

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 651

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система измерительная массового расхода и массы изобутана ПАО "Нижнекамскнефтехим" (позиция FT 0521M)	Обозначение отсутствует	Е	84888-22	S213C102000	Публичное акционерное общество "Нижнекамскнефтехим" (ПАО "Нижнекамскнефтехим"), Республика Татарстан, Нижнекамский район, г. Нижнекамск	Публичное акционерное общество "Нижнекамскнефтехим" (ПАО "Нижнекамскнефтехим"), Республика Татарстан, Нижнекамский район, г. Нижнекамск	ОС	МП 2312/2-311229-2021	2 года	Публичное акционерное общество "Нижнекамскнефтехим" (ПАО "Нижнекамскнефтехим"), Республика Татарстан, Нижнекамский район, г. Нижнекамск	ООО ЦМ "СТП", Республика Татарстан, г. Казань	23.12.2021
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электро-	Обозначение отсутствует	Е	84889-22	У011	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК	ОС	МП-042-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания "Рус-ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнерго-	ООО "Энергетик", г. Москва	19.11.2021

	энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Бузу- лукская					ЕЭС"), г. Москва	ЕЭС"), г. Москва				Мир"), г. Но- восибирск		
3.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Ка- мала-1	Обозна- чение отсут- ствует	Е	84890-22	С014	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП-049- 2021	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью Управ- ляющая ком- пания "Рус- ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнерго- Мир"), г. Но- восибирск	ООО "Энер- Тест", г. Москва	23.11.2021
4.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ" для энерго- снабжения ОАО "РЖД" в границах Архангель- ской области	Обозна- чение отсут- ствует	Е	84891-22	192	Общество с ограниченной ответственно- стью "РУС- ЭНЕРГО- СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственно- стью "РУС- ЭНЕРГО- СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП- 312235- 173-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "РУС- ЭНЕРГО- СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "Энерго- комплекс", г. Магнитогорск	07.12.2021
5.	Система ав- томатизиро-	Обозна- чение	Е	84892-22	191	Общество с ограниченной	Общество с ограниченной	ОС	МП- 312601-	4 года	Общество с ограниченной	ООО ИИГ "КАРНЕОЛ",	24.11.2021

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Астраханской области	отсутствует				ответственно-стью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ответственно-стью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва		0031.21		ответственно-стью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	г. Магнитогорск	
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "ЭК "СТИ" Алтай 2-ая очередь	Обозначение отсутствует	Е	84893-22	1	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая компания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая компания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП-406-RA.RU.310 556-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая компания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт-Петербург	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	21.01.2022
7.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 714 ЛПДС "Унеча"	Обозначение отсутствует	Е	84894-22	714	Акционерное общество "Транснефть-Дружба" (АО "Транснефть-Дружба"), г. Брянск	Акционерное общество "Транснефть-Дружба" (АО "Транснефть-Дружба"), г. Брянск	ОС	МП 1108/1-311229-2021	1 год	Акционерное общество "Транснефть-Метрология" (АО "Транснефть-Метрология"), г. Москва	ООО ЦМ "СТП", г. Казань	11.08.2021
8.	Система измерений ко-	Обозначение	Е	84895-22	716	Акционерное общество	Акционерное общество	ОС	МП 1108/2-311229-	1 год	Акционерное общество	ООО ЦМ "СТП", г. Ка-	11.08.2021

	личества и показателей качества нефти № 716 ЛПДС "Унеча"	отсутствует				"Транснефть-Дружба" (АО "Транснефть-Дружба"), г. Брянск	"Транснефть-Дружба" (АО "Транснефть-Дружба"), г. Брянск		2021		"Транснефть-Метрология" (АО "Транснефть-Метрология"), г. Москва	заяв	
9.	Манометры подводные	SS	С	84896-22	модификация SS-316-GRP-G-33-100-R1/4" -1-0-6 BAR зав. № 627853-6, модификация SS-316-GRP-G-33-100-R1/4" 0-250 BAR зав. № 627853-36, модификация SS-316-GRP-G-33-100-1/4"NPT 0-400 BAR зав. № 627853-13	Фирма "MRC Global Norway AS", Норвегия	Фирма "MRC Global Norway AS", Норвегия	ОС	МИ 2124-90	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "ДС Компания" (ООО "ДС Компания"), г. Москва	ООО "ИНЭКС СЕРТ", г. Москва; ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	11.11.2021
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала АО "Группа Илим" в г. Коряжме	Обозначение отсутствует	Е	84897-22	01	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ" (ООО "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва	Филиал Акционерного общества "Группа Илим" в г. Коряжма (филиал АО "Группа Илим" в г. Коряжма), Архангельская область, г. Коряжма	ОС	МП 26.51.43/77/21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ" (ООО "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва	ФБУ "Самарский ЦСМ", г. Самара	03.12.2021
11.	Измерители оптической мощности	SmartPocketV2	С	84898-22	D-0098, D-0234, D-0120	Фирма VIAVI Solutions (Greater China) Limited, Китай	Фирма VIAVI Solutions (Greater China) Limited, Китай	ОС	ГОСТ Р 8.720-2010	1 год	Филиал Общества с ограниченной ответственностью "Виави Солюшнз Дойчланд ГмбХ" в г. Москве (Филиал ООО	ООО "КИА", г. Москва	15.12.2021

											"Виави Со-люшнз Дойчланд ГмбХ" в г. Москве), г. Москва		
12.	Источники оптического излучения	SmartPocketV2	C	84899-22	B-0747, B-0749, B-0850	Фирма VIAVI Solutions (Greater China) Limited, Китай	Фирма VIAVI Solutions (Greater China) Limited, Китай	ОС	ГОСТ Р 8.720-2010	1 год	Филиал Общества с ограниченной ответственностью "Виави Со-люшнз Дойчланд ГмбХ" в г. Москве (Филиал ООО "Виави Со-люшнз Дойчланд ГмбХ" в г. Москве), г. Москва	ООО "КИА", г. Москва	15.12.2021
13.	Система измерительная массового расхода и массы изобутана ПАО "Нижнекамскнефтехим" (позиция FT 04018)	Обозначение отсутствует	E	84900-22	S2134002000	Публичное акционерное общество "Нижнекамскнефтехим" (ПАО "Нижнекамскнефтехим"), Республика Татарстан, Нижнекамский район, г. Нижнекамск	Публичное акционерное общество "Нижнекамскнефтехим" (ПАО "Нижнекамскнефтехим"), Республика Татарстан, Нижнекамский район, г. Нижнекамск	ОС	МП 2412/3-311229-2021	2 года	Публичное акционерное общество "Нижнекамскнефтехим" (ПАО "Нижнекамскнефтехим"), Республика Татарстан, Нижнекамский район, г. Нижнекамск	ООО ЦМ "СТП", Республика Татарстан, г. Казань	24.12.2021
14.	Трансформаторы тока	Ring Type CT	E	84901-22	191853001, 191853002, 191853003, 191855001, 191855002, 191855003, 191854001, 191854002, 191854003,	Фирма "ENPAY Endustriyel Pazarlama ve Yatirim A.S.", Турция	Фирма "ENPAY Endustriyel Pazarlama ve Yatirim A.S.", Турция	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	ЭНКА Иншаат ве Санайи Аноним Ширкети, Турция	ФБУ "ЦСМ Татарстан", г. Казань	30.09.2021

					191856001, 191856002,1918560 03								
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО "Авиастар-ОПЭ" №2	Обозначение отсутствует	Е	84902-22	002	Акционерное общество "Авиастар-объединенное предприятие энергоснабжения" (АО "Авиастар-ОПЭ"), г. Ульяновск	Акционерное общество "Авиастар-объединенное предприятие энергоснабжения" (АО "Авиастар-ОПЭ"), г. Ульяновск	ОС	МП 26.51.43/76/21	4 года	Акционерное общество "Авиастар-объединенное предприятие энергоснабжения" (АО "Авиастар-ОПЭ"), г. Ульяновск	ФБУ "Самарский ЦСМ", г. Самара	19.11.2021
16.	Датчики грозового оповещения	ГИС Метео TOP	С	84903-22	I355, I356, I357, I358, I359	Акционерное общество "Метео Телеком" (АО "Метео Телеком"), г. Москва	Акционерное общество "Метео Телеком" (АО "Метео Телеком"), г. Москва	ОС	МП 254-0131-2021	4 года	Акционерное общество "Метео Телеком" (АО "Метео Телеком"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	22.12.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 651

Регистрационный № 84903-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики грозового оповещения ГИС Метео TOP

Назначение средства измерений

Датчики грозового оповещения ГИС Метео TOP (далее – датчики) предназначены для автоматических измерений расстояния и направления на источник электромагнитных импульсов (ЭМИ).

Описание средства измерений

В процессе работы датчики образуют многопунктовую грозопеленгационную сеть (для работы сети требуется не менее 5 датчиков). Каждый датчик сети с учетом текущих навигационных параметров (своего местоположения) фиксирует время распространения ЭМИ, вычисляет расстояние и направление до источника ЭМИ. Полученные значения передаются от датчиков на сервер отображения информации, для обработки и отображения результатов измерений.

Основным источником ЭМИ являются молниевые разряды.

Конструктивно датчики состоят из антенного модуля, модуля GPS, цифрового процессора DSP и устройства связи HUB.

Антенный модуль состоит из внешней антенны для регистрации компонент ЭМИ сигналов, антенны GPS приемника. Модуль GPS состоит из приемника сигналов GPS. Цифровой процессор DSP состоит из: аналогово-цифрового преобразователя, фильтра, контроллера, вспомогательного и дополнительного оборудования, специализированного бокса, защищающего от неблагоприятных погодных условий.

Устройство связи HUB представляет собой сетевой концентратор.

Антенный модуль и цифровой процессор DSP устанавливаются на мачту, при помощи кронштейна, соединяются специализированным кабелем. В процессоре DSP происходит обработка сигналов, полученных от антенного модуля с последующей передачей на устройство связи HUB и далее на сервер для отображения и архивации измерительной информации.

Общий вид датчиков грозового оповещения ГИС Метео TOP представлен на рисунке 1.

Пломбирование датчиков грозового оповещения ГИС Метео TOP от несанкционированной настройки и вмешательства в процесс измерений производится по схеме, представленной на рисунке 2.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки (при его оформлении) и/или в паспорт.

Серийный номер наносится на бокс в виде наклейки.

