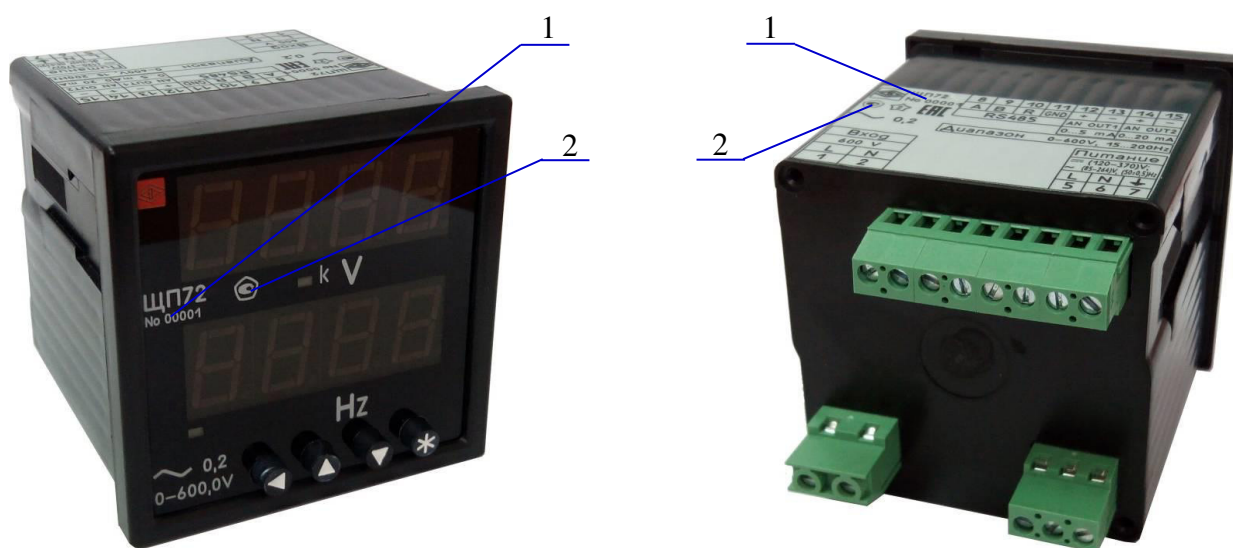
Места нанесения заводских (серийных номеров) – в верхней части лицевой панели и информационная этикетка на корпусе; способ нанесения – печать; формат – цифровой (символ «№» и 5 цифр).

Места нанесения знака утверждения типа – в верхней части лицевой панели и информационная этикетка на корпусе, способ нанесения – печать.



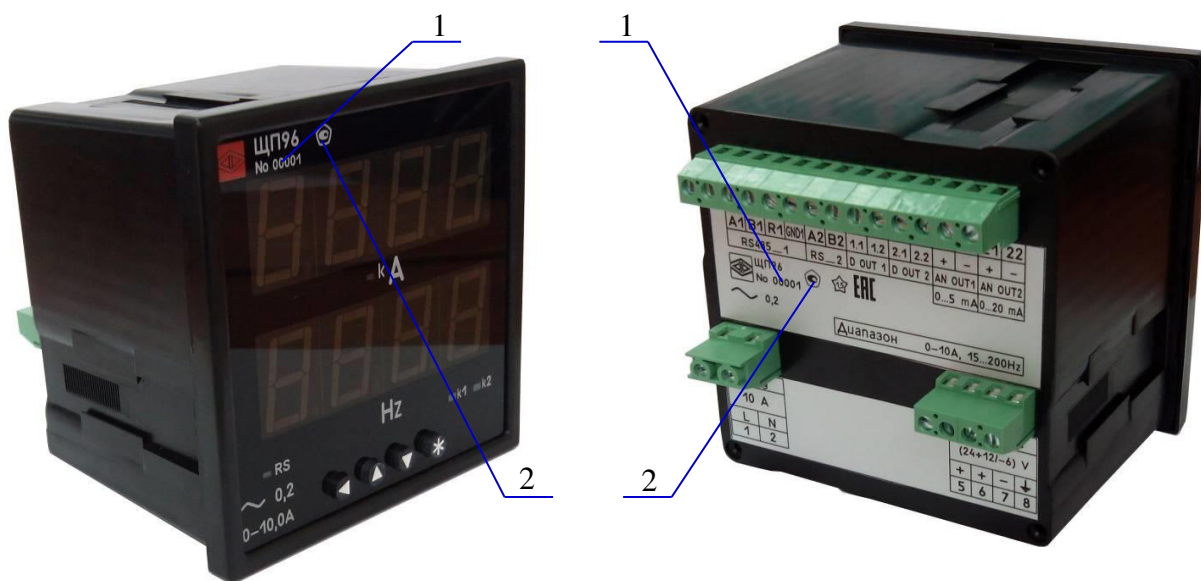
- 1 – место нанесения заводского номера
2 – место нанесения знака утверждения типа

Рисунок 1 – Общий вид приборов ЩП02 с указанием мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа



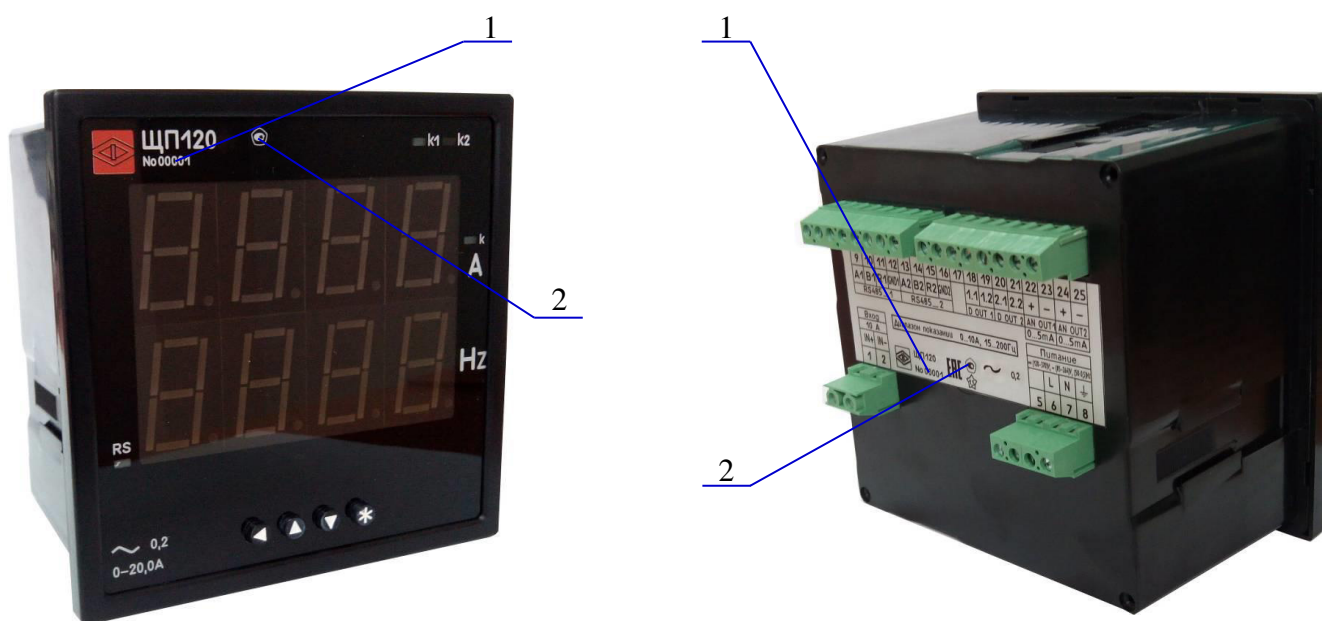
- 1 – место нанесения заводского номера
2 – место нанесения знака утверждения типа

Рисунок 2 – Общий вид приборов ЩП72 с указанием мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа



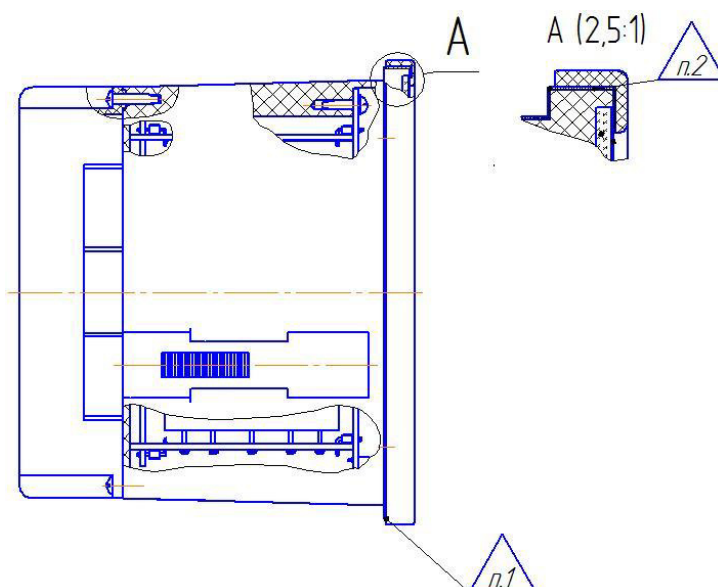
- 1 – место нанесения заводского номера
2 – место нанесения знака утверждения типа

Рисунок 3 – Общий вид приборов ЩП96 с указанием мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа



- 1 – место нанесения заводского номера
2 – место нанесения знака утверждения типа

Рисунок 4 – Общий вид приборов ЩП120 с указанием мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа



- п. 1 – место клейма ОТК
п. 2 – место нанесения знака поверки

Рисунок 5 – Места пломбирования путем нанесения клейма ОТК и знака поверки на пломбу-наклейку

Программное обеспечение

Приборы оснащены микропроцессором, в память которого записано метрологически значимое встроенное программное обеспечение (ВПО), калибровочные коэффициенты и значения программируемых параметров. Доступ к микропроцессору возможен только после вскрытия прибора с нарушением пломб.

При проведении санкционированных регламентных работ, программируется диапазон показаний и, при необходимости, проводится калибровка (формируются калибровочные коэффициенты). При изменении диапазона показаний производится отметка в паспорте, которая содержит установленный диапазон показаний, дату и подпись ответственного исполнителя. Изменение диапазона показаний или проведение калибровочных работ не ведет к изменению контрольной суммы ВПО.