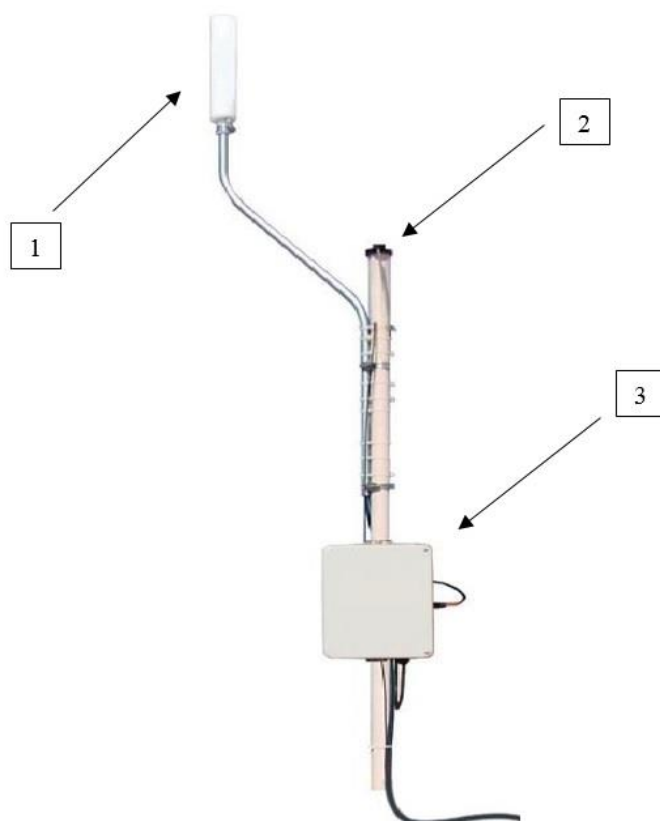


Рисунок 1 – Общий вид датчиков грозового оповещения ГИС Метео TOP
1 - антенный модуль, 2 – модуль GPS, 3 – специализированный бокс



Рисунок 2 – Схема расположения пломб на специализированном боксе
1 – места установки пломб

Программное обеспечение

Датчики имеют встроенное программное обеспечение «HUB» (далее– ПО). Встроенное ПО обеспечивает сбор, обработку и передачу результатов измерений.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«HUB»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.9
Контрольная сумма рассчитанная по алгоритму MD5	ecce1d0d76fb2a496023991d33549653

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расстояния, км	от 20 до 1500
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений расстояния, м: - при базовой* линии 100 км; - при базовой* линии 200 км - при базовой* линии 400 км	± 250 ± 350 ± 500
Диапазон измерений направления на ЭМИ	от 0° до 360°
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений направления на ЭМИ	$\pm 1^\circ$
Диапазон показаний времени распространения ЭМИ, с	от $1 \cdot 10^{-6}$ до $1 \cdot 10^{-2}$
*Базовая линия, км, – расстояние между датчиками в сети, минимальное количество датчиков в сети – 5 шт.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Минимальное количество датчиков необходимое для работы сети, шт	5		
Электрическое питание от сети переменного тока: -напряжение, В -частота, Гц	от 100 до 250 50/60		
Потребляемая мощность, не более, В·А	30		
Средняя наработка на отказ, ч	10000		
Срок службы, лет	10		
Габаритные размеры, мм, не более:	Высота	Длина	Ширина
-модуль GPS	44	42	13
-антенный модуль	260	51	51
- специализированный бокс	305	254	114
Масса, кг, не более:			
-модуль GPS	0,23		
-антенный модуль	0,9		
- специализированный бокс	2,54		

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: -температура окружающего воздуха, °С -относительная влажность воздуха, % -атмосферное давление, гПа	от -40 до +50 от 20 до 90 от 600 до 1100

Знак утверждения типа

наносится в виде наклейки на корпус датчика и типографским способом на титульный лист паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность датчика

Наименование	Обозначение	Кол-во
Датчик	ГИС Метео TOP	1 шт.
Паспорт	МТЛК.411713.715 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	МТЛК.411713.715 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации «МТЛК.411713.715 РЭ», раздел «Принцип работы».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к Датчикам грозового оповещения ГИС Метео TOP

Технические условия МТЛК.411713.715 ТУ

Изготовитель

Акционерное общество «Метео Телеком» (АО «Метео Телеком»)

ИНН 7703747656

Адрес: 123376, город Москва, Средний Трёхгорный пер., д. 5 стр. 1, этаж кабинет 1 3

Телефон: (495) 984 3253

Факс: (495) 984 3254

Web-сайт: www.meteotelecom.ru

E-mail: info@meteotelecom.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 190005, Россия, Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (812) 251-76-01

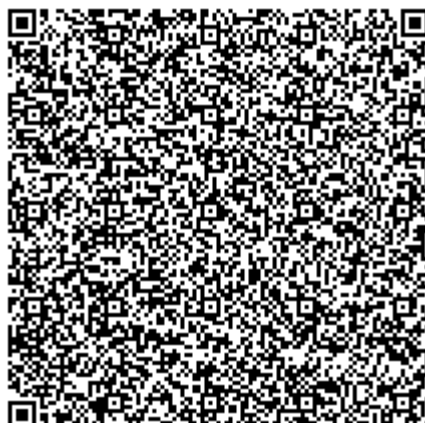
Факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц

RA.RU.311541



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 651

Регистрационный № 84902-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Авиастар-ОПЭ» №2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Авиастар-ОПЭ» №2 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных HP ProLiant ML350e Gen8 (далее-сервер ИВК), устройство синхронизации времени UCSB-2 (UCSB), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», автоматизированное рабочее места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика:

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение, передача измерительной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии (ОРЭ) завершается электронно – цифровой подписью в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭ осуществляется сервером ИВК по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет – провайдера или сотовой связи.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

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

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК осуществляется 1 раз в 30 минут. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИВК равного ± 1 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Журналы событий счетчика электрической энергии, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ГПП 110 кВ Станкозавод, РУ-10 кВ, яч.31	ТЛО-10 150/5 КТ 0,5S Рег.№ 25433-03	НТМИ-10-66 У3 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.05 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	УСВ-2, рег. № 41681-10/ HP ProLiant ML350e Gen8
2	ГПП 110 кВ Станкозавод, РУ-10 кВ, яч.32	ТЛО-10 150/5 КТ 0,5S Рег.№ 25433-03	НТМИ-10-66 У3 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.05 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	
3	ГПП 110 кВ ГНС-2, РУ-10 кВ, яч.10	ТОЛ-10-1 300/5 КТ 0,5 Рег.№ 15128-96	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 51198-12	СЭТ- 4ТМ.03М.05 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	
4	ГПП 110 кВ ГНС-2, РУ-10 кВ, яч.24	ТОЛ-10 300/5 КТ 0,5 Рег.№ 7069-07	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 57274-14	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 27524-04	
5	ТП Хемпель 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТА-600 4000/5 КТ 0,5 Рег.№ 26101-03	-	СЭТ- 4ТМ.03М.13 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	
6	ТП Хемпель 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТА-600 4000/5 КТ 0,5 Рег.№ 26101-03	-	СЭТ- 4ТМ.03М.13 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	
7	РП-7 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.2	ТЛП-10-2 150/5 КТ 0,5 Рег.№ 30709-08	ЗНОЛ.06 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S /1,0 Рег.№ 27524-04	
8	РП-7 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.17	ТЛП-10-2 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 30709-08	ЗНОЛ.06 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S /1,0 Рег.№ 27524-04	
9	РП-13 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.11	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 1261-08	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 20186-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	
10	РП-13 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.16	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 1261-08	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 20186-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	
11	РП-13 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.13	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 1261-08	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 20186-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	РП-13 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.8	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 1261-08	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 20186-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	УСВ-2, рег. № 41681-10/ HP ProLiant ML350e Gen8
13	РП-10 Лента 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.5	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 30709-11	НАМИТ-10-2 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	
14	РП-10 Лента 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.16	ТЛП-10-2 300/5 КТ 0,5 Рег.№ 30709-11	НАМИТ-10-2 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.05 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	
15	ПС 110 кВ 3М, РУ-6 кВ, яч.23	ТОЛ-10 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 7069-79	ЗНОЛ (мод. ЗНОЛ.06-6) 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 46738-11	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.G КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 75755-19	
16	ВЛ-10 кВ от яч.3 ПС 110 кВ 3СК, оп. № 1П, ПКУ- 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 30/5 КТ 0,5 Рег.№ 32139-11	ЗНОЛ (мод.ЗНОЛПМ-10) 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 46738-11	ПСЧ- 4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	
17	ТП-2941 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТК-100 1500/5 КТ 0,5 Рег.№ 56994-14	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
18	ТП-2941 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТК-100 1500/5 КТ 0,5 Рег.№ 56994-14	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
19	ТП-2385Н 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТК-100 1500/5 КТ 0,5 Рег.№ 56994-14	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
20	РП 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.10	ТПЛ-СЭЩ-10 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 54717-13	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 50058-12	СЭТ- 4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm$) δ , %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm$) δ , %
1,2	Активная	1,3	1,9
	Реактивная	2,1	3,6
3,4,7-16	Активная	1,3	3,0
	Реактивная	2,1	5,1
5,6,17,18, 19	Активная	1,1	2,9
	Реактивная	1,8	5,0
20	Активная	1,2	2,9
	Реактивная	1,9	4,5
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. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{\text{ном}}$ для нормальных условий, для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{\text{ном}}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 °С до +35 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	20
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 0,8 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности: $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С Меркурий 234 ARTM-00 PBR.G Меркурий 236 ART-03 PQRS СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М, ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03 температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -70 до +40 от -45 до +70 от -45 до +75 от -40 до +60 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: Меркурий 234 ARTM-00 PBR.G - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Меркурий 236 ART-03 PQRS - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	320 000 220 000 165 000

Продолжение таблицы 4

1	2
СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
ПСЧ-4ТМ.05М - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140 000
УСВ 2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее,	35000
Сервер ИБК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140200
Глубина хранения информации:	
Счетчики:	
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики:	
Меркурий 234 ARTM-00 PBR.G , Меркурий 236 ART-03 PQRS, - каждого массива профиля мощности при времени интегрирования	170
30 минут, сут	
СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М, ПСЧ-4ТМ.05М	
- каждого массива профиля мощности при времени интегрирования	
30 минут, сут	
СЭТ-4ТМ.03	113
- каждого массива профиля мощности при времени интегрирования	
30 минут, сут	114
Сервер ИБК:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств	
измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания ИВК с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий электросчетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика ;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера ИВК;

- защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.05	4
	СЭТ-4ТМ.02М.02	1
	ПСЧ-4ТМ.05М.01	1
	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.G	1
	СЭТ-4ТМ.03М.01	5
	СЭТ-4ТМ.03.01	3
	СЭТ-4ТМ.03М.13	2
	Меркурий 236 ART-03 PQRS	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	4
	ТОЛ-10-1	2
	ТА-600	6
	ТОЛ-10	4
	ТЛП-10-2	6
	ТПОЛ-10	12
	ТОЛ-СЭЩ-10	3
	ТТК-100	9
	ТПЛ-СЭЩ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66 У3	2
	НАМИ-10 У2	1
	НАМИ-10	1
	ЗНОЛ.06	6
	НАМИ-10-95УХЛ2	2
	НАМИТ-10-2	2
	ЗНОЛ (мод.ЗНОЛПМ-10)	3
	ЗНОЛ (мод. ЗНОЛ.06-6)	3
	НТМИ-6	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер ИВК	HP ProLiant ML350e Gen8	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51.43/76/21	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Авиастар-ОПЭ» №2. МВИ 26.51.43/76/21, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

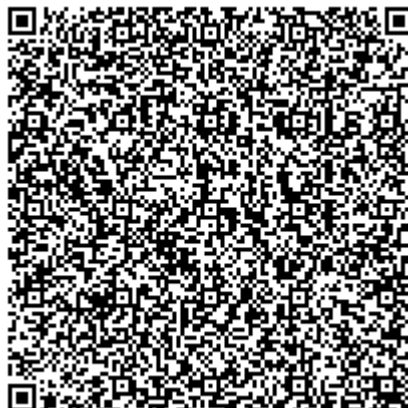
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

АО «Авиастар-объединенное предприятие энергоснабжения» (АО «Авиастар-ОПЭ»)
Адрес: 432072, г. Ульяновск, проезд Максимова, д. 24, Офис 501
ИНН 7328033112
Телефон: 8 (8422) 26-33-70
E-mail: aviaope7@mail.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»
(ФБУ «Самарский ЦСМ»)
Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134
Телефон: 8 (846) 336-08-27
Факс: 8 (846) 336-15-54
E-mail: referent@samaragost.ru
Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 651

Регистрационный № 84901-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока Ring Type CT

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока Ring Type CT предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на использовании явления электромагнитной индукции, т.е. на создании ЭДС переменным магнитным полем. Первичный ток, протекая по первичной обмотке, создает в магнитопроводе вторичной обмотки магнитный поток, который в свою очередь вызывает появление во вторичной обмотке ЭДС. Так как вторичная обмотка замкнута на внешнюю нагрузку, ЭДС вызывает появление во вторичной обмотке и внешней нагрузке тока, пропорционального первичному току.

Трансформаторы по принципу конструкции – встроенные, предназначены для работы внутри бака выключателя или силового трансформатора, а также в воздушной среде. Первичной обмоткой трансформатора служит высоковольтный ввод выключателя, силового трансформатора или линейный ввод. Высоковольтная изоляция обеспечивается изолятором ввода. Вторичная обмотка равномерно размещена на тороидальном магнитопроводе. Для получения различных коэффициентов трансформации вторичная обмотка имеет несколько ответвлений. Выводы вторичных обмоток подключены внутри контактной коробки. Коробка вторичных выводов снабжена изоляционной пломбируемой крышкой для предотвращения несанкционированного доступа.

К трансформаторам данного типа относятся трансформаторы тока Ring Type CT с заводскими №№ 191853001, 191853002, 191853003, 191855001, 191855002, 191855003, 191854001, 191854002, 191854003, 191856001, 191856002, 191856003.

Заводской номер нанесен на табличку технических данных трансформатора ударным способом.

Нанесение знака поверки на трансформатор не предусмотрено. Знак поверки наносится в соответствующий раздел паспорта и/или на свидетельство о поверке.

Общий вид трансформаторов тока Ring Type CT представлен на рисунке 1.

Конструкция трансформаторов обеспечивает ограничение доступа к определенным частям средства измерений в целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений. Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов тока Ring Type CT, зав №№ 191853001, 191853002, 191853003, 191855001, 191855002, 191855003, 191854001, 191854002, 191854003, 191856001, 191856002, 191856003.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс точности вторичных обмоток для измерений и учета - для Ring Type CT, зав №№ 191853001, 191853002, 191853003, 191854001, 191854002, 191854003 - для Ring Type CT, зав №№ 191855001, 191855002, 191855003, 191856001, 191856002, 191856003	0,2 0,2S
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2ном}$ с индуктивно-активным коэффициентом мощности $\cos \varphi_2=0,8$ В·А - для Ring Type CT, зав №№ 191853001, 191853002, 191853003, 191854001, 191854002, 191854003 - для Ring Type CT, зав №№ 191855001, 191855002, 191855003, 191856001, 191856002, 191856003	30 10
Номинальная предельная кратность $K_{ном}$ обмоток для измерений - для Ring Type CT, зав №№ 191853001, 191853002, 191853003, 191854001, 191854002, 191854003 - для Ring Type CT, зав №№ 191855001, 191855002, 191855003, 191856001, 191856002, 191856003	10 5
Номинальный первичный ток, А	3000, 2000, 1500, 1000
Номинальный ток вторичной обмотки, А	1
Номинальное напряжение, кВ	0,4
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	0,72
Номинальная частота, Гц	50

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество вторичных обмоток, шт	1
Габаритные размеры (диаметр х высота), не более, мм	300 х 55
Масса, не более, кг:	13
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность при температуре +30 °С, % - атмосферное давление, кПа	от -25 до +40 от 30 до 98 от 84 до 107

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность трансформаторов тока

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	Ring Type CT, зав №№ 191853001, 191853002, 191853003, 191855001, 191855002, 191855003, 191854001, 191854002, 191854003, 191856001, 191856002, 191856003	12 шт
Паспорт	-	12 экз.

Сведения о методиках измерений

приведены в разделе 4 «Методы измерений» паспорта.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока Ring Type CT

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 года № 2768 "Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока".

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки

Изготовитель

Фирма «ENPAY Endustriyel Pazarlama ve Yatirim A.S.», Турция.

Адрес: Karadenizliler Mah. Fakulte Cad. No 147/A P.K.91 41140 Basiskele, Kocaeli, Turkey

Телефон (факс): +90 262 349 58 20, +90 262 349 58 30

Испытательный центр

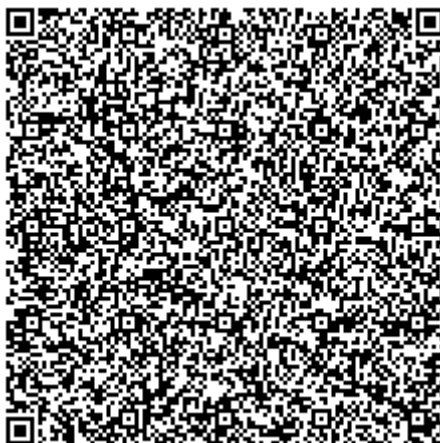
ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии
и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д.24

Телефон (факс): (843) 291-08-33

E-mail: isp13@tatcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «ЦСМ Татарстан» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310659 выдан 13.05.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 651

Регистрационный № 84900-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная массового расхода и массы изобутана
ПАО «Нижнекамскнефтехим» (позиция FT 04018)

Назначение средства измерений

Система измерительная массового расхода и массы изобутана
ПАО «Нижнекамскнефтехим» (позиция FT 04018) (далее – ИС) предназначена для
измерений массового расхода (массы) сжиженного углеводородного газа (далее – СУГ).

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и
обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов,
поступающих по измерительным каналам от преобразователей массового расхода
(импульсный/частотный), давления (от 4 до 20 мА) и температуры (от 4 до 20 мА).

Состав первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП) представлен в
таблице 1.

Таблица 1 – Состав ПИП

Наименование	Коли- чество	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Расходомер массовый Promass (модификация Promass 300) (первичный преобразователь расхода (датчик) Promass F, электронный преобразователь Promass 300, DN 100)	1	68358-17
Преобразователь (датчик) давления измерительный EJ* (модификация EJA (серия E), модель 530)	1	59868-15
Датчик температуры ТСПТ Ex	1	75208-19

Состав СОИ представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав СОИ

Наименование	Количество	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) «ЭЛЕМЕР-БРИЗ 420-Ех»	2	65317-16
Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (модификация ИнКС.425210.003)	1	52866-13

Основные функции ИС:

- измерение давления, температуры и массового расхода (массы) СУГ;
- формирование отчетов, архивирование, хранение и передача на операторскую станцию измеренных и вычисленных значений;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер ИС наносится типографским способом на табличку, расположенную на шкафу СОИ.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке ИС.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров паролем и ведением доступного только для чтения журнала событий.

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

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	ngas2015.bex	mivisc.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC-32)	4069091340	3133109068	3354585224

Продолжение таблицы 3

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	mi3548.bex	ttriso.bex	AbakC2.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC-32)	2333558944	1686257056	2555287759

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода СУГ, т/ч	от 14 до 40
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода (массы) СУГ, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА, %	$\pm 0,15$

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Температура СУГ, °С	от -25 до +40
Избыточное давление СУГ, МПа	от 0,7 до 2,0
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220^{+22}_{-33} 50 ± 1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ПИП – в месте установки СОИ б) относительная влажность, % в) атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +30 не более 80, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта по центру типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная массового расхода и массы изобутана ПАО «Нижнекамскнефтехим» (позиция FT 04018), заводской № S5035202000	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Государственная система обеспечения единства измерений. Масса сжиженного углеводородного газа. Методика измерений системой измерительной массового расхода и массы изобутана ПАО «Нижнекамскнефтехим» (позиция FT 04018)», аттестованная ООО ЦМ «СТП», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1512/5-217-311459-2021

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

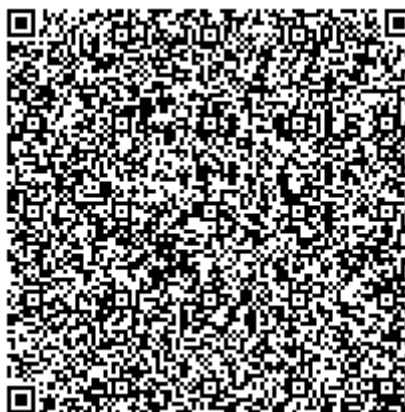
Изготовитель

Публичное акционерное общество «Нижнекамскнефтехим»
(ПАО «Нижнекамскнефтехим»)
ИНН 1651000010
Адрес: 423574 Республика Татарстан, Нижнекамский район, город Нижнекамск,
улица Соболековская, здание 23, офис 129
Телефон: (8555) 37-70-09
Web-сайт: <https://www.nknh.ru>
E-mail: nknh@nknh.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7
Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10
Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>
E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Источники оптического излучения SmartPocketV2

Назначение средства измерений

Источники оптического излучения SmartPocketV2 (далее по тексту - источники) предназначены для генерации калиброванного оптического излучения при измерении оптической мощности и затухания в оптических кабелях в одномодовых и многомодовых волоконно-оптических линиях передачи.

Описание средства измерений

Принцип действия источника оптического излучения основан на преобразовании электрического тока в оптическое излучение в полупроводниковых лазерах с применением схемы стабилизации мощности излучения.