Сведения об идентификационных данных ПО представлены в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	RmsMeterInd.hex	s85_shchp02_72.hex *
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже v3.3.00	Не ниже 3.3.12 *
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм md5)	77b485652c5330e94b0ee8b98d1e76ab	8217e3dbf5f494d3cebf2c613bc24bae *
* для ЩПО2, применяемые совместно с ПИД-регуляторами и тиристорными преобразователями		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики приборов

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений входного сигнала с номинальным значением в пределах ¹⁾	от 100 мВ до 750 В или от 2 мА до 20 А
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений напряжения и силы переменного тока, % (класс точности по ГОСТ 8.401-80)	$\pm 0,2$ или $\pm 0,5$ (0,2 или 0,5)
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений частоты напряжения и силы переменного тока, Гц: - в диапазоне частот от 15 до 100 Гц - в диапазоне частот от 100 до 850 Гц	$\pm 0,01$ $\pm 0,1$
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразования напряжения и силы переменного тока, частоты в выходной аналоговый сигнал, % (класс точности по ГОСТ 8.401-80)	$\pm 0,5$ (0,5)
Примечания ¹⁾ Диапазон измерений входного сигнала находится в пределах от 0 до $1,2 \cdot U_n$ или от 0 до $1,2 \cdot I_n$, где U_n – номинальное значение напряжения, I_n – номинальное значение силы тока. Номинальное значение напряжения и силы тока находится в пределах диапазона измерений. Нормирующее значение при определении основной приведенной погрешности измерений равно номинальному значению. Номинальное значение входного сигнала выбирается потребителем	

Нормирующие значения при определении основной приведенной погрешности преобразования напряжения и силы переменного тока, частоты в выходной аналоговый сигнал представлены в таблице 3.

Диапазоны изменений выходного аналогового сигнала представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Диапазоны изменений и нормирующие значения выходного аналогового сигнала

Условное обозначение аналогового выхода	Диапазон изменений выходного аналогового сигнала, мА	Нормирующее значение выходного аналогового сигнала, мА
А	от 0 до 5	5
В	от 4 до 20	20
С	от 0 до 20	20

Приборы имеют возможность изменения диапазона преобразования входного сигнала в пределах диапазона измерений потребителем в процессе эксплуатации.

Пределы допускаемых дополнительных погрешностей, вызванных воздействием влияющих величин, представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Пределы допускаемых дополнительных погрешностей, вызванных воздействием влияющих величин

Наименование влияющей величины	Диапазон значений влияющей величины	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений и преобразования, не более
Изменение температуры окружающего воздуха от нормальной	от –40 до +10 °С; от +30 до +70 °С	0,5 предела допускаемых основных погрешностей
Изменение относительной влажности от нормальной	от 80 до 98 % (при температуре +35 °С)	

Таблица 5 – Технические характеристики приборов

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания от однофазной сети переменного тока частотой от 47 до 53 Гц, В: - исполнение 220ВУ - исполнение 230В	от 85 до 305 от 85 до 305
Напряжение питания от сети постоянного тока, В: - исполнение 220ВУ - исполнение 24ВН - исполнение 12ВН - исполнение 5ВН	от 100 до 430 от 18 до 36 от 9 до 18 от 4,5 до 9
Мощность, потребляемая приборами от цепи питания при номинальных значениях входных сигналов, В·А, не более: - для приборов ЩП02, ЩП72 с напряжением питания 5ВН, 12ВН, 24ВН - для приборов ЩП96, ЩП120 с напряжением питания 5ВН, 12ВН, 24ВН - для приборов с исполнением без RS485 с напряжением питания 220ВУ, 230В - для приборов с напряжением питания 220ВУ, 230В	2,5 3,0 4,0 5,0
Масса прибора, кг, не более: - для ЩП02 - для ЩП72 - для ЩП96 - для ЩП120	0,4 0,2 0,5 0,5
Габаритные размеры, мм, (длина×высота×глубина), не более: - для ЩП02 - для ЩП72 - для ЩП96 - для ЩП120	96×48×148 72×72×103 96×96×103 120×120×103
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа (мм. рт. ст.)	от +10 до +30 от 30 до 80 от 84 до 106,7 (от 630 до 795)

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при +35 °С, % - атмосферное давление, кПа (мм. рт. ст.)	от –40 до +70 98 от 70 до 106,7 (от 525 до 795)
Максимальные параметры коммутации дискретных выходов: - напряжение постоянного тока, В - напряжение переменного тока, В - сила постоянного тока, мА - сила переменного тока, мА	350 250 200 200
Средняя наработка до отказа, ч	200000
Средний срок службы, лет, не менее	20
Срок сохранности в упаковке и выполненной изготовителем консервации, лет, не менее	1
Среднее время восстановления работоспособности прибора, включая конфигурирование, часов, не более	3
Примечания: 1 Приборы с напряжением питания 12ВН и 24ВН имеют защиту от неправильного подключения полярности напряжения питания; 2 Приборы (кроме ЩП72) обеспечивают резервирование питания для исполнений с напряжением питания 12ВН и 24ВН; 3 Приборы соответствуют требованиям безопасности по ГОСТ 22261-94, ГОСТ ИЕС 61010-1-2014, включая безопасность обслуживающего персонала в части защиты от поражения электрическим током, опасной температуры, воспламенения; 4 По пожарной безопасности приборы соответствуют ГОСТ 12.1.004-91.	

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель и информационную этикетку прибора, титульные листы Руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Прибор щитовой цифровой электроизмерительный (исполнение – по заказу)	ЩПхх	1 шт.
Комплект монтажных частей	—	1 шт.
Паспорт	0ПЧ.468.689 (ЩП02); 0ПЧ.468.688 (ЩП72) 0ПЧ.468.687 (ЩП96); 0ПЧ.468.686 (ЩП120)	1 экз.
Руководство по эксплуатации	0ПЧ.140.342 РЭ	1 экз. ¹⁾
Примечание – ¹⁾ допускается один экземпляр на партию из 10 шт.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации 0ПЧ.140.342 РЭ в разделе 3 «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 14014-91 Приборы и преобразователи измерительные цифровые напряжения, тока, сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний;

ГОСТ 24855-81 Преобразователи измерительные тока, напряжения, мощности, частоты, сопротивления аналоговые. Общие технические условия;

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия;

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17 марта 2022 г. № 668 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц»;

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

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

ТУ 26.51.43-235-05763903-2017 Приборы щитовые цифровые электроизмерительные ЩП02, ЩП72, ЩП96, ЩП120. Технические условия.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Электроприбор» (ОАО «Электроприбор»)
ИНН 2128002051

Место нахождения и адрес юридического лица: 428020, Чувашская Республика – Чувашия, г. Чебоксары, пр-кт И.Я. Яковлева, д. 3

Адрес деятельности: 428020, Чувашская Республика – Чувашия, г. Чебоксары, пр-кт И.Я. Яковлева, д. 3

Телефон: +7 (8352) 39-99-18, 39-99-71

Факс: + 7 (8352) 562-562

E-mail: support@elpribor.ru

Web-сайт: www.elpribor.ru

Испытательные центры

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Место нахождения: 117546, г. Москва, Харьковский пр-д, д. 2, эт. 2, помещ. I, ком. 35, 36

Адрес: 117546, г. Москва, Харьковский пр-д, д.2, эт. 2, помещ. I, ком. 35, 36

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311390.

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

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

Телефон: +7 (495) 437-55-77

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2025 г. № 507

Регистрационный № 86701-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭК «Евразия» вторая очередь (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 двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

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

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленные на присоединениях, указанных в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) «Альфа-Центр», автоматизированные рабочие места операторов АИИС КУЭ, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, обработку и хранение ее, передачу отчетных документов.

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности; вычисленные мгновенные значения усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

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

Обмен информацией между счетчиками и сервером происходит по GPRS. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков производится в автономном режиме с использованием переносного компьютера (ноутбука) через опто-порт счетчиков.

Для ИК №4.1, 4.2 данные о 30-минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии 1 раз в сутки поступают от системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Новотроицкая, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений №74495-19 в ИВК АИИС КУЭ в заданном формате по электронной почте.

Для ИК № 4.3 данные о 30-минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии 1 раз в сутки поступают от системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новотроицкий завод хромовых соединений», рег. №33511-06 в ИВК АИИС КУЭ в заданном формате по электронной почте.

На верхнем – втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка.

АРМ субъекта оптового рынка в автоматическом режиме по сети Internet по протоколу TCP/IP с использованием электронной подписи (далее по тексту - ЭП) осуществляет передачу информации в заинтересованные организации в соответствии с Приложением 11.1.1. «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации единого времени в системе в состав ИВК входит УССВ-2 (Рег. №54074-13), время которого синхронизировано с национальной шкалой координированного времени UTC (SU). Синхронизация времени часов сервера с временем УССВ-2 осуществляется каждые 30 мин, коррекция осуществляется раз в 12 ч при расхождении времени УССВ-2 с показаниями часов сервера более, чем на 1 с.

Сравнение времени часов счетчиков и времени часов сервера происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в сутки; коррекция осуществляется при расхождении времени часов счетчика и сервера на величину более чем 1 с.

Синхронизация измерительных компонентов ИК № № 4.1, 4.2 происходит по СОЕВ системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Новотроицкая.

Синхронизация измерительных компонентов ИК № № 4.3 происходит по СОЕВ системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новотроицкий завод хромовых соединений».

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

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 002. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, типографским способом. Сведения о форматах, способах и местах нанесения

заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Метрологически значимая часть ПО
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 3.

Таблица 2 – Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ
1	2	3	4	5	6
1.1	ПС 110 кВ Огнеупорная, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 29	ТОЛ-10-I-2 КТ 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 47959-16	НАМИТ-10-1 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-97	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1 Рег. № 50460-18	УССВ-2 Рег. № 54074-13
1.2	ПС 110 кВ Огнеупорная, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 24	ТОЛ-10-I-2 КТ 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 47959-16	НТМИ-6-66 У3 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
2.1	ПС 110 кВ Огнеупорная, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 27	ТОЛ-10-I-2 КТ 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 47959-16	НАМИТ-10-1 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-97	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 КТ 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
2.2	ПС 110 кВ Огнеупорная, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 28	ТОЛ-10-I-2 КТ 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 47959-16	НТМИ-6-66 У3 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 КТ 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
3.1	ТП-40 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-60 КТ 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3.2	ТП-40 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ-60 КТ 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13
3.3	ТП-45 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 КТ 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 58385-20	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	
4.1	ПС 220 кВ Новотроицкая, КРУН 10 кВ, 1 С 10 кВ, яч.7, КЛ 10 кВ Новотроицкая- Птицефабрика Восточная 1 цепь	ТОЛ-СЭЩ КТ 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ КТ 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-12	
4.2	ПС 220 кВ Новотроицкая, КРУН 10 кВ, 2 С 10 кВ, яч.2, КЛ 10 кВ Новотроицкая- Птицефабрика Восточная 2 цепь	ТОЛ-СЭЩ КТ 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ КТ 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
4.3	ЦРП 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 41	ТЛО-10 КТ 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК КТ 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
5.1	ПС 35 кВ МТРЗ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 13, Ввод 6 кВ Т-1	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛП.4-6 кл.т 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 46738-11	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	
5.2	ПС 35 кВ МТРЗ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 2, Ввод 6 кВ Т- 2	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛП.4-6 кл.т 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 46738-11	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5.3	ПС 35 кВ МТРЗ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 1Б	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛП.4-6 кл.т 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 46738-11	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13
5.4	ПС 35 кВ МТРЗ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 16	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛП.4-6 кл.т 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 46738-11	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
5.5	ПС 35 кВ МТРЗ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 9	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛП.4-6 кл.т 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 46738-11	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
5.6	ПС 35 кВ МТРЗ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 11	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛП.4-6 кл.т 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 46738-11	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
5.7	ПС 35 кВ МТРЗ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 6	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛП.4-6 кл.т 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 46738-11	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
6.1	КВЛ-10 кВ фидер №3, опора 3000/3, ПКУ-10 кВ	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-11	НОЛ-НТЗ-10 кл.т 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 69605-17	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
7.1	ПС 35 кВ Летняя, КРУН-6 кВ, яч.15, ввод 6 кВ Т-1	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 47958-11	НАМИТ-6 У2 кл.т 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51198-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
7.2	ПС 35 кВ Летняя, КРУН-6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
8.1	КРУН-24-1 10 кВ, СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ в сторону ТП-2173 10 кВ	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 69604-17	СЕ308 кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	
8.2	КРУН-24-1 10 кВ, СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ в сторону ТП-2173 10 кВ	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 69604-17	СЕ308 кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9.1	ТП-43 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 8	ТОЛ-СВЭЛ-10 кл.т 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 42663-09	ЗНОЛП.4-10 кл.т 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	УССВ-2 Рег. № 54074-13
9.2	ВРУ-0,4 кВ АБК КЛ-0,4 кВ в сторону БССС Т2 Мобайл	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-02 PBR.G КТ 1/2 Рег. №75755-19	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков на аналогичные утверждённых 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 ИВК на аналогичное утверждённого типа.