Конструктивно источник представлен в виде малогабаритного моноблока с жидкокристаллическим дисплеем и элементами ручного управления режимами работы. Корпус моноблока пластмассовый. В корпусе источника размещен стабилизированный по мощности излучения лазерный диод и электронная плата управления функциями генерации калиброванного оптического излучения.

Выпускаются следующие модификации источников с условными обозначениями: OLS-34V2, OLS-35V2, OLS-38V2, OLS-36V2. Модификации имеют отличия по значениям выходной мощности излучения и наличием калиброванных длин волн излучения.

Внешний вид источников модификации OLS-34V2, OLS-35V2, OLS-38V2, места нанесения знака утверждения типа и пломбировки показаны на рисунке 1. Внешний вид источника модификации OLS-36V2 показан на рисунке 2. Защита от несанкционированного доступа предусмотрена в виде разрывных наклеек, располагаемых на винтах крепления составных частей корпуса. Заводские номера наносятся на тыльную панель источника в форме информационной таблички, содержащей заводской номер в буквенно-цифровом формате.

Место нанесения знака утверждения типа

Место пломбировки



Рисунок 1- Внешний вид источников модификации OLS-34V2, OLS-35V2, OLS-38V2



Рисунок 2- Внешний вид источника модификации OLS-36V2

Программное обеспечение

В источниках устанавливается специальное программное обеспечение (ПО), идентификационные данные которого приведены в таблице 1. Конструкция источников исключает возможность несанкционированного влияния на ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню "средний" согласно Р 50.2.077-2014.

Таблица 1- Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Type_2334
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.04.00 и выше
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	-

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Метрологические характеристики источников

Наименование характеристики	Значение характеристики			
Обозначение модификации	OLS-34V2	OLS-35V2	OLS-38V2	OLS-36V2
Длины волн калибровки, нм	850,1300	1310,1550	1310,1550,1625	850,1300,1310,1550
Выходная мощность в непрерывном режиме, дБм, не менее	-22	-5	-8	-22 (для 850 нм) -5 (для 1310,1550 нм)
Нестабильность выходной мощности излучения за 15 минут (после 20 минут прогрева), %, не более	5			

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (высота x ширина x длина), мм, не более	30×80×150
Масса, кг, не более	0,2
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока от внутренних элементов питания, В - напряжение переменного тока внешнего адаптера, В	1,5/1,2 220±22
Рабочие условия эксплуатации тестера: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при +30 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -5 до +45 95 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель источника в виде наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Источник оптического излучения SmartPocketV2	-	1
Блок сетевого питания	-	1
Комплект принадлежностей	-	1
Руководство по эксплуатации	BN 2334/98.89 РЭ	1
Паспорт	BN 2334/98.89 ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 руководства по эксплуатации BN 2334/98.89 РЭ.

Нормативные документы, распространяющиеся на источники оптического излучения SmartPocketV2

ГОСТ Р 8.720-2010 ГСИ. Измерители оптической мощности, источники оптического излучения, измерители обратных потерь и тестеры оптические малогабаритные в волоконно-оптических системах передачи. Методика поверки

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 5 декабря 2019 г. № 2862 «Государственная поверочная схема для средств измерений длины и времени распространения сигнала в световоде, средней мощности, ослабления и длины волны для волоконно-оптических систем связи и передачи информации»

Изготовитель

Фирма: VIAVI Solutions (Greater China) Limited, Китай
Адрес: Room 101, Building 4, 60 Naxian Road, Shanghai, 201203, China
E-mail: sales.china@viavisolutions.com

Испытательный центр

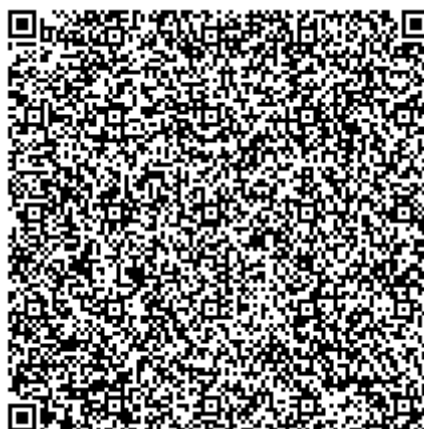
Общество с ограниченной ответственностью «Координационно-информационное агентство» (ООО «КИА»)

Адрес: 109029, г. Москва, Сибирский проезд, д.2, стр. 11

Телефон (факс): +7(495)737-67-19

E-mail: info@trxline.ru

Аттестат аккредитации ООО «КИА» на право проведения испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310671 выдан 22.05.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 651

Регистрационный № 84898-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители оптической мощности SmartPocketV2

Назначение средства измерений

Измерители оптической мощности SmartPocketV2 (далее по тексту - измерители) предназначены для измерений оптической мощности в одномодовых и многомодовых волоконно-оптических линиях передачи.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей основан на преобразовании фотоприемником оптического сигнала в электрический с последующим усилением и преобразованием в цифровую форму.

Конструктивно измеритель представлен в виде малогабаритного моноблока с жидкокристаллическим дисплеем и элементами ручного управления режимами работы. Корпус моноблока пластмассовый. В корпусе измерителя размещен твердотельный детектор и электронная плата управления его функциями.

Выпускаются следующие модификации измерителей с условными обозначениями OLP-35V2, OLP-35V2SC, OLP-38V2. Модификации имеют отличия по значениям выходной мощности излучения и наличием калиброванных длин волн излучения.

Внешний вид измерителя, места нанесения знака утверждения типа и пломбировки показаны на рисунке 1. Защита от несанкционированного доступа предусмотрена в виде разрывных наклеек, располагаемых на винтах крепления составных частей корпуса. Заводские номера наносятся на тыльную панель измерителя в форме информационной таблички, содержащей заводской номер в буквенно-цифровом формате.

Место нанесения знака утверждения типа



Место пломбировки



Рисунок 1- Внешний вид измерителей модификаций OLP-35V2, OLP-35V2SC, OLP-38V2

Программное обеспечение

В измерителях устанавливается специальное программное обеспечение (ПО), идентификационные данные которого приведены в таблице 1. Конструкция измерителей исключает возможность несанкционированного влияния на ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню "средний" согласно Р 50.2.077-2014.

Таблица 1- Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Type_2333
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.04.00 и выше
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	-

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Метрологические характеристики измерителей

Наименование характеристики	Значение характеристики		
Обозначение модификаций	OLP-35V2	OLP-35V2SC	OLP-38V2
Длины волн калибровки, нм	850, 1310, 1550, 1625		
Диапазон измерений уровня оптической мощности, дБм	от -65 до +10		от -50 до +10
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений уровня средней мощности оптического излучения на длинах волн, дБ	±0,5 (для 850) ±0,3 (для 1310, 1550, 1625 нм)		±0,5 (для 850 нм) ±0,4 (для 1310, 1550, 1625 нм)

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (высота x ширина x длина), мм, не более	30×80×150
Масса, кг, не более	0,2
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока от внутренних элементов питания, В - напряжение переменного тока внешнего адаптера, В	1,5/1,2 220±22
Рабочие условия эксплуатации тестера: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при +30 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -5 до+ 45 95 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель измерителя в виде наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 - Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Измеритель оптической мощности SmartPocketV2	-	1
Блок сетевого питания	-	1
Комплект принадлежностей	-	1
Руководство по эксплуатации	BN 2333/98.89 РЭ	1
Паспорт	BN 2333/98.89 ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 руководства по эксплуатации BN 2333/98.89 РЭ.

Нормативные документы, распространяющиеся на измерители оптической мощности SmartPocketV2

ГОСТ Р 8.720-2010 ГСИ. Измерители оптической мощности, источники оптического излучения, измерители обратных потерь и тестеры оптические малогабаритные в волоконно-оптических системах передачи. Методика поверки

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 5 декабря 2019 г. № 2862 «Государственная поверочная схема для средств измерений длины и времени распространения сигнала в световоде, средней мощности, ослабления и длины волны для волоконно-оптических систем связи и передачи информации»

Изготовитель

Фирма: VIAVI Solutions (Greater China) Limited, Китай
 Адрес: Room 101, Building 4, 60 Naxian Road, Shanghai, 201203, China
 E-mail: sales.china@viavisolutions.com

Испытательный центр

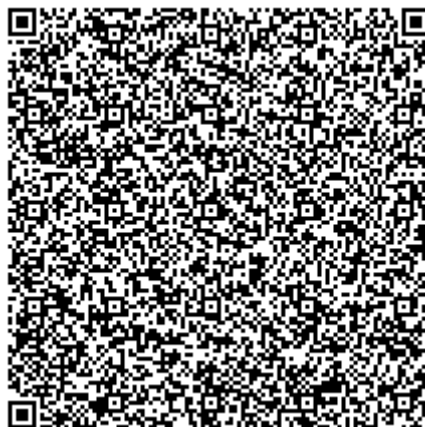
Общество с ограниченной ответственностью «Координационно-информационное агентство» (ООО «КИА»)

Адрес: 109029, г. Москва, Сибирский проезд, д.2, стр. 11

Телефон (факс): +7(495)737-67-19

E-mail: info@trxline.ru

Аттестат аккредитации ООО «КИА» на право проведения испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310671 выдан 22.05.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 651

Регистрационный № 84897-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала АО «Группа «Илим» в г. Коряжме

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала АО «Группа «Илим» в г. Коряжме (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) HP Proliant DL380 Gen 9, блок коррекции времени ЭНКС-2 (БКВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика:

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической

энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. ИВК АИИС КУЭ с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК и ИВК). В состав СОЕВ входит блок коррекции времени типа ЭНКС-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

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

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени ИВК осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (1 раз в 30 минут). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	6C38CCDD09CA8F92D6F96AC33D157A0E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ТЭЦ, ОРУ 220 кВ, ввод 220 кВ "ЗАТ"	ТВ 400/5, КТ 0,5S Пер. № 46101-10	НКФ-220-58 220000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 14626-06	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	ЭНКС-2, пер. № 37328-15 / HP Proliant DL380 Gen 9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	ТЭЦ, ОРУ 220 кВ, ввод 220 кВ "4АТ"	ТВ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 46101-10	НКФ-220-58 220000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 14626-06	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭНКС-2, рег. № 37328-15 / HP Proliant DL380 Gen 9
3	ТЭЦ, ЗРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, яч. 7 (ВЛ 110 кВ "1С" КЦБК - Сольвычегодск - Лименда - Заовряжье)	ТВ-СВЭЛ 600/5, КТ 0,5S Рег. № 67627-17	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
4	ТЭЦ, ЗРУ 110 кВ, 1 СШ, яч. 9 (ОВВ 110 кВ)	ТФЗМ 110 1000/5, КТ 0,5S Рег. № 32825-11	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
5	ТЭЦ, ОРУ-35 кВ (ВЛ 35кВ "1Ц" КЦБК - Сольвычегодск)	ТФЗМ 40,5 II-I УХЛ1 200/5, КТ 0,5S Рег. № 78769-20	ЗНОМ-35-65 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 912-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
6	ТЭЦ, ОРУ-35 кВ (ВЛ 35кВ "2Ц" КЦБК - Вычегодский)	ТФЗМ 40,5 II-I УХЛ1 200/5, КТ 0,5S Рег. № 78769-20	ЗНОМ-35-65 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 912-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
7	ТЭЦ, ОРУ-35 кВ (ВЛ 35кВ "3Ц" КЦБК - Песчанка)	ТФЗМ 40,5 II-I УХЛ1 200/5, КТ 0,5S Рег. № 78769-20	ЗНОМ-35-65 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 912-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
8	ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, 3 сек. 6 кВ, яч.67Б	ТОЛ 1000/5, КТ 0,5S Рег. № 47959-16	НАМИТ 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 70324-18	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
9	ТЭЦ, ГРУ 6кВ, 4 сек. 6 кВ, яч.68	ТОЛ 1000/5, КТ 0,5S Рег. № 47959-16	НАМИТ 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 70324-18	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
10	РП-1 города 6 кВ, 1 сек. 6 кВ, яч.4	ТПОЛ 600/5, КТ 0,5S Рег. № 47958-16	НОМ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 46786-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	РП-1 города 6 кВ, 2 сек. 6 кВ, яч.20	ТПОЛ 600/5, КТ 0,5S Рег. № 47958-16	НОМ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 46786-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭНКС-2, рег. № 37328-15 / HP Proliant DL380 Gen 9
12	РП-1 города 6 кВ, 2 сек. 6 кВ, яч.21	ТПОЛ-10 800/5, КТ 0,5S Рег. № 47958-16	НОМ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 46786-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
13	РП-2 города 6 кВ, 1 сек. 6 кВ, яч. 5	ТПОЛ 800/5, КТ 0,5S Рег. № 47958-16	НАМИТ 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 70324-18	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
14	РП-2 города 6 кВ, 2 сек. 6 кВ, яч. 6	ТПОЛ 800/5, КТ 0,5S Рег. № 47958-16	НАМИТ 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 70324-18	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
15	ПГВ-1 110кВ, ЗРУ 6 кВ, 4 сек. 6 кВ, яч.44	ТОЛ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 47959-16	НАМИТ 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 70324-18	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
16	ПГВ-1 110кВ, ЗРУ 6 кВ, 5 сек. 6 кВ, яч.53	ТПОЛ 600/5, КТ 0,5S Рег. № 47958-16	НАМИТ 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 70324-18	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
17	ТЭС-2, ГРУ-6кВ, 1 сек. 6 кВ., яч.18	ТПОЛ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 47958-16	НАМИТ 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 70324-18	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
18	ТЭС-2, ГРУ-6кВ, 3 сек. 6 кВ. яч.47	ТПОЛ 600/5, КТ 0,5S Рег. № 47958-16	НАМИТ 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 70324-18	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
19	ТЭС-3, ГРУ-6 кВ, 4 сек. 6 кВ, яч.51	ТПЛ 150/5, КТ 0,5S Рег. № 47958-16	НАМИТ 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 70324-18	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
20	ТП-26 35 кВ (Ватса), ввод 6 кВ "Т1"	ТПЛ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 47958-16	НАМИТ 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 70324-18	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	ТП-55 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.9	ТПЛ 150/5, КТ 0,5S Рег. № 47958-16	НОМ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 46786-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭНКС-2, рег. № 37328-15 / HP Proliant DL380 Gen 9
Примечания: 1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 2. Допускается замена БКВ на аналогичные утвержденных типов. 3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, внося изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1-21	Активная Реактивная	1,3 2,0	2,2 3,7
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35°C			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	21
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для сервера ИВК, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +60 от +5 до +35 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М ЭНКС-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 35000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	114 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания ИВК с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера ИВК;

- защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110	3
	ТВ	6
	ТВ-СВЭЛ	3
	ТОЛ	7
	ТПЛ	8
	ТПОЛ	18
	ТПОЛ-10	2
	ТФЗМ 40,5 II-I УХЛ1	9
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	4
	НАМИТ	10
	НКФ-110-57 У1	4
	НКФ-220-58	3
	НОМ-6	9
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	21
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Сервер ИВК	HP Proliant DL380 Gen 9	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51.43/77/21	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала АО «Группа «Илим» в г. Коряжме. МВИ 26.51.43/77/21, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

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

Изготовитель

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

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»

(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

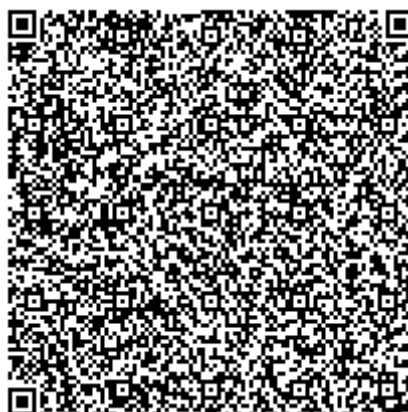
Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 651

Регистрационный № 84896-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Манометры подводные SS

Назначение средства измерений

Манометры подводные SS (далее – манометры) предназначены для измерения избыточного давления различных сред (гидравлической жидкости) и давления вакуума.

Описание средства измерений

Принцип действия манометров основан на зависимости между измеряемым давлением и упругой деформацией чувствительного элемента выражена перемещением её свободного конца и преобразованием передаточным механизмом в угловое перемещение показывающей стрелки.

Манометры состоят из корпуса из полиэфирного стеклопластика (GRP), содержание стекловолокна 25% и кислородный индекс 34%. Смачиваемая часть (чувствительный элемент и технологическое соединения из нержавеющей стали AISI316.

Манометры подводные выпускаются в следующих модификациях SS-316-GRP-G-33-100-R1/4"-1-0-6 BAR, SS-316-GRP-G-33-100-R1/4" 0-250 BAR, SS-316-GRP-G-33-100-1/4"NPT 0-400 BAR, которые отличаются диапазонами измерений.

Общий вид манометров представлен на рисунке 1. Пломбирование манометров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и (или) в паспорт манометров в соответствии с действующим законодательством. Манометры подводные имеют серийные номера в виде цифрового значения, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра, номер наносится на циферблат методом гравировки (рисунок 1).



Рисунок 1 – Общий вид манометров SS

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений избыточного давления, МПа (бар) SS-316-GRP-G-33-100-R1/4" -1-0-6 BAR SS-316-GRP-G-33-100-R1/4" 0-250 BAR SS-316-GRP-G-33-100-1/4"NPT 0-400 BAR	от -0,1 до 0,6 (от -1 до 6) от 0 до 25 (от 0 до 250) от 0 до 40 (от 0 до 400)
Пределы основной допускаемой абсолютной погрешности измерений избыточного давления, МПа (бар) SS-316-GRP-G-33-100-R1/4" -1-0-6 BAR SS-316-GRP-G-33-100-R1/4" 0-250 BAR SS-316-GRP-G-33-100-1/4"NPT 0-400 BAR	$\pm 0,007$ ($\pm 0,07$) $\pm 0,25$ ($\pm 2,5$) $\pm 0,4$ (± 4)
Дискретность отчёта измерений избыточного давления, МПа (бар) SS-316-GRP-G-33-100-R1/4" -1-0-6 BAR SS-316-GRP-G-33-100-R1/4" 0-250 BAR SS-316-GRP-G-33-100-1/4"NPT 0-400 BAR	 0,01 (0,1) 0,5 (5) 1 (10)
Пределы допускаемой дополнительной приведенной (к диапазону измерений) погрешности измерений избыточного давления, вызванной изменением температуры окружающего воздуха от нормальных условий (от +18 до +22 °C), % на каждые 10 °C	$\pm 0,5$

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (Ш×Д×В), мм, не более	114×114×130
Масса, кг, не более	1,1
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность окружающей среды, %	от 0 до 70 100
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °C	от +18 до +22
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	87600
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность манометров

Наименование	Обозначение	Количество
Манометры подводные	SS	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.2 Паспорта

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к манометрам подводным SS

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 июня 2018 г. № 1339 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа».

ГОСТ 2405-88 «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические условия».

Стандарт предприятия фирмы «MRC Global Norway AS», Норвегия

Изготовитель

Фирма «MRC Global Norway AS», Норвегия

Адрес: Instrumentation Division, Prestebraatan 21, N-3300 Hokksund, Norway

Телефон: +47 51 95 94 00

Web-сайт: www.mrcglobal.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ООО «ИНЭКС СЕРТ» (ООО «ИНЭКС СЕРТ»)

Адрес: 121471, г. Москва, ул. Маршала Неделина, д. 34 корп. 2, пом. I, ком 6.

Тел./факс: +7 (495) 664-23-42

E-mail: info@inexcert.ru

Web-сайт: www.inexcert.ru

Регистрационный номер RA.RU.312302 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации

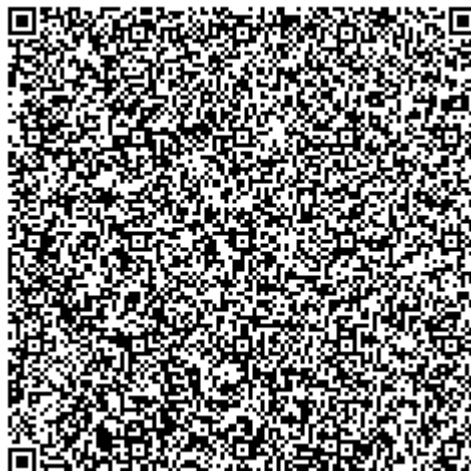
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, пом. VII, комн.6

Телефон: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Регистрационный номер RA.RU.312126 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 651

Регистрационный № 84895-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 716 ЛПДС «Унеча»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 716 ЛПДС «Унеча» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы, объемного расхода и плотности нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти по результатам измерений:

- объема нефти, давления и температуры;
- плотности нефти в лаборатории или в рабочих условиях с помощью преобразователей плотности.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

СИКН состоит из:

- блока измерительных линий (далее – БИЛ), состоящего из семи рабочих измерительных линий (далее – ИЛ), двух резервных ИЛ и одной контрольно-резервной ИЛ;
- блока измерений показателей качества (далее – БИК);
- блока трубопоршневой поверочной установки (далее – ТПУ);
- системы сбора и обработки информации (далее – СОИ).