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

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

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 ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности (δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (δ), %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTS (SU), с
1	2	3	4	5
1.1 – 1.2, 2.1 – 2.2, 9.1	Активная Реактивная	± 1,5 ± 2,7	± 3,1 ± 5,3	±5
3.1 – 3.3	Активная Реактивная	± 1,3 ± 2,3	± 3,0 ± 5,2	
5.3-5.7, 4.2, 4.1, 7.1	Активная Реактивная	± 1,5 ± 2,7	± 3,1 ± 5,3	
5.1 - 5.2	Активная Реактивная	± 1,5 ± 2,7	± 3,1 ± 5,3	
4.3	Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,6	± 2,9 ± 4,6	
6.1	Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,6	± 2,9 ± 4,6	
7.2	Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 1,9 ± 3,7	
8.1, 8.2	Активная Реактивная	± 1,5 ± 2,7	± 3,1 ± 4,6	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
9.2	Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,2$	$\pm 5,4$ $\pm 8,0$	± 5

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК АИИС КУЭ установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от $I_{\text{ном}} \cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК № 1.1 – 9.2 от плюс 10 до плюс 30 до °С

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИИК	24
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +20 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УССВ, сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 до 0,8 от -40 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег. №36697-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. №36697-12): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05МК.00, ПСЧ-4ТМ.05МК.12 (рег. №50460-18, №46634-11, №64450-16): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05М.16 (рег. №36355-07): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220 000 2 165 000 2 165 000 2 140 000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
Электросчетчики СЕ308 (рег. №59520-14): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики Меркурий 234 (рег. №75755-19): - 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 УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	400 000 2 320 000 2 80 000 1 74 500 2
Глубина хранения информации Электросчетчики: тридцатиминутные приращения активной и реактивной электроэнергии каждого массива профиля составляет, суток, не менее Сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	35 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование ИВК АИИС КУЭ с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте и сотовой связи.

Регистрация событий:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10- I-2	8
Трансформатор тока	ТТИ-60	6
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	16
Трансформатор тока	ТОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-1	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП.4-6	8
Трансформатор напряжения	НОЛ-НТЗ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-6 У2	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП.4-10	3
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	6
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.12	7
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.16	3
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	1
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЕ308	2
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Меркурий 234 ARTMX2-02 PBR.G	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	ПО АльфаЦентр	1
Паспорт-формуляр	АИИС. 2.1.0524.002 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «Евразия», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая компания «Евразия»
(ООО «ЭК «Евразия»)

ИНН 6658533224

Адрес: 620131, г. Екатеринбург, ул. Фролова, д. 31, оф. 18

Телефон: +7 (343) 216-00-01

Факс: +7 (343) 216-00-01

E-mail: info@ek-ea.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая компания «Евразия»
(ООО «ЭК «Евразия»)

ИНН 6658533224

Адрес: 620131, г. Екатеринбург, ул. Фролова, д. 31, оф. 18

Телефон: +7 (343) 216-00-01

Факс: +7 (343) 216-00-01

E-mail: info@ek-ea.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, д. 6а

Телефон: +7 (391) 224-85-62

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 «14» марта 2025 г. № 507

Регистрационный № 82770-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер С019. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-2 - Октябрьская I цепь с отпайками (С-13)	TG кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 75894-19	ЗНОГ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-2 - Октябрьская II цепь с отпайками (С-14)	TG кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 75894-19	ЗНОГ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 110 кВ Октябрьская - Аэропорт с отпайкой на ПС Озерная (С-229)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S Ктт = 500/5 рег. № 56255-14	ЗНОГ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ВЛ 110 кВ Городская - Октябрьская I цепь с отпайками (С-17)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S Ктт = 500/5 рег. № 56255-14	ЗНОГ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 110 кВ Городская - Октябрьская II цепь с отпайками (С-18)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S Ктт = 500/5 рег. № 56255-14	ЗНОГ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	КВЛ 110 кВ Октябрьская - Левобережная I цепь с отпайками (С-227)	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 рег. № 59982-15	ЗНОГ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
7	КВЛ 110 кВ Октябрьская - Левобережная II цепь с отпайками (С-228)	ТВГ-110 кл.т 0,2 Ктт = 1000/5 рег. № 22440-07	ЗНОГ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
8	КВЛ 110 кВ Октябрьская - Левобережная III цепь с отпайкой на ПС Академгородок (С-224)	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 рег. № 59982-15	ЗНОГ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	КЛ 110 кВ Октябрьская - Университет №1	VIS WI кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 37750-08	ЗНОГ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
10	КЛ 110 кВ Октябрьская - Университет №2	VIS WI кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 37750-08	ЗНОГ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
11	ОВ-110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 рег. № 74600-19	ЗНОГ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
12	1АТ 1сек. 10 кВ	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 3000/5 рег. № 1423-60	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 83128-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
13	1АТ 3сек. 10 кВ	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 3000/5 рег. № 1423-60	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	2АТ 2сек. 10 кВ	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 3000/5 рег. № 1423-60	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 83128-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
15	2АТ 4сек. 10 кВ	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 3000/5 рег. № 1423-60	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
16	1 ТСН 6 кВ	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 150/5 рег. № 83411-21	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
17	2 ТСН 6 кВ	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 150/5 рег. № 83411-21	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-6, 8-11 (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
7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	0,9	0,6	0,5
	0,8	-	1,2	0,7	0,6
	0,5	-	2,0	1,2	0,9
12-14, 16-17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
15 (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

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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-6, 8-11 (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
7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	1,9	1,1	1,0
	0,5	-	1,3	0,8	0,8
12-14, 16-17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
15 (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
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-6, 8-11 (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
7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	0,9	0,9
	0,5	-	2,1	1,3	1,1
12-14, 16-17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
15 (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

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} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100}$ %	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120}$ %
1-6, 8-11 (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
7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	2,3	1,7	1,6
	0,5	-	1,8	1,5	1,4
12-14, 16-17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
15 (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
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °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

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока встроенный	ТВГ-110	3
Трансформатор тока	TG	6
Трансформатор тока	VIS WI	6
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. МЗ	9
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТГМ	6
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	12
Трансформатор напряжения	ЗНОГ	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	17
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Комплекс измерительно- вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.С019-ФО ред. 2	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Октябрьская», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@fsk-ees.ru

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

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: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@fsk-ees.ru

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 129327, г. Москва, ул. Коминтерна, д. 7, к. 2, ком. 504

Телефон: +7 (499) 991-19-91

E-mail: info@enertest.ru

Web-сайт: www.enertest.ru

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2025 г. № 507

Регистрационный № 69282-17

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Юктали (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) 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 АУВП.411711.ФСК.РИК.008.28. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО (АИИС КУЭ) (Метроскоп)). СПО (АИИС КУЭ) (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 Р 50.2.077-2014.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО (АИИС КУЭ) (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

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

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	ПС 220 кВ Юктали, ОРУ-35 кВ Ввод Т-1 35 кВ	ТГМ кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 220 кВ Юктали, ОРУ-35 кВ Ввод Т-2 35 кВ	ТГМ кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
3	ПС 220 кВ Юктали, ОРУ-35 кВ, 1с-35 кВ, ВЛ- 35 кВ "Юктали- Нюкжа №1".	ТВ-3ТМ кл.т 0,5S К _{тт} = 100/5 рег. № 78965-20	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
4	ПС 220 кВ Юктали, ОРУ-35 кВ, 2 с-35 кВ, ВЛ-35 кВ "Юктали-Нюкжа №2".	ТВ-3ТМ кл.т 0,5S К _{тт} = 100/5 рег. № 78965-20	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ПС 220 кВ Юктали, ЗРУ-10 кВ, 2с-10 кВ, яч.11	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 2473-00	НАЛИ-СЭЩ кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ПС 220 кВ Юктали, ЗРУ-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.14	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 2473-00	НАЛИ-СЭЩ кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
7	ПС 220 кВ Юктали, ЗРУ-10 кВ, 2с-10 кВ, яч.17	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
8	ПС 220 кВ Юктали, ЗРУ-10 кВ, 2с-10 кВ, яч.19	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 2473-00	НАЛИ-СЭЩ кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
9	ПС 220 кВ Юктали, Шкаф учета №1 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ростелеком №1	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 20/5 рег. № 17551-06	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-06		
10	ПС 220 кВ Юктали, Шкаф учета №2 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ростелеком №2	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 20/5 рег. № 17551-06	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-06		
11	ПС 220 кВ Юктали, ВРУ-0,4 кВ, п.№1, КЛ-0,4 кВ МТС №1	-	-	Альфа А1140 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 33786-07		
12	ПС 220 кВ Юктали, ВРУ-0,4 кВ, п.№2, КЛ-0,4 кВ МТС №2	-	-	Альфа А1140 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 33786-07		

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, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
5, 6, 8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
3, 4, 7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
9, 10 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
11, 12 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	1,1	0,6	0,6
	0,8	-	1,1	0,6	0,6
	0,5	-	1,1	0,7	0,7
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			
		$\delta_2\%$,	$\delta_{5(10)}\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_{5(10)}\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
5, 6, 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
3, 4, 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
9, 10 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,7	2,8	1,8	1,8
	0,5	3,2	1,9	1,4	1,3
11, 12 (Счетчик 1,0)	0,8	-	1,5	1,1	1,1
	0,5	-	1,2	1,1	1,1

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	5	6
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
5, 6, 8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
3, 4, 7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
9, 10 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
11, 12 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	1,6	1,3	1,3
	0,8	-	1,7	1,4	1,4
	0,5	-	1,7	1,5	1,5
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			
		$\delta_2\%$,	$\delta_{5(10)}\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_{5(10)}\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
5, 6, 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
3, 4, 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
9, 10 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	6,0	3,5	2,4	2,2
	0,5	4,3	2,7	2,0	1,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
11, 12 (Счетчик 1,0)	0,8	-	3,4	3,2	3,2
	0,5	-	3,2	3,2	3,2
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 Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК № 11, 12 при измерении реактивной электрической энергии нормируются от $I_{10\%}$. 3 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 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 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: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325L: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 100000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТГМ	6
Трансформатор тока	ТВ-ЗТМ	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	2
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	10
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1140	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1
Комплекс измерительно- вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.008.28ФО	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 Юктали», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314868.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 Информационные технологии. 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 – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательные центры

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

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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

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

ИНН 7444052356

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2, помещ. 1, ком. № 510.