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКН:

- преобразователи расхода турбинные НТМ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ) 56812-14) модели НТМ10 (далее – ПРТ);

- счетчик (преобразователь) жидкости лопастной Ду 2...16” (регистрационный номер в ФИФОЕИ 44007-10) модели М16 (далее – ПРЛ);

- преобразователи давления измерительные ЕЈХ (регистрационный номер в ФИФОЕИ 28456-04) модели ЕЈХ 430;

- преобразователи давления измерительные ЕЈХ (регистрационный номер в ФИФОЕИ 28456-09) модели ЕЈХ 430;

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 14061-04);

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 14061-99);

- термопреобразователи сопротивления серии TR (регистрационный номер в ФИФОЕИ 17622-03) модификации 200;
- преобразователи вторичные Т, модификации: Т31 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 15153-03);
- преобразователи плотности измерительные модели 7835 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 15644-96) (далее – ПП);
- датчики температуры 644, 3144Р (регистрационный номер в ФИФОЕИ 39539-08) модели 644;
- преобразователи измерительные 644, 3144Р, 3244MV (регистрационный номер в ФИФОЕИ 14683-04) модификации 644Н;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 22257-01);
- преобразователи измерительные 644, 3144Р (регистрационный номер в ФИФОЕИ 14683-09) модификации 644Н;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 22257-11);
- преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* (регистрационный номер в ФИФОЕИ 59868-15) модификации EJX 530А;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационный номер в ФИФОЕИ 14557-10) модификации УДВН-1пм;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 15642-06) в комплекте с устройствами измерения параметров жидкости и газа модели 7951;
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 57762-14);
- установка трубопоршневая поверочная двунаправленная (регистрационный номер в ФИФОЕИ 12888-99);
- измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-3000/6000 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 15066-01) модификации OMNI-6000 (далее – ИВК);
- измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-3000/6000 (модификации OMNI-6000) производства фирмы «OMNI FLOW COMPUTRES, INC.», США (регистрационный номер в ФИФОЕИ 15066-04) (далее – ИВК);
- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 3000/6000 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 15066-09) модификации OMNI-6000 (далее – ИВК);
- контроллеры программируемые логические PLC Modicon (регистрационный номер в ФИФОЕИ 18649-07).

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ) входит в состав СОИ.

В составе СИКН дополнительно сформированы вспомогательные измерительные каналы (далее – ИК) плотности и объемного расхода контрольно-резервной ИЛ, метрологические характеристики которых определяют комплектным методом.

СИКН выполняет следующие основные функции:

- измерение в автоматическом режиме массы нефти и объемного расхода нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений в испытательной лаборатории массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, а также значения массовой доли воды, вычисленного по результатам измерений в лаборатории объемной доли воды;
- измерение в автоматическом режиме температуры и давления нефти;
- измерение вязкости и плотности нефти;
- контроль метрологических характеристик и поверка ПРТ и ПРЛ на месте эксплуатации;

- ручной ввод в СОИ результатов лабораторных анализов проб нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- формирование и хранение журнала событий;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на СИ, входящих в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002–2006 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок». Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Заводской номер СИКН нанесен на маркировочную табличку, установленную на площадке СИКН, и типографским способом в инструкцию по эксплуатации СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

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

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ПО АРМ оператора (основное и резервное)	ПО ИВК (три основных)	ПО ИВК (три резервных)
Идентификационное наименование ПО	RateCalc	–	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1	24.74.13 24.74.13 24.74.17	24.74.13 24.75.01 24.74.17
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	F0737B4F	–	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 400 до 10200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода с применением ИК объемного расхода контрольно-резервной ИЛ, %	±0,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности с применением ИК плотности, кг/м ³	±0,3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК плотности и объемного расхода контрольно-резервной ИЛ с комплектным методом определения метрологических характеристик

Наименование ИК	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
	Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
ИК плотности	ПП	ИВК	от 800 до 900 кг/м ³	Δ: ±0,3 кг/м ³
ИК объемного расхода контрольно-резервной ИЛ	ПРЛ	ИВК	от 410 до 1550 м ³ /ч*	δ: ±0,1 %
* Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при определении метрологических характеристик соответствующего ИК объемного расхода и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.				
Примечание – Приняты следующие обозначения: Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, кг/м ³ ; δ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %.				

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002
Температура измеряемой среды, °С	от 4 до 35
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,6 до 1,4
Физико-химические свойства измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м ³ – кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температур, мм ² /с	от 800 до 900 от 5 до 40

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
– массовая доля воды, %, не более	0,5
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	300
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
– содержание свободного газа	не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ / 380 ⁺³⁸ ₋₅₇ 50±1
Условия эксплуатации СИКН: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки БИЛ, ТПУ – в месте установки оборудования БИК, СОИ б) относительная влажность в месте установки СОИ, % в) атмосферное давление, кПа	от -26 до +40 от +10 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы	непрерывный
Средний срок службы, лет, не менее	8

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 716 ЛПДС «Унеча», заводской № 716	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 716 ЛПДС «Унеча» Брянского районного управления АО «Транснефть – Дружба», регистрационный номер в ФИФОЕИ ФР.1.29.2021.41016.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Приказ Росстандарта от 1 ноября 2019 года № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть-Дружба» (АО «Транснефть-Дружба»)
ИНН 3235002178
Адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113
Телефон: (4832) 74-76-52
E-mail: office@bm.transneft.ru

Испытательный центр

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

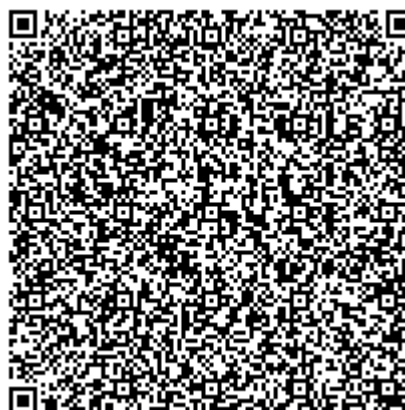
Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
ООО ЦМ «СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа
№ RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 651

Регистрационный № 84894-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 714 ЛПДС «Унеча»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 714 ЛПДС «Унеча» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы, объемного расхода и плотности нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти по результатам измерений:

- объема нефти, давления и температуры;
- плотности нефти в лаборатории или в рабочих условиях с помощью преобразователей плотности.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

СИКН состоит из:

- блока измерительных линий (далее – БИЛ), состоящего из трех рабочих измерительных линий (далее – ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ;
- блока измерений показателей качества (далее – БИК);
- блока трубопоршневой поверочной установки (далее – ТПУ);
- системы сбора и обработки информации (далее – СОИ).

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКН:

- преобразователи расхода турбинные НТМ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ) 56812-14) модели НТМ10 (далее – ПРТ);

- счетчик (преобразователь) жидкости лопастной Ду 2...16” (регистрационный номер в ФИФОЕИ 44007-10) модели М16 (далее – ПРЛ);

- преобразователи давления измерительные EJX (регистрационный номер в ФИФОЕИ 28456-04) модели EJX 430;

- преобразователи давления измерительные EJX (регистрационный номер в ФИФОЕИ 28456-09) модели EJX 430;

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 14061-04);

- термопреобразователи сопротивления серии TR (регистрационный номер в ФИФОЕИ 17622-03) модификации 200;

- преобразователи вторичные Т, модификации: Т31 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 15153-03);
- преобразователи плотности измерительные модели 7835 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 15644-96) (далее – ПП);
- преобразователи измерительные 644, 3144Р (регистрационный номер в ФИФОЕИ 14683-09) модификации 644Н;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 22257-11);
- преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* (регистрационный номер в ФИФОЕИ 59868-15) модификации EJX 530А;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационный номер в ФИФОЕИ 14557-10) модификации УДВН-1пм;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 15642-06) в комплекте с устройствами измерения параметров жидкости и газа модели 7951;
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 57762-14);
- установка трубопоршневая поверочная двунаправленная (регистрационный номер в ФИФОЕИ 12888-99);
- измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-3000/6000 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 15066-01) модификации OMNI-6000 (далее – ИВК);
- контроллеры программируемые логические PLC Modicon (регистрационный номер в ФИФОЕИ 18649-07).

Автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора входит в состав СОИ.

В составе СИКН дополнительно сформированы вспомогательные измерительные каналы (далее – ИК) плотности и объемного расхода контрольно-резервной ИЛ, метрологические характеристики которых определяют комплектным методом.

СИКН выполняет следующие основные функции:

- измерение в автоматическом режиме массы нефти и объемного расхода нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений в испытательной лаборатории массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, а также значения массовой доли воды, вычисленного по результатам измерений в лаборатории объемной доли воды;
- измерение в автоматическом режиме температуры и давления нефти;
- измерение вязкости и плотности нефти;
- контроль метрологических характеристик и поверку ПРТ и ПРЛ на месте эксплуатации;
- ручной ввод в СОИ результатов лабораторных анализов проб нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- формирование и хранение журнала событий;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на СИ, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002–2006 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок». Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Заводской номер СИКН нанесен на маркировочную табличку, установленную на площадке СИКН, и типографским способом в инструкцию по эксплуатации СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

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

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора	ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	RateCalc	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1	24.74.13
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	F0737B4F	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти*, м ³ /ч	от 410 до 3400
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода с применением ИК объемного расхода контрольно-резервной ИЛ, %	±0,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности с применением ИК плотности, кг/м ³	±0,3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК плотности и объемного расхода контрольно-резервной ИЛ с комплектным методом определения метрологических характеристик

Наименование ИК	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
	Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
ИК плотности	ПП	ИВК	от 800 до 900 кг/м ³	Δ : $\pm 0,3$ кг/м ³
ИК объемного расхода контрольно-резервной ИЛ	ПРЛ	ИВК	от 410 до 1550 м ³ /ч*	δ : $\pm 0,1$ %
* Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при определении метрологических характеристик соответствующего ИК объемного расхода и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений. Примечание – Приняты следующие обозначения: Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, кг/м³; δ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %.				

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002
Температура измеряемой среды, °С	от 4 до 35
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,6 до 1,4
Физико-химические свойства измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м ³ – кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температур, мм ² /с – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – содержание свободного газа	от 800 до 900 от 5 до 40 0,5 300 0,05 не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	$220^{+22}_{-33} / 380^{+38}_{-57}$ 50±1
Условия эксплуатации СИКН: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки БИЛ, ТПУ – в месте установки оборудования БИК, СОИ б) относительная влажность в месте установки СОИ, % в) атмосферное давление, кПа	от -26 до +40 от +10 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы	непрерывный
Средний срок службы, лет, не менее	8

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 714 ЛПДС «Унеча», заводской № 714	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 714 ЛПДС «Унеча» Брянского районного управления АО «Транснефть-Дружба», регистрационный номер в ФИФОЕИ ФР.1.29.2021.41015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Приказ Росстандарта от 1 ноября 2019 года № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть-Дружба» (АО «Транснефть-Дружба»)

ИНН 3235002178

Адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113

Телефон: (4832) 74-76-52

E-mail: office@bm.transneft.ru

Испытательный центр

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

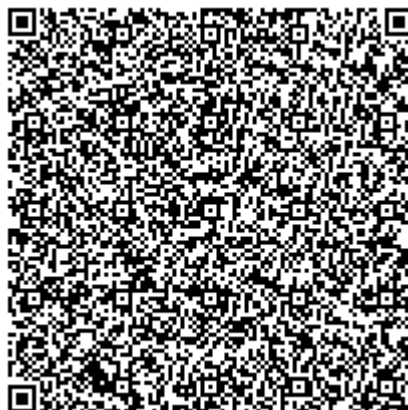
Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц ООО ЦМ «СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 651

Регистрационный № 84893-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» Алтай 2-ая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» Алтай 2-ая очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- привязку результатов измерений к шкале времени UTC(SU);
- ведение журналов событий с данными о состоянии объектов измерений и средств измерений;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений и журналов событий;
- хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных в течение 3,5 лет;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей;
- подготовка данных в виде электронного документа XML для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, и журналам событий по запросу со стороны внешних систем;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает два уровня:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные 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 каналобразующую аппаратуру, сервер ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Е-ресурс» ES.02».