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2025 г. № 507

Регистрационный № 92971-24

Лист № 1
Всего листов 20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной и потребленной отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределением функций измерения.

АИИС КУЭ решает следующие функции:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодически (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в центры сбора и обработки информации (ЦСОИ) смежных субъектов оптового рынка;
- предоставление, по запросу, контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – смежных участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени), соподчинённой национальной шкале времени.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер ИВК, устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

На уровне ИВК обеспечивается:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- автоматическое выполнение коррекции времени;
- сбор данных о состоянии средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);
- возможность масштабирования долей именованных величин электрической энергии;
- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений в течение 3,5 лет;
- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;
- передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений на вышестоящие уровни, заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ);
- безопасность хранения данных и ПО в соответствии с ГОСТ Р 52069.0–2013;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- диагностика работы технических средств и ПО;
- разграничение прав доступа к информации;
- измерение времени и синхронизацию времени от СОЕВ.

АРМ обеспечивает представление в визуальном виде и на бумажном носителе следующей информации:

- отпуск или потребление активной и реактивной мощности, усредненной за 30-минутные интервалы по любой линии или объекту за любые интервалы времени;
- показатели режимов электропотребления;
- максимальные значения мощности по линиям и объектам по всем зонам суток и суткам;
- допустимый и фактический небаланс электрической энергии за любой контролируемый интервал времени.

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

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии по проводным линиям связи поступает на верхний уровень АИИС КУЭ (сервер ИВК).

На верхнем – втором уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер ИВК формирует и передает данные субъектам ОРЭМ в формате XML в соответствии с регламентами ОРЭМ по электронной почте.

ИИК, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени с приемником сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS.

Часы УССВ синхронизированы с приемником сигналов точного времени. УССВ обеспечивает коррекцию часов сервера ИВК. Коррекция часов сервера ИВК производится при расхождении часов сервера ИВК и времени УССВ более чем на ± 1 с. Сервер ИВК осуществляет коррекцию времени счетчиков. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера ИВК более чем на ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 01 средства измерений указывается в паспорте типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведены в паспорте на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», которое обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами «АльфаЦЕНТР».

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.1
Цифровой идентификатор ПО (ac_metrology2.dll)	39989384CC397C1B48D401302C722B02
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав ИК

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	Чебоксарская ТЭЦ-2, ТГ-1	ТШВ15Б 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-20-63 18000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
2	Чебоксарская ТЭЦ-2, ТГ-2	ТШВ15Б 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
3	Чебоксарская ТЭЦ-2, ТГ-3	ТШЛ20Б-1 8000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-20-63 18000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
4	Чебоксарская ТЭЦ-2, ТГ-4	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
21	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 220 кВ, яч. 1	ТВ-220-I У2 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 64181-16	НКФ-220-58 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 87519-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
22	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 220 кВ, яч. 3	ТВ-220-I У2 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 64181-16	НКФ-220-58 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 87519-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
23	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 220 кВ, яч. 4	ТВ-220-I У2 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 64181-16	НКФ-220-58 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 87519-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0107050159 Рег. № 27524-04	
24	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 4	ТВ-110-I-2 У2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
25	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 12	ТВ-110-I-2 У2 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
26	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 10	ТВ-110-I-2 У2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
27	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 20	ТВ-110-I-2 У2 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
28	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 21	ТВ-110-I-2 У2 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСЦБ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
29	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 23	ТВ-110-I-2 У2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
30	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 22	ТВ-110-I-2 У2 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
31	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 9	ТВ-110-I-2 У2 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
32	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 15	ТВ-110-I-2 У2 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
33	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 26	ТВ-110-I-2 У2 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
34	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 25	ТВ-110-I-2 У2 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
35	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 8	ТВ-110-I-2 У2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
36	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 7	ТВ-110-I-2 У2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
37	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 18	ТВ-110-I-2 У2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
38	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 17	ТВ-110-I-2 У2 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
39	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 104	ТВЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
40	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 107	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСЦБ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
41	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 108	ТОЛ-10-I-2 У2 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
42	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 109	ТВЛМ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
43	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 110	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
44	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 111	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
45	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 112	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
46	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 113	ТВЛМ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
47	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 117	ТОЛ-ЭС-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 34651-07	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
48	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 118	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-11	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
49	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 202	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
50	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 203	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСЦБ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
51	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 204	ТЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
52	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 205	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
53	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 207	ТВЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
54	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 208	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
55	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 209	ТЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
56	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 210	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
57	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 211	ТВЛМ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
58	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 212	ТОЛ-10-І-2 У2 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 940 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
59	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 216	ТОЛ-10-І-2 У2 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
60	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 217	ТПЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 2363-68	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	УСЦБ-2 Пер. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
61	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 218	ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1276-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
62	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 304	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
63	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 305	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
64	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 306	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
65	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 307	ТЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 2473-69	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
66	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 308	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 32139-11	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
67	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 309	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
68	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 310	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
69	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 311	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
70	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 312	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСБВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
71	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 315	ТВЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
72	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 316	ТОЛ-10-I-8 У2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-11	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
73	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 317	ТЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
74	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 319	ТПОЛ10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
75	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 322	ТОЛ-ЭС-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 34651-07	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
76	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 323	ТПОЛ10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
77	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 324	ТЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
78	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 402	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
79	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 403	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
80	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 404	ТОЛ-10-I-8 У2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-11	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСЦБ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
81	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 405	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
82	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 408	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
83	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 409	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
84	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 410	ТВЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
85	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 416	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
86	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 418	ТПОЛ10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
87	Чебоксарская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ МНС, п. 3	Т-0,66 У3 40/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9504-84	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
88	Чебоксарская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ МНС, п. 20	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
89	Чебоксарская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ МНС, п. 21	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
90	Чебоксарская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ производстве нного корпуса МНС	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСБВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
91	Чебоксарская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ производстве нного корпуса МНС, п. 4	Т-0,66 У3 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
92	Чебоксарская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ производстве нного корпуса МНС, п. 2	Т-0,66 У3 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
94	Чебоксарская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ МНС, п. 17	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
95	Чебоксарская ТЭЦ-2, Силовая сборка №1 узла нейтрализации и ХВО	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
96	Чебоксарская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ ЦРМ, п. № 7	Т-0,66 У3 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
97	Новочебокса рская ТЭЦ-3, ТГ-1	ТШВ-15 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1836-63	ЗНОМ-15-63 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
101	Новочебокса рская ТЭЦ-3, ТГ-5	ТШВ15Б 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
102	Новочебокса рская ТЭЦ-3, ТГ-6	ТШЛ20Б-1 8000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
103	Новочебокса рская ТЭЦ-3, ТГ-7	АОН-F 8000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 43946-10	УКМ 24/3 10500/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51204-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
114	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 5	ТЛО-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСБВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
115	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 3	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
116	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 4	ТПОЛ10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
117	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 7	ТОЛ-СЭЦ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
118	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 10	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
119	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 16	ТВЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
120	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 17	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
121	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 18	ТЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
122	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 24	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
123	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 27	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
124	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 33	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
125	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 37	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
126	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 43	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСЦБ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
127	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 44	ТЛО-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
128	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 47	ТПЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
129	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 50	ТЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
130	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 53	ТЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
132	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 58	ТЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
133	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 35 кВ, яч. 1	ТПЛ-35-3 УХЛ2 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
134	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 35 кВ, яч. 6	ТПЛ-35-3 УХЛ2 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	ф. А: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 67628-17 ф. В: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14 ф. С: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
136	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 35 кВ, яч. 8	ТПЛ-35-3 УХЛ2 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	ф. А: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 67628-17 ф. В: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14 ф. С: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
137	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 35 кВ, яч. 12	ТПЛ-35-3 УХЛ2 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	ф. А: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 67628-17 ф. В: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14 ф. С: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
138	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 35 кВ, яч. 15	ТПЛ-35-3 УХЛ2 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
139	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 110 кВ, яч. 10	ТВ-110-I-1 УХЛ2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
140	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 110 кВ, яч. 8	ТВ-СВЭЛ-110 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 67627-17	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
141	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 110 кВ, яч. 14	ТВ-110-VI УХЛ2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССБ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
142	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 110 кВ, яч. 12	ТВ-110-VI УХЛ2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
143	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 110 кВ, яч. 3	ТВ-110-VI УХЛ2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
144	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 110 кВ, яч. 6	ТВ-110-VI УХЛ2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
145	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 110 кВ, яч. 5	ТВ-110-I-1 УХЛ2 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
146	Новочебоксарская ТЭЦ-3, Щит ПТВМ ВК, п. ВК-2-2, Мегафон	Т-0,66 У3 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 17551-03	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
147	Новочебоксарская ТЭЦ-3, Щит ПТВМ ВК, п. ВК-2-2, Вымпелком	Т-0,66 У3 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 17551-03	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
150	Новочебоксарская ТЭЦ-3, Щит 0,4 кВ мазутосклада	Т-0,66 У3 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
156	Новочебоксарская ТЭЦ-3, Сборка калориферов машзала № 3	-	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
157	Новочебоксарская ТЭЦ-3, Щит 0,4 кВ маслоаппаратной	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
159	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 35 кВ, яч. 3	ТПЛ-35-3 УХЛ2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-11	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 Ш-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
160	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 35 кВ, яч. 14	ТПЛ-35-3 УХЛ2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-11	ф. А: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 Ш-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 67628-17 ф. В: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 Ш-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14 ф. С: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 Ш-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

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, указанных в таблице 3.

2. Допускается замена УССВ на аналогичное, утвержденного типа.

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

4. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в таблице 1.

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, %	Границы погрешности в рабочих условиях, %
1	2	3	4
1, 2, 40, 51, 53, 60, 62, 86, 97, 101	Активная	±1,1	±5,5
	Реактивная	±2,3	±2,9
3, 4, 102	Активная	±0,8	±2,4
	Реактивная	±1,6	±1,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
21-23, 39, 41-50, 52, 54-59, 61, 63-71, 73-79, 81-85, 115, 116, 118-126, 128-130, 132	Активная	$\pm 1,1$	$\pm 5,5$
	Реактивная	$\pm 2,3$	$\pm 2,8$
24-38, 72, 139, 142, 145	Активная	$\pm 1,1$	$\pm 4,8$
	Реактивная	$\pm 2,3$	$\pm 3,0$
88-92, 95, 96	Активная	$\pm 1,0$	$\pm 5,6$
	Реактивная	$\pm 2,1$	$\pm 3,5$
80, 103, 114, 117, 127	Активная	$\pm 1,1$	$\pm 4,8$
	Реактивная	$\pm 2,3$	$\pm 2,8$
133, 134, 136-138, 159, 160	Активная	$\pm 0,9$	$\pm 4,7$
	Реактивная	$\pm 2,0$	$\pm 2,9$
140, 141, 143, 144	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 5,1$
	Реактивная	$\pm 2,5$	$\pm 4,1$
146, 147	Активная	$\pm 0,8$	$\pm 5,3$
	Реактивная	$\pm 1,9$	$\pm 2,8$
87, 94, 150, 157	Активная	$\pm 1,0$	$\pm 5,6$
	Реактивная	$\pm 2,1$	$\pm 4,1$
156	Активная	$\pm 0,6$	$\pm 1,9$
	Реактивная	$\pm 1,1$	$\pm 3,3$
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания:

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

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	120
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 1 до 120 от 49,8 до 50,2 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ, ТН и счетчиков электрической энергии °С температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -40 до +60 от -10 до +55 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 2 70000 1
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 о состоянии средств измерений, лет, не менее	100 10 3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметризации или изменений конфигурации;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера ИВК:
 - параметризации или изменений конфигурации счетчика;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере ИВК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Пломбирование АИИС КУЭ не предусмотрено.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	19
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	83
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.09	5
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03.09	7
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.08	2
Трансформатор тока	ТШВ15Б	9
Трансформатор тока	ТШЛ20Б-1	9
Трансформатор тока	ТВ-220-I У2	9
Трансформатор тока	ТВ-110-I-2 У2	45
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	58
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I-2 У2	6
Трансформатор тока	ТОЛ-ЭС-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	3
Трансформатор тока	ТПОЛ10	26
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТЛМ-10	18
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	39
Трансформатор тока	ТШВ-15	3
Трансформатор тока	АОН-F	3
Трансформатор тока	ТПЛ-35-3 УХЛ2	16
Трансформатор тока	ТВ-110-I-1 УХЛ2	6
Трансформатор тока	ТВ-СВЭЛ-110	3
Трансформатор тока	ТВ-110-VI УХЛ2	12
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-20-63	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	15
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	12
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	4
Трансформатор напряжения	УКМ 24/3	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1	6
Сервер ИБК	ProLiant DL360 Gen10	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Паспорт	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс», аттестованном ООО «Энергокомплекс», г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»)

ИНН 6315376946

Юридический адрес: 143421, Московская обл., г.о. Красногорск, тер. автодорога Балтия, км 26-й, д. 5 стр. 3, оф. 506

Телефон: +7 (8352) 22-52-05

E-mail: info@tplusgroup.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»)

ИНН 6315376946

Адрес места осуществления деятельности: 428022, Чувашская Республика - Чувашия, г. Чебоксары, Марпосадское ш., д. 4

Юридический адрес: 143421, Московская обл., г.о. Красногорск, тер. автодорога Балтия, км 26-й, д. 5 стр. 3, оф. 506

Телефон: +7 (8352) 22-52-05

E-mail: info@tplusgroup.ru

Испытательный центр:

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

ИНН 7444052356

Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2, помещ. 1, ком. № 510

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23

Телефон: +7 (351) 951-02-67

E-mail: encomplex@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2025 г. № 507

Регистрационный № 69791-17

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСР.РИК.023.02. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Холбон - Харанорская ГРЭС I цепь (ВЛ-229)	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 20951-08	VCU-245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Холбон - Харанорская ГРЭС II цепь (ВЛ-231)	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 20951-08	VCU-245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 220 кВ Холбон - Харанорская ГРЭС III цепь (ВЛ-232)	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 20951-08	VCU-245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ОВ-220	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 20951-08	VCU-245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	АТ-1-110	SB 0,8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 20951-08	VCU-123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	АТ-2-110	SB 0,8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 20951-08	VCU-123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
7	ВЛ 110 кВ Холбон - Первомайская ТЭЦ с отпайкой на ПС Казаново (ВЛ-110-100)	SB 0,8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 20951-08	VCU-123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
8	ВЛ 110 кВ Холбон - Электрокотельная (ВЛ-110-11)	SB 0,8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 20951-08	VCU-123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
9	ВЛ 110 кВ Холбон - Казаново (ВЛ-110-12)	SB 0,8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 20951-08	VCU-123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
10	ВЛ 110 кВ Холбон - В Дарасун I цепь (ВЛ-110-13)	SB 0,8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 20951-08	VCU-123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ВЛ 110 кВ Холбон - В.Дарасун II цепь (ВЛ-110-14)	SB 0,8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 20951-08	VCU-123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
12	ВЛ 110 кВ Холбон - Чернышевск I цепь с отпайкой на ПС Нерчинск (ВЛ-110-15)	SB 0,8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 20951-08	VCU-123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
13	ВЛ 110 кВ Холбон - Чернышевск II цепь с отпайкой на ПС Нерчинск (ВЛ-110-16)	SB 0,8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 20951-08	VCU-123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ВЛ 110 кВ Холбон - Балей I цепь (ВЛ-110-19)	SB 0,8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 20951-08	VCU-123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
15	ВЛ 110 кВ Холбон - Балей II цепь (ВЛ-110-20)	SB 0,8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 20951-08	VCU-123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
16	Т-3-110	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 61432-15	VCU-123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
17	ОВ-110	SB 0,8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 20951-08	VCU-123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
18	ф-5. РРС-1	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
19	ф-6. Холбон	ТПЛ-10У3 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
20	ф-7. РРС-2	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
21	Ф-4. Арбагар	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
22	Ф-1. Волочаевка	ТЛО-10 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
23	Ф-3. Мирсаново	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
24	Ф-2. РЭП	ТОЛ-10 УТ2 кл.т 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 6009-77	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
25	В-РП-10-Т-3	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
26	ТП-0,1 10 кВ	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 20/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК кл.т 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
27	0,4 кВ ТСН-2-РП-10	ТОП-0,66 кл.т 0,2S К _{тт} = 20/5 рег. № 15174-06	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
28	0,4 кВ КТП-10 Промкотельная	Т-0,66 кл.т 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 36382-07	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
29	Щит 0,4 кВ ф. "Ревизионка"	ТТИ кл.т 0,5 К _{тт} = 150/5 рег. № 28139-07	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Примечания

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

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
4-17 (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
18, 20-21, 23, 25 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
19, 24 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
22 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
26 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
27 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S)	1,0	0,9	0,4	0,3	0,3
	0,8	1,1	0,6	0,4	0,4
	0,5	1,7	1,1	0,7	0,7
28-29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	0,9	0,6
	0,8	-	2,7	1,4	0,9
	0,5	-	5,3	2,6	1,8

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
4-17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,0	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
18, 20-21, 23, 25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,4	1,6	1,2	1,2
19, 24 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,2	1,5	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	0,9
26 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,9	2,3	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,0	1,0
27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S)	0,8	1,9	1,1	0,8	0,7
	0,5	1,4	0,9	0,6	0,6
28-29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,5	1,3	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
4-17 (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
18, 20-21, 23, 25 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3

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			
		$\delta_{1(2)}\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
19, 24 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
22 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
26 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
27 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S)	1,0	1,1	0,7	0,7	0,7
	0,8	1,2	0,9	0,7	0,7
	0,5	1,8	1,2	0,9	0,9
28-29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,3	2,7	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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1-3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
4-17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,7	1,7	1,2	1,2
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
18, 20-21, 23, 25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,4	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
19, 24 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,5
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
26 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,3	2,6	1,8	1,7
	0,5	2,8	1,7	1,3	1,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S)	0,8	2,7	1,6	1,1	1,0
	0,5	2,0	1,3	1,0	0,9
28-29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,3	1,7
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °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

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10У3	2
Трансформатор тока опорный	ТОП-0,66	3
Трансформатор тока измерительный на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	3
Трансформатор тока встроенный	SB 0,8	48
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	19
Трансформатор тока	ТОГФ	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УТ2	2
Трансформатор напряжения заземляемый	ЗНОЛ-ЭК	3
Трансформатор напряжения емкостной	VCU-123	6
Трансформатор напряжения емкостной	VCU-245	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	29
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.023.02ФО Ред.2	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 Холбон», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. 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: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Испытательные центры

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

E-mail: info@enertest.ru

Web-сайт: www.enertest.ru

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

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

Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207

Телефон: +7 (495) 109-09-22

E-mail: info@enertest.ru

Web-сайт: www.enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2025 г. № 507

Регистрационный № 40834-14

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики давления стационарные СДД 01

Назначение средства измерений

Датчики давления стационарные СДД 01 (далее по тексту - датчики) предназначены для измерений и непрерывного преобразования разности давлений (дифференциального давления) и абсолютного давления газов, а также избыточного давления газов и жидкостей, в выходной аналоговый или в цифровой сигнал.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на использовании зависимости между измеряемым давлением и упругой деформацией тензочувствительного элемента.

Под воздействием измеряемого давления тензочувствительный элемент деформируется, что приводит к изменению электрического сопротивления тензорезисторов и разбалансу мостовой схемы. При этом возникает электрический сигнал, пропорциональный измеряемому давлению, который поступает на встроенный микропроцессор датчика для усиления и преобразования в нормированный электрический выходной сигнал и в цифровой код значения измеряемого давления. Датчики оснащены жидкокристаллическим дисплеем, на котором индицируются результаты измерения давления в цифровом виде и светодиодным индикатором, сигнализирующим о наличии напряжения питания.

Датчики выпускаются в исполнениях со встроенными тензомодулями, предназначенными для измерений разности давлений газов и/или измерений абсолютного давления газов, и с выносным тензомодулем, предназначенным для измерений избыточного давления газов и жидкостей. В состав датчиков могут входить один или два измерительных канала.