ИИК, ИВК, устройства коммуникации и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счетчика с привязкой к шкале времени UTC(SU). Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти события, такие как коррекция часов счетчиков, включение и выключение счетчиков, включение и выключение резервного питания счетчиков, открытие и закрытие защитной крышки и другие. События сохраняются в журнале событий также с привязкой к шкале времени UTC(SU).

ИВК выполнен на базе комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02 и включает в себя:

- сервер баз данных;
- автоматизированные рабочие места (АРМ).

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков со всех ИИК;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере баз данных и передачу шкалы времени на уровень ИИК;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 и модемов GSM/GPRS для передачи данных от счетчиков до уровня ИБК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы (основной канал);
- посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), действующая следующим образом. ИБК получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-3. При каждом опросе счетчиков ИБК определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает по абсолютной величине 2 с, ИБК формирует команду синхронизации. Журналы событий счетчиков и ИБК 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 в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр типографским способом.

Программное обеспечение

В ИБК АИИС КУЭ используется программное обеспечение из состава комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02. Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения АИИС КУЭ приведены в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ПО «Е-ресурс» ES.02
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не ниже 1.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	Вычисляется контролирующей утилитой, указывается в формуляре ПТК «Е-ресурс» ES.02
Идентификационное наименование программного обеспечения	контролирующая утилита echeck
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не присвоен
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	52e65bf4a60108fdd59bac8941e1c0fd

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	КТП-1000 6 кВ, РУ-6 кВ, ввод 6 кВ Т	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 29390-05	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.02М.06 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ПТК «Е-ресурс» ES.02, Рег. № 53447-13; УСВ-3, рег. № 64242-16
2	ТП-ВЧД, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 2, ПР Р12 КЛ-0,4 кВ	Не используется	Не используется	Меркурий 234 ARTM-02 DPOBR.R Кл.т. 1/2 Рег. № 75755-19	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ (I _{макс})	
		δ _{W0} ^A %	δ _{W0} ^P %	δ _{W0} ^A %	δ _{W0} ^P %	δ _{W0} ^A %	δ _{W0} ^P %
1	0,50	±5,4	±2,7	±2,9	±1,5	±2,2	±1,2
	0,80	±2,9	±4,4	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	±2,5	±5,5	±1,4	±3,0	±1,1	±2,2
	1,00	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
2	0,50	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	0,80	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	0,87	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	1,00	±1,5	-	±1	-	±1	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ (I _{макс})	
		δ _W ^A %	δ _W ^P %	δ _W ^A %	δ _W ^P %	δ _W ^A %	δ _W ^P %
1	0,50	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8
	0,80	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,4	±2,3
	0,87	±2,6	±5,6	±1,5	±3,3	±1,2	±2,6
	1,00	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
2	0,50	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	0,80	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	0,87	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	1,00	±2,3	-	±1,9	-	±1,9	-

Примечания к таблицам 3 и 4:

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ± 5 с

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{\text{макс}}$ – сила тока соответствующая максимальному тока счетчика;

$I_{\text{изм}}$ – сила тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика;

δ_{w0}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_{w0}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: – ток, % от $I_{\text{ном}}$ – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °C:	от 5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{\text{ном}}$ – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра АИИС.2129011/07122021-ТРП.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» Алтай 2-ая очередь. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Счетчики	СЭТ-4ТМ.02М.06	1
Счетчики	Меркурий 234 ARTM-02 DPOBR.R	1
ИБК	ПТК «Е-ресурс» ES.02	1
СОЕВ	УСВ-3	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» Алтай 2-ая очередь. Формуляр	АИИС.2129011/07122021-ТРП.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» Алтай 2-ая очередь» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» Алтай 2-ая очередь

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

ГОСТ 22261-94 Межгосударственный стандарт. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия (с Изменением №1)

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергетическая компания «СТИ» (ООО «ЭК «СТИ»)

Адрес: 190005, Санкт-Петербург, Троицкий проспект, д. 12 лит. А, пом. 4 «Н»

Телефон (факс): +7 (812) 251-13-73 / 251-32-58

E-mail: info@ek-sti.ru

Испытательный центр

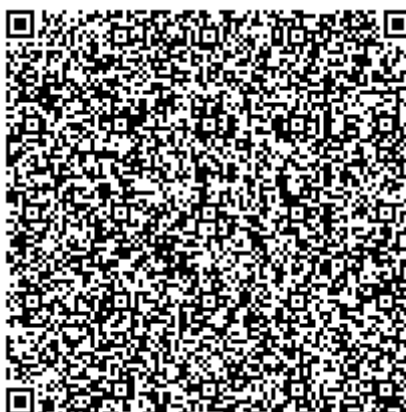
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, Российская Федерация, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 651

Регистрационный № 84892-22

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Астраханской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Астраханской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основное и/или резервное) и ПАО «ФСК ЕЭС»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер ПАО «ФСК ЕЭС», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» создан на базе специализированного программного обеспечения (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 1-8 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), а с выходов счетчиков ИК №№ 9-11 – на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Далее по основному каналу связи данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», а с УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» - на сервер ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи или УСПД счетчики опрашиваются сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» по резервному каналу с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

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

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 6. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ПАО «ФСК ЕЭС», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащен сервером синхронизации времени ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным источником сигналов точного времени является УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» оснащен сервером точного времени СТВ-01 или радиосервером точного времени РСТВ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» синхронизируется от сервера ПАО «ФСК ЕЭС». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 1-8 синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики ИК №№ 1-8 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 9-11 синхронизируется от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счетчика и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 4.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

Таблица 4 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

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

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ», СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 5 - 7.

Таблица 5 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	ИВК
1	2	3		4		5	6
1	ПС 220 кВ Тяговая-1 (ПС 220 кВ Аксарайская-1), 220 кВ Аксарайская-1), ввод 220 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №20645-07	А	ТГФ220-II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФ220-II*		
				С	ТГФ220-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
2	ПС 220 кВ Тяговая-1 (ПС 220 кВ Аксарайская-1), 220 кВ Аксарайская-1), ввод 220 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №20645-07	А	ТГФ220-II*		
				В	ТГФ220-II*		
				С	ТГФ220-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Тяговая-2 (ПС 110 кВ Астрахань-2), 110 кВ Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
4	ПС 110 кВ Тяговая-2 (ПС 110 кВ Астрахань-2), 110 кВ Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
5	ПС 110 кВ Тяговая-2 (ПС 110 кВ Астрахань-2), РУ 27,5 кВ, ввод 27,5 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1У1		
				B	ТФЗМ-35Б-1У1		
				C	ТФЗМ-35Б-1У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P4B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Тяговая-2 (ПС 110 кВ Астрахань-2), РУ 110 кВ, ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	А	ТФЗМ-35Б-1У1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФЗМ-35Б-1У1		
				С	ТФЗМ-35Б-1У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3					
7	ПС 110 кВ Тяговая-2 (ПС 110 кВ Астрахань-2), РУ 10 кВ, ввод 10 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №45370-10, 45370-10, 58720-14	А	ТВК		
				В	ТВК		
				С	ТЛК-СТ		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P3B-3					
8	ПС 110 кВ Тяговая-2 (ПС 110 кВ Астрахань-2), РУ 10 кВ, ввод 10 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №45370-10	А	ТВК		
				В	ТВК		
				С	ТВК		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P3B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 220 кВ Рассвет, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Тяговая-1 - Рассвет	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №52260-12	A	ТГФМ-220	TK16L Per. № 36643-07	СТВ-01 Per. № 49933-12 РСТВ-01-01 Per. № 40586-12
				B	ТГФМ-220		
				C	ТГФМ-220		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06	EPQS.111.21.18.LL					
10	ПС 220 кВ Рассвет, ОРУ 220 кВ, ОМВ-220 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/1 №46527-11	A	ТОГФ-220	TK16L Per. № 36643-07	
				B	ТОГФ-220		
				C	ТОГФ-220		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06	EPQS.113.23.27.LL					
11	ПС 220 кВ Харабали, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Тяговая-1 - Харабали	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/5 №52260-12	A	ТГФМ-220	TK16L Per. № 36643-07	
				B	ТГФМ-220		
				C	ТГФМ-220		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №41878-09	A	НКФ-220-06		
				B	НКФ-220-06		
				C	НКФ-220-06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06	EPQS.111.21.18.LL					

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 5, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 6 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 6 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнер- гии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1 – 4	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
5, 6	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
7, 8	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
9, 10	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,4	3,5
11	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,8	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном} \cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСПД ТК16L - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +40 от -40 до +60 от 0 до +75 от 0 до +40 от -20 до +60 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40 от +10 до +30 от +5 до +50

Продолжение таблицы 7

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии EPQS: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ТК16L: - 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	50000 72 120000 72 70000 72 40000 24 100000 24 55000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТГФ220-II*	6 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 II*	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВК	5 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ	1 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-220	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ-220	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	12 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-06	3 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	4 шт.