Конструктивно датчики выполнены в виде единого корпуса, разделенного на аппаратное отделение, в котором расположены встроенные тензомодули, а также электронные платы микропроцессора, и отделение кабельных вводов, в котором расположены кнопки управления датчика и клеммы подключения выносного тензомодуля для измерений избыточного давления, источника питания и вторичных приборов. Аппаратное отделение и отделение кабельных вводов оборудованы съемными крышками. По степени защиты от воздействий твердых частиц, пыли и воды приборы соответствуют классу IP54 по ГОСТ 14254.

Датчики могут применяться в составе систем газоаналитических шахтных многофункциональных «Микон 1Р», «Микон III», Transmitton, Davis Derby, аппаратуре «КРУГ», с прочими устройствами и системами, совместимыми по электрическим характеристикам с датчиками СДД 01, а также в качестве автономного средства измерений.

Датчики имеют взрывозащищенное исполнение «искробезопасная электрическая цепь» и маркировку взрывозащиты PO Ex ia I Ma X по ГОСТ 31610.11-2014.

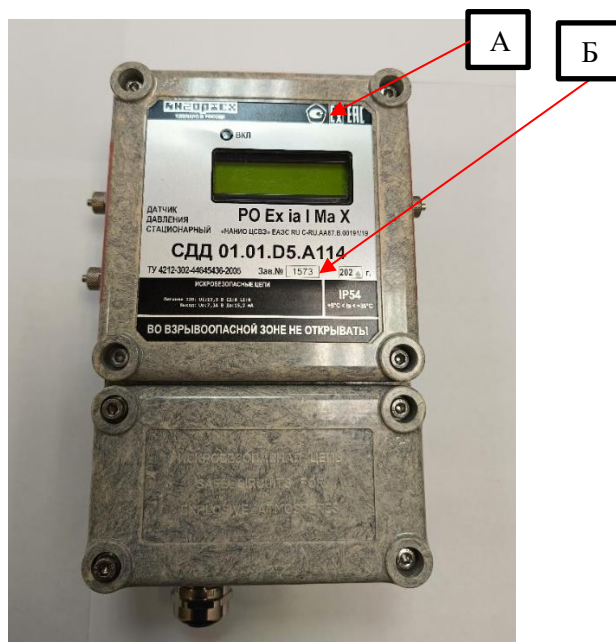
Заводской номер в виде цифрового кода наносится печатным методом

на лицевую панель корпуса.

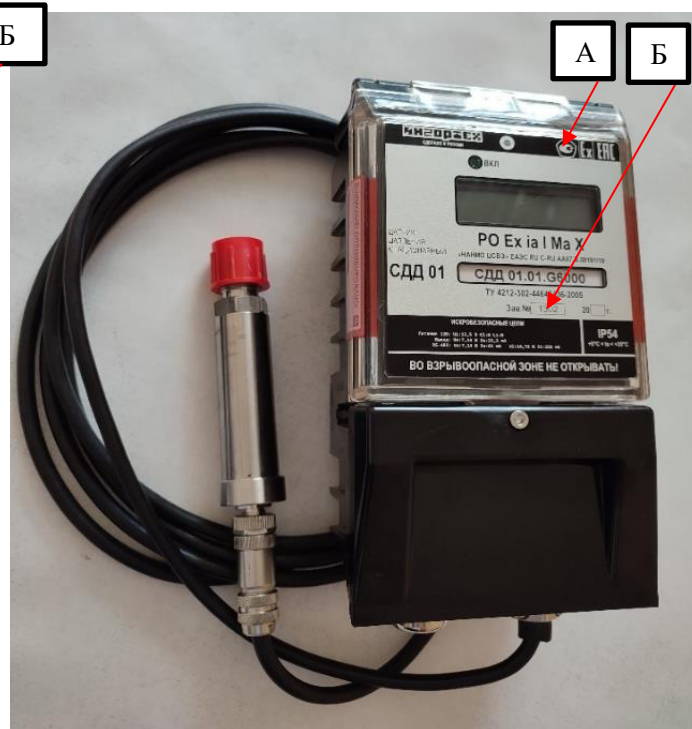
Общий вид датчиков, места нанесения заводского номера и знака утверждения типа, места пломбировки приведены на рисунке 1.

Предусмотрено пломбирование от несанкционированного доступа в виде пломбировочных наклеек с двух сторон на торцах пластикового корпуса датчиков, разрушающихся при вскрытии корпуса.

Нанесение знака поверки на датчики не предусмотрено.



а) датчики со встроенными тензомодулями разности давлений и/или абсолютного давления/избыточного давления



б) датчики с выносным тензомодулем

Рисунок 1 – Внешний вид датчиков давления стационарных СДД 01 с указанием мест пломбировки, мест нанесения знака утверждения типа (А), заводского номера (Б)



а) пример пломбировки торца корпуса

б) обозначение мест пломбировки

Рисунок 2 – Пример пломбировки датчиков с указанием мест пломбировки

Программное обеспечение

Датчики имеют встроенное программное обеспечение (ПО), разработанное изготовителем для обработки результатов измерений и управления работой датчика.

ПО выполняет следующие функции: выбор единицы измерения давления, выбор режима работы датчика, прием, обработка и отображение измерительной информации, формирование выходных сигналов; взаимодействие с пользователем посредством кнопок, установленные в отделении кабельных вводов. ПО позволяет проводить настройку параметров датчиков, автоматическую диагностику состояния приборов и вывод на экран сообщений об отказах тензомодулей. Критериями отказа являются отсутствие выходного сигнала, отсутствие отображения текущих измеряемых давлений на ЖКД и выход погрешности за установленные пределы.

Влияние встроенного ПО датчиков учтено при нормировании метрологических характеристик. Информация о версии ПО и контрольной сумме исполняемого кода доступна через меню датчика. Ограничение доступа к настройкам обеспечивается через пароль доступа в меню настройки.

Идентификационные данные встроенного ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	sdd.bin
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.5
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	0xA348
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных воздействий соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений* - дифференциального давления, кПа - абсолютного давления, кПа - избыточного давления, МПа	от 0 до 5,89/40/100/500/1000; от 53,2 до 114,4; от 26,6 до 199,5; от 60 до 200/500/1000/2500; от 0 до 0,6/1/2,5/6/10/25
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, % - дифференциального давления - абсолютного давления - избыточного давления	±2,0 ±2,0 ±2,0
Вариация показаний, % от диапазона измерений: - дифференциального давления - абсолютного давления - избыточного давления	1,0 1,0 1,0
Пределы дополнительной погрешности, вызванной изменением температуры нормальных условий окружающего воздуха в диапазоне рабочих температур на каждые 10 °С, % - дифференциального давления - абсолютного давления - избыточного давления	±1,0 ±1,0 ±1,0
Максимальное допускаемое испытательное давление, % - для встроенных тензодатчиков - для внешнего тензодатчика	200 150
* – по дополнительному заказу возможны изменения диапазонов измерений давлений в указанных пределах	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации*: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха (с конденсацией влаги), %, не более - атмосферное давление, кПа - содержание пыли, г/м ³ , не более	от +5 до +35 100 от 87,8 до 130,0 1,0
Габаритные размеры**, мм, не более: — длина — ширина — высота	190 100 320
Напряжение питания постоянного тока, В	от 9 до 15
Выходные сигналы: - напряжение постоянного тока, В - постоянный ток, мА - цифровой	от 0,4 до 2,0 от 0 до 5; от 1 до 5 RS-485
Потребляемая мощность, мВ·А, не более	180

Наименование характеристики	Значение
Выходные сигналы: - напряжение постоянного тока, В - постоянный ток, мА - цифровой	от 0,4 до 2,0 от 0 до 5; от 1 до 5 RS-485
Масса, г, не более	2700
Средняя наработка до отказа, ч	10000
Срок службы, лет	10
* – содержание агрессивных примесей должно быть в соответствии с санитарными нормами по ГОСТ 12.1.005 и уровнями ПДК; ** – без учета выносного тензомодуля	

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации, паспорта, печатным методом или другим способом на лицевую часть корпуса датчика.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик давления стационарный	СДД 01	1 шт.
Выносной тензопреобразователь	-	
Специальный торцевой ключ	-	1 шт.
Комплект крепежных элементов	-	1 компл.
Руководство по эксплуатации	РЭ 4212-302-44645436-2005	1 экз
Методика поверки	-	1 экз.
Паспорт	ПС 4212-302-44645436-2005	1 экз.
Примечание – Специальный торцевой ключ и методика поверки поставляются по одной штуке (экземпляру) на каждые пять датчиков, поставляемых в один адрес, но не менее одного на партию.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации РЭ 4212-302-44645436-2005.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 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»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 августа 2021 г. № 1904 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па»;

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

ТУ 4212-302-44645436-2005 «Датчик давления стационарный СДД 01. Технические условия».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Информационные горные технологии»
(ООО «ИНГОРТЕХ»)

ИНН 6659026925

Юридический адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Хохрякова, д. 100, оф. 1

Почтовый адрес: 620144, Свердловская обл., г. Екатеринбург, а/я 64

Тел.+7(343) 257-72-76, факс: +7(343)257-62-81

Испытательные центры

Государственный центр испытаний средств измерений Федерального
государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

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

Тел.: (812) 323-96-29, факс: (812) 323-96-30

Веб-сайт: www.vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30001-10.

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в Свердловской области»
(ФБУ «УРАЛТЕСТ»)

Адрес: 620075, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, стр. 2а

Тел.: 8 (343) 236-30-15

Факс: 8 (343) 350-40-81

E-mail: uraltest@uraltest.ru

Web-сайт: www.uraltest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30058-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2025 г. № 507

Регистрационный № 81290-21

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер С036. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1-Заводская с отпайками (С-1)	ТВУ-110-50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3182-72	НКФ 110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 77076-19; НКФ 110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ ЦРП Красмаш – Заводская (С-204)	ТВ-110 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 75879-19	НКФ 110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 77076-19; НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 76656-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-2 – Заводская I цепь с отпайками (С-209)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77076-19; НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325T рег. № 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12	
4	ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-2 – Заводская II цепь с отпайками (С-210)	ТВУ-110-50 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 3182-72	НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77076-19; НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 76656-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
5	ВЛ 110 кВ Заводская – ГПП-2 СЭС I цепь (С-219)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 74600-19	НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77076-19; НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
6	ВЛ 110 кВ Заводская – ГПП-2 СЭС II цепь (С-220)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 74600-19	НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77076-19; НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 76656-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ВЛ 110 кВ Заводская – Химволокно I цепь с отпайками (С-221)	ТВ-110/50 кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 3190-72	НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77076-19; НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
8	ВЛ 110 кВ Заводская – Химволокно II цепь с отпайками (С-222)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{тт} = 1000/1 рег. № 74600-19	НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77076-19; НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 76656-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
9	ОВ-110 кВ	ТВУ-110-50 кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 3182-72	НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77076-19; НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 76656-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
10	ф. 14-105	ТОЛ-СВЭЛ кл.т 0,5S К _{тт} = 1000/5 рег. № 70106-17	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 83128-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
11	ф. 14-106	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 83128-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
12	ф. 14-107	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	ф. 14-108	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 81713-21	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
14	ф. 14-109	ТЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 83128-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
15	ф. 14-116	ТОЛ-СВЭЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 70106-17	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
16	ф. 14-07	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 81713-21	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
17	ф. 14-08	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 81713-21	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
18	ф. 14-09	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 81713-21	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
19	ф. 14-10	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 81713-21	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
20	ф. 14-11	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 81713-21	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
21	ф. 14-12	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 81713-21	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
22	ф. 14-13	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 81713-21	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
23	ф. 14-15	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 81713-21	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
24	ф. 14-16	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 81713-21	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
25	ф. 14-18	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 81713-21	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
26	ф. 14-19	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 81713-21	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
27	ф. 14-20	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 81713-21	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
28	ф. 14-22	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 81713-21	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
29	ф. 14-24	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 81713-21	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
30	ф. 14-26	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 47959-16	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1 рег. № 31857-11		

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, 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
3, 5-6, 8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
7, 9, 13-14, 16-29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
10, 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
11-12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
30 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
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, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
3, 5-6, 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
7, 9, 13-14, 16-29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
10, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	3,9	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
11-12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,4	1,6	1,2	1,2
30 (Счетчик 1; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,8	1,5	1,5
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{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, 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
3, 5-6, 8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
7, 9, 13-14, 16-29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
10, 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
11-12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
30 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	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, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
3, 5-6, 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
7, 9, 13-14, 16-29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
10, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
11-12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,4	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
30 (Счетчик 1; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,1	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,5	3,3	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.

- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	6
Трансформатор тока	ТВ-110/50	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформатор тока опорный	ТОЛ	3
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	30
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТВУ-110-50	9
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	12
Трансформатор тока	ТВ-110	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	1
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	1
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57	5
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	30
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	4716016979.411711. С036.ПФ Ред.2	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Заводская», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

E-mail: info@fsk-ees.ru

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

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: +7 (495) 710-93-33

E-mail: info@fsk-ees.ru

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 141100, Московская обл., г. Щелково, Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-09-22

E-mail: info@enertest.ru

Web-сайт: www.enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2025 г. № 507

Регистрационный № 77418-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти Сузунского месторождения АО «Сузун» на т.11 (заводской № 5609)

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти Сузунского месторождения АО «Сузун» на т.11 (заводской № 5609) (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с применением счетчиков-расходомеров массовых. Выходные сигналы измерительных преобразователей счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

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

В составе СИКН применены средства измерений утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Типы СИ, применяемые в составе СИКН

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF400 с электронными преобразователями 2700 (далее по тексту - СРМ)	45115-16
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Датчики давления Метран-150	32854-13
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14
Преобразователи плотности и расхода CDM	63515-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 (далее по тексту - ИВК)	53852-13

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массового расхода нефти по каждой измерительной линии (ИЛ) и СИКН в целом;
 - автоматические измерения массы брутто нефти и вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды, определенных в аккредитованной испытательной лаборатории, за установленные интервалы времени по каждой ИЛ и СИКН в целом;
 - измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
 - автоматические измерения плотности нефти, объемной доли воды в нефти, разности давления на фильтрах;
 - проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих и резервного СРМ с применением поверочной установки на базе счетчика-расходомера массового, входящего в состав СИКН, на месте эксплуатации без нарушения процесса эксплуатации СИКН;
 - проведение поверки и КМХ рабочих, резервного и контрольного СРМ с помощью передвижной поверочной установки на месте эксплуатации без нарушения процесса эксплуатации СИКН;
 - автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
 - автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
 - защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.
- Установка пломб и нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено. Заводской номер СИКН нанесен металлографическим методом на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе блока технологического, в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора) обеспечивает реализацию функций СИКН. Наименование ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	АРМ оператора с комплексом ПО «ФОРВАРД PRO»			ПО ИВК (основной и резервный)
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.2	4.0.0.4	4.0.0.2	PX.7000.01.09
Цифровой идентификатор ПО	1D7C7BA0	E0881512	96ED4C9B	1B8C4675

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода*, т/ч	от 50 до 870
Пределы допускаемой относительной погрешности, %:	
- измерений массы брутто нефти	±0,25
- измерений массы нетто нефти	±0,35
Примечание* – При подключении резервной измерительной линии обеспечивается диапазон измерений расхода от 50 до 1305 т/ч.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	4 (2 рабочие, 1 резервная, 1 контрольная)
Диапазон избыточного давления нефти, МПа	от 0,6 до 2,5
Диапазон температуры нефти, °С	от +5 до +45
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
Диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 780 до 850
Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания:	
- напряжение, В	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
- частота, Гц	
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от -49,9 до +40
- относительная влажность, %	от 20 до 90
- атмосферное давление, кПа	от 86 до 106
Срок службы, лет, не менее	25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти Сузунского месторождения АО «Сузун» на т.11 (заводской № 5609), заводской № 5609	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти Сузунского месторождения АО «Сузун» на т.11 (заводской № 5609)», регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2024.49062.

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» (п. 6.1.1);

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» (часть 2).

Изготовитель

Акционерное общество «ГМС Нефтемаш» (АО «ГМС Нефтемаш»)

ИНН 7204002810

Адрес: 625003, г. Тюмень, ул. Военная, д. 44

Телефон +7 (3452) 791-930

Факс: +7 (3452) 432-239

E-mail: girs@hms-neftemash.ru

Испытательные центры

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-я Азинская, д. 7 «а»

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

E-mail: office@vniir.org

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

Общество с ограниченной ответственностью «Нефтегазметрология» (ООО «НГМ»)

Адрес: 308009, г. Белгород, ул. Волчанская д. 167

Телефон: +7(4722) 402-111, факс: +7(4722) 402-112

E-mail: info@oilgm.ru

Web-сайт: www.oilgm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312851.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2025 г. № 507

Регистрационный № 67401-17

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-17 г. Санкт-Петербург, Петергофское ш. 98

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-17 г. Санкт-Петербург, Петергофское ш. 98 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналаобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, её обработку и хранение.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача информации от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Лента» ТЦ Л-17 г. Санкт-Петербург, Петергофское ш. 98, наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 010 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид элек- троэнергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	Счетчики	УССВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	ГРЩ-0,4 кВ ТЦ Лента, РУ-0,4 кВ, Ввод-1 0,4 кВ КЛ-1 0,4 кВ	Т-0,66 Коэф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 36382-07	A1805RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
2	ГРЩ-0,4 кВ ТЦ Лента, РУ-0,4 кВ, Ввод-2 0,4 кВ КЛ-2 0,4 кВ	Т-0,66 Коэф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 36382-07	A1805RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06			Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)								±5 с

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.

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

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

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

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

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	АСВЭ 146.00.000.010 ФО с Изменением № 1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ТЦ Л-17 г. Санкт-Петербург, Петергофское ш. 98 для оптового рынка электроэнергии», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде ФР.1.34.2018.30833.

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 «Автоматизация Комплект Учёт Проект» (ООО «АКУП»)

ИНН 7725743133

Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская набережная, д. 8, стр. 29А

Телефон: (985) 343-55-07

E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательные центры

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ивановской области» (ФБУ «Ивановский ЦСМ»)

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: (4932) 32-84-85

Факс: (4932) 41-60-79

E-mail: post@csm.ivanovo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311781.

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

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2025 г. № 507

Регистрационный № 66169-16

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 555

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 555 (далее – СИКН) предназначена для измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей объемного расхода жидкости и преобразователей плотности жидкости. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода жидкости, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из функционально объединенных блоков и устройств: двух блоков измерительных линий (далее – БИЛ-1, БИЛ-2), предназначенных для непрерывных измерений объема нефти; двух блоков измерений показателей качества нефти (далее – БИК-1, БИК-2), предназначенных для непрерывных автоматических измерений показателей качества нефти; резервной измерительной линии (РИЛ); системы обработки информации, предназначенной для сбора и обработки сигналов, поступающих от измерительных преобразователей, вычислений показателей качества и параметров нефти по реализованному в ней алгоритму, а также индикации и регистрации результатов измерений и вычислений.

Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее измерительные компоненты (средства измерений).

Общий вид СИКН представлен на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН



Рисунок 2 – Общий вид СИКН

В составе СИКН функционально выделены измерительные каналы (ИК) объема и объемного расхода нефти и плотности нефти.

Все измерительные компоненты (средства измерений, ИК) и оборудование СИКН размещены в отапливаемых помещениях.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, представленные средствами измерений, приведенными в таблице 1, и ИК, приведенными в таблице 5. Средства измерений могут быть заменены в процессе эксплуатации на средства измерений утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Измерительные компоненты

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM (далее – ТПР)	16128-06
Преобразователи расхода жидкости турбинные Smith Meter серии MVTM (далее – ТПР)	64583-16
Преобразователи расхода турбинные НТМ (далее – ТПР)	56812-14
Преобразователи расхода жидкости ультразвуковые DFX-ММ (далее – УЗР)	57471-14
Датчики давления Метран-150	32854-13
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-15
Преобразователи измерительные АТТ 2100	39546-08
Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Термопреобразователи сопротивления платиновые 68	22256-01
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-05
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-11
Датчики температуры ТСПТ	75208-19
Преобразователи плотности измерительные 7835 (далее – ПП)	15644-96
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Комплексы измерительно-вычислительные Fmc ² (далее – ИВК)	58788-14

В состав СИКН входят средства измерений объемного расхода нефти в БИК-1 и БИК-2, показывающие средства измерений температуры и давления утвержденных типов.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерения объема нефти по каждой измерительной линии и в целом по СИКН за установленные интервалы времени (смена, сутки, с начала партии);
- измерения массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений по каждой измерительной линии и в целом по СИКН за установленные интервалы времени (смена, сутки, с начала партии);
- вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей, полученные в аккредитованной нефтехимической лаборатории, или массовой доли воды, вычисленной по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером;
- автоматические измерения плотности нефти и объемной доли воды в нефти в БИК-1 и БИК-2;
- автоматические измерения объемного расхода нефти в БИК-1 и БИК-2;
- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры соответственно;

- проведение контроля метрологических характеристик ТПР и УЗР, входящих в состав ИК объема и объемного расхода нефти, с применением стационарной поверочной установки в автоматизированном режиме;
- определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти с применением стационарной поверочной установки в автоматизированном режиме;
- автоматический контроль параметров измеряемой среды (нефти), их индикация и сигнализация нарушений установленных границ, регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- защита информации от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа.

Для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут повлиять на результат измерений, конструкцией ТПР и УЗР, входящих в состав ИК объема и объемного расхода нефти, предусмотрены места установки пломб, несущих знаки поверки, которые наносятся методом давления на две пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных фланцах каждого ТПР, на две пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на противоположных фланцах УЗР, а также одной контрольной пломбы, несущей знак предприятия, контролирующего эксплуатацию ТПР, и установленную на контрольной проволоке, охватывающей корпус магнитоиндукционного датчика каждого ТПР, и одной контрольной пломбы, несущей знак предприятия, контролирующего эксплуатацию УЗР, и установленную на контрольной проволоке, охватывающей корпус электронного блока УЗР.

Для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут повлиять на результат измерений, конструкцией ПП, входящих в состав ИК плотности нефти, предусмотрены места установки контрольных пломб, несущих знак предприятия, контролирующего эксплуатацию ПП, и установленных: на контрольной проволоке, пропущенной по диагонали клеммной крышки каждого ПП через отверстия в винтах и на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах каждого ПП.

Места установки пломб для защиты ТПР, УЗР и ПП от несанкционированных настройки и вмешательства представлены на рисунках 3, 4 и 5 соответственно.

Единый экземпляр СИКН имеет заводской № 01.

Заводской номер СИКН нанесен сублимационным методом на металлическую табличку, установленную на щите вторичной аппаратуры в операторной СИКН. Возможность нанесения знака поверки на СИКН не предусмотрена.

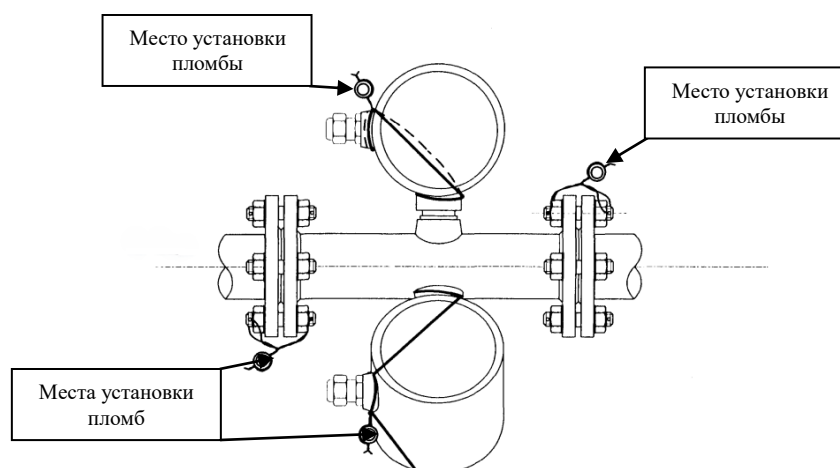


Рисунок 3 – Места установки пломб для защиты ТПР из состава ИК объема и объемного расхода нефти от несанкционированных настройки и вмешательства

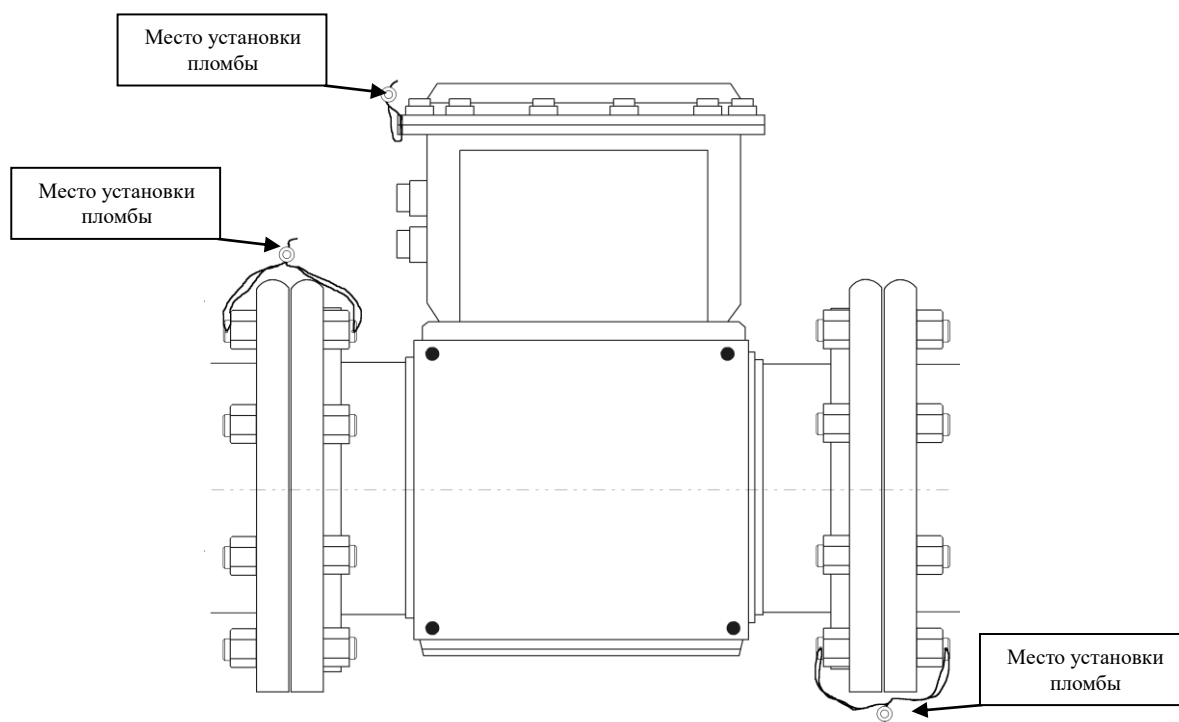


Рисунок 4 – Места установки пломб для защиты УЗР из состава ИК объема и объемного расхода нефти от несанкционированных настройки и вмешательства

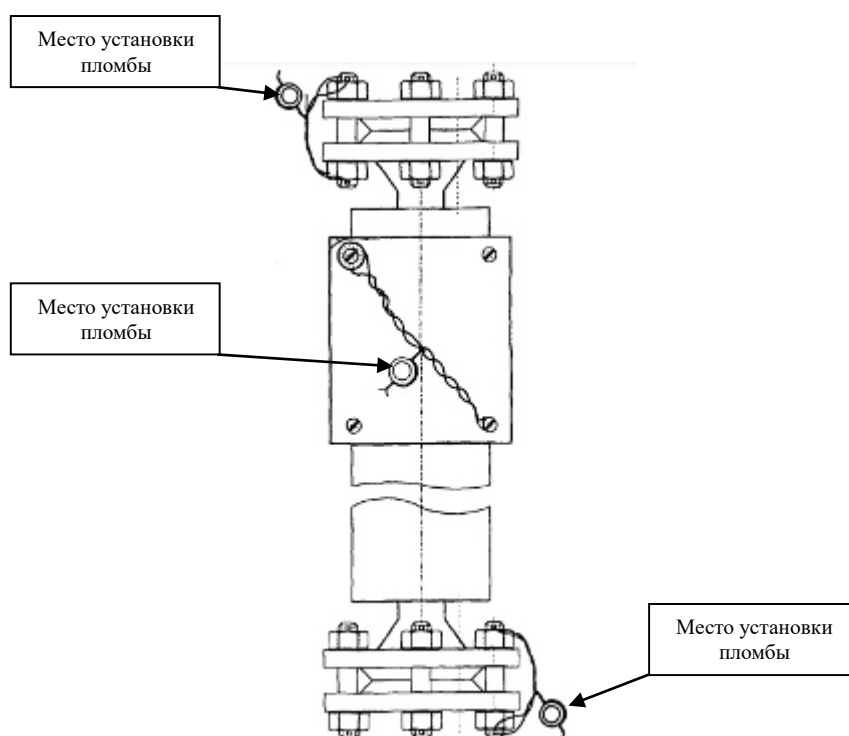


Рисунок 5 – Места установки пломб для защиты ПП из состава ИК плотности нефти от несанкционированных настройки и вмешательства

Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях СИКН в целях утверждения типа.

Наименование ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ПО АРМ оператора «Rate оператора УУН»	ПО ИВК (БИК-1, БИК-2)	ПО ИВК (БИЛ-1, БИЛ-2, РИЛ)
Идентификационное наименование ПО	RateCalc	-	-
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.4.1.1	04.58:63b.07.58	04.58:62b.07.58
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F	-	-

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

Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО АРМ оператора «Rate оператора УУН» – CRC32.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН приведены в таблицах 3, 4 и 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 230 до 17100 ¹⁾
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
¹⁾ 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	Нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	25 (18 рабочих, 7 резервных)
Диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа	от 0,21 до 2,50
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5,0 до +50,0
Вязкость кинематическая измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с (сСт), не более	80
Диапазон плотности измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 725,5 до 960,9
Массовая доля воды, %, не более	1
Массовая концентрация хлористых солей, %, не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	Не допускается

Таблица 5 – Состав и метрологические характеристики ИК объема и объемного расхода нефти и плотности нефти СИКН

Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
ИК объема и объемного расхода нефти (ИК РИЛ)	1 (в РИЛ)	УЗР	ИВК	от 230 до 1035 м ³ /ч ¹⁾	±0,15 % ²⁾

Продолжение таблицы 5

Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
ИК объема и объемного расхода нефти (ИК 1-1, ИК 1-2, ИК 1-3, ИК 1-4, ИК 2-1, ИК 2-2, ИК 2-3, ИК 2-4, ИК 3-1, ИК 3-2, ИК 3-3, ИК 3-4, ИК 4-1, ИК 4-2, ИК 4-3, ИК 4-4, ИК 5-1, ИК 5-2, ИК 6-1, ИК 6-2, ИК 7-1, ИК 7-2, ИК 8-1, ИК 8-2)	24 (в БИЛ-1, БИЛ-2)	ТПР	ИВК	от 230 до 1035 м ³ /ч ³⁾	±0,15 % ⁴⁾
ИК плотности нефти (ИК ПП 1, ИК ПП 2, ИК ПП 3, ИК ПП 4)	4 (в БИК-1, БИК-2)	ПП	ИВК	от 725,5 до 960,9 кг/м ³	±0,30 кг/м ^{3 5)}
^{1), 3)} Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений. ^{2), 4)} Пределы допускаемой относительной погрешности. ⁵⁾ Пределы допускаемой абсолютной погрешности.					

Знак утверждения типа наносится

в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом и на металлическую табличку сублимационным методом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 555, заводской № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 555	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 555. ВЯ-1833/2024» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2024.49702).

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» (п. 6.1.1).

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)
ИНН 7736545870
Адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47а
Телефон: (495) 221-10-50; факс: (495) 221-10-51
E-mail: ims@imsholding.ru
Web-сайт: <http://www.imsholding.ru/>

Испытательные центры

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской области Ханты-Мансийском автономном округе - Югра, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)
Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88
Телефон: (3452) 20-62-95; факс: (3452) 28-00-84
E-mail: mail@csm72.ru
Web-сайт: <http://www.csm72.ru/>
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)
ИНН 7809022120
Адрес местонахождения: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Телефон: +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (843) 272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Web-сайт: www.vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.