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	4 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	EPQS	3 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	TK16L	2 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1 шт.
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.191.ЭД.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Астраханской области», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Астраханской области

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью инвестиционно-инжиниринговая группа
«КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

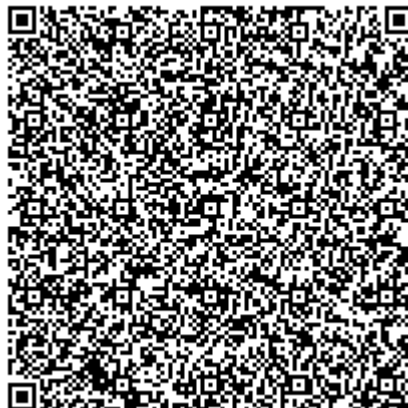
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Регистрационный № RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области
обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 651

Регистрационный № 84891-22

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Архангельской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Архангельской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основные и/или резервные);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Далее по основному каналу связи, данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи или УСПД счетчики опрашиваются сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» по резервному каналу с использованием каналобразующего оборудования стандарта GSM.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

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

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащен сервером синхронизации времени ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным источником сигналов точного времени является УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4 - 6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ									
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	ИВК				
1	2	3		4		5	6				
1	ПС 110 кВ Коноша тяговая, ОРУ 110 кВ, 1СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Тяговая 1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12				
				В	ТГФМ-110 II*						
				С	ТГФМ-110 II*						
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1			RTU-327 Рег. № 41907-09	Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	НАМИ-110 УХЛ1						
				С	НАМИ-110 УХЛ1						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4						ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
2	ПС 110 кВ Коноша тяговая, ОРУ 110 кВ, 2СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Тяговая 2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14				
				В	ТГФМ-110 II*						
				С	ТГФМ-110 II*						
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1			ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	НАМИ-110 УХЛ1						
				С	НАМИ-110 УХЛ1						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4						ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 220 кВ Няндомы, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Няндомы-СПТФ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
4	ПС 220 кВ Няндомы, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Шалакуша-Няндомы	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
5	ПС 220 кВ Няндомы, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ 2Т	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 220 кВ Няндомы, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ 1Г	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 П*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 П*		
				С	ТГФМ-110 П*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
7	ПС 220 кВ Няндомы, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Няндомы-Каргополь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 П*		
				В	ТГФМ-110 П*		
				С	ТГФМ-110 П*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
8	ПС 220 кВ Няндомы, ОРУ-110 кВ, ОВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 П*		
				В	ТГФМ-110 П*		
				С	ТГФМ-110 П*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 220 кВ Няндом, ЗСШ-220 кВ, МВ 220 кВ 23	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №36671-08	А	ТГФМ-220 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
10	ПС 220 кВ Няндом, ЗСШ-220кВ, МВ 220 кВ 13	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №36671-08	А	ТГФМ-220 II*		
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
11	ПС 220 кВ Няндом, 4СШ-220 кВ, МВ 220 кВ 24	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №36671-08	А	ТГФМ-220 II*		
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС 220 кВ Няндомы, 4СП-220 кВ, МВ 220 кВ 14	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №36671-08	А	ТГФМ-220 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
13	ПС 110 кВ Шалакуша тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Шалакуша тяговая-Шалакуша (ВЛ 110 кВ Связь)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
14	ПС 110 кВ Шалакуша тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Плесецк-Шалакуша тяговая (ВЛ 110 кВ Плесецк-Шалакуша)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Плесецк тяговая, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
16	ПС 110 кВ Плесецк тяговая, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
17	ПС 110 кВ Мудьюга тяговая, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Мудьюга тяговая, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
19	ПС 110 кВ Малошуйка тяговая, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
20	ПС 110 кВ Малошуйка тяговая, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Малошуйка тяговая, ОРУ-110кВ, ремонтная перемычка 110кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
22	ПС 110 кВ Малошуйка тяговая, ОРУ-110кВ, рабочая перемычка 110кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
23	ПС 110 кВ Малошуйка тяговая, РУ-10 кВ, 2СП- 10 кВ, ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №9143-83	А	ТЛК10		
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Малошуйка тяговая, РУ-10 кВ, 1СП- 10 кВ, ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №9143-83	А	ТЛК10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3					
25	ПС 110 кВ Обозерская- тяговая, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
26	ПС 110 кВ Обозерская- тяговая, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Ньюча (ПС 85), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Малошуйка - Ньюча	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №16023-97	A	ТФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТФМ-110		
				C	ТФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	EA05RAL-B-4			

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1 – 22, 26	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
23, 24	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
25	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
27	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие Р = 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 6

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03) - для УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09) - для УСПД ЭКОМ-3000 (рег. № 17049-14) - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -45 до +40 от -40 до +65 от 0 до +75 от +1 до +50 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАльфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000 (рег. № 17049-14): - 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	50000 72 80000 72 120000 72 40000 24 35000 24 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФМ-110	3 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-220 II*	12 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 II*	60 шт.

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛК10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	39 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	24 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	3 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.192.ЭД.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Архангельской области», аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 01.06.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Архангельской области

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН:7444052356

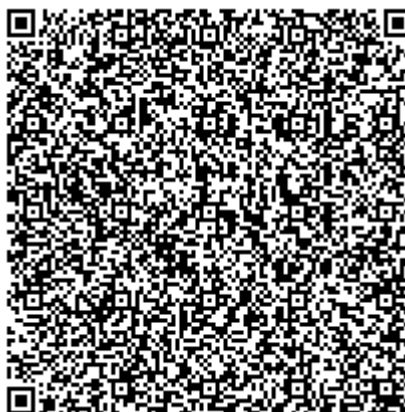
Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2

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

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 651

Регистрационный № 84890-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Камала-1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Камала-1 (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), резервное устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее 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. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с., с интервалом проверки текущего времени не более 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 ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

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

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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.

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет № 1	ТФНКД-500 кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 рег. № 82354-21	DKF 525 кл.т 0,2 $K_{тн} = (500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23743-02	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325S рег. № 53722-13
2	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет № 2	ТФНКД-500 кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 рег. № 82354-21	DKF 525 кл.т 0,2 $K_{тн} = (500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23743-02	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
3	ВЛ 220 кВ Красноярская ГРЭС-2 – Камала-1 I цепь (Д-209)	ТВ-220/25 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3191-72	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
4	ВЛ 220 кВ Красноярская ГРЭС-2 – Камала-1 II цепь (Д-210)	ТВ 220 I кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3191-72	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 81882-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	УССВ-2 рег. № 54074-13
5	ОВ-220 кВ	ТВ-220/25 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3191-72	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 81882-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ВЛ 110 кВ Камала-1 – Бородинская I цепь (С-909)	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3190-72	НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325S рег. № 53722-13 УССВ-2 рег. № 54074-13
7	ВЛ 110 кВ Камала-1 – Бородинская II цепь (С-910)	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 82932-21	НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
8	ВЛ 110 кВ Камала-1 – ГПП-1 I цепь с отпайкой на ПС ГПП-2 (С-01)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
9	ВЛ 110 кВ Камала-1 – ГПП-1 II цепь с отпайкой на ПС ГПП-2 (С-02)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
10	ВЛ 110 кВ Камала-1 – Камала-2 тяговая I цепь (С-63)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
11	ВЛ 110 кВ Камала-1 – Камала-2 тяговая II цепь (С-64)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
12	ВЛ 110 кВ Камала-1 – Насосная ЭХЗ №1 (Н-1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
13	ВЛ 110 кВ Камала-1 – Насосная ЭХЗ №2 (Н-2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
14	ВЛ 110 кВ Камала-1 – Сибволокно I цепь (С-133)	ТВУ-110-50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3182-72	НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
15	ВЛ 110 кВ Камала-1 – Сибволокно II цепь (С-128)	ТВУ-110-50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3182-72	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ВЛ 110 кВ Камала-1 – ЭХЗ I цепь (ШП-6)	ТФЗМ 110Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 80606-20	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325S рег. № 53722-13
17	ВЛ 110 кВ Камала-1 – ЭХЗ II цепь (ШП-7)	ТФЗМ 110Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 80606-20	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
18	ВЛ 110 кВ Камала-1 – ЭХЗ III цепь (ШП-15)	ТФЗМ 110Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 80606-20	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
19	ВЛ 110 кВ Камала-1 – ЭХЗ IV цепь (ШП-16)	ТФЗМ 110Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 80606-20	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
20	ВЛ 110 кВ Камала-1 – ЭХЗ V цепь (ШП-17)	ТФЗМ 110Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 80606-20	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
21	ВЛ 110 кВ Камала-1 – ЭХЗ VI цепь (ШП-18)	ТФЗМ 110Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 80606-20	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	УССВ-2 рег. № 54074-13
22	ВЛ 110 кВ Канская опорная – Камала-1 I цепь с отпайкой на ПС ЗЛМК (С-811/Д-35)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 74600-19	НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
23	ВЛ 110 кВ Канская опорная – Камала-1 II цепь с отпайкой на ПС ЗЛМК (С-812/Д-36)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 74600-19	НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	ВЛ 110 кВ Красноярская ГРЭС-2 – Камала-1 I цепь (С-101)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
25	ВЛ 110 кВ Красноярская ГРЭС-2 – Камала-1 II цепь (С-102)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
26	ВЛ 110 кВ Красноярская ГРЭС-2 – Камала-1 III цепь (С-107)	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3190-72	НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
27	ВЛ 110 кВ Красноярская ГРЭС-2 – Камала-1 IV цепь (С-108)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
28	ВЛ 110 кВ Шумково-1 – Камала-1 I цепь (С-123)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325S рег. № 53722-13
29	ВЛ 110 кВ Шумково-1 – Камала-1 II цепь (С-122)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	УССВ-2 рег. № 54074-13
30	ОВ-1-110 кВ	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3190-72	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
31	ОВ-2-110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
32	ОВ-3-110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
33	ЩСН-0,4 кВ, шкаф учета №1 0,4 кВ, ф. 0,4 кВ в сторону ввод №1 0,4 кВ МТС (мал)	Т-0,66 УЗ кл.т 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1 рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
34	ЩСН-0,4 кВ, шкаф учета №1 0,4 кВ, ф. 0,4 кВ в сторону ввод №1 0,4 кВ Ростелеком (мал)	Т-0,66 М У3 кл.т 0,5 Ктт = 30/5 рег. № 17551-06	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1 рег. № 36697-08	RTU-325S рег. № 53722-13 УССВ-2 рег. № 54074-13
35	ЩСН-0,4 кВ, шкаф учета №2 0,4 кВ, ф. 0,4 кВ в сторону ввод №2 0,4 кВ МТС (мал)	Т-0,66 М У3 кл.т 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 17551-06	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1 рег. № 36697-08	
36	ЩСН-0,4 кВ, шкаф учета №2 0,4 кВ, ф. 0,4 кВ в сторону ввод №2 0,4 кВ Ростелеком (мал)	Т-0,66 М У3 кл.т 0,5 Ктт = 30/5 рег. № 17551-06	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1 рег. № 36697-08	

Примечания

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

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%,}	δ _{5 %,}	δ _{20 %,}	δ _{100 %,}
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1 – 3, 16, 17, 30 (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
4 – 7, 14, 15, 18 – 21, 26 (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
8 – 12, 24, 25, 31 (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
13, 22, 23, 27 – 29, 32 (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
33, 35 (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

Продолжение таблицы 3

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
34, 36 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
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, 16, 17, 30 (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
4 – 7, 14, 15, 18 – 21, 26 (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
8 – 12, 24, 25, 31 (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
13, 22, 23, 27 – 29, 32 (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
33, 35 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	1,8	1,8
	0,5	2,6	2,0	1,3	1,3
34, 36 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,4	1,8
	0,5	-	2,9	1,6	1,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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, 16, 17, 30 (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
4 – 7, 14, 15, 18 – 21, 26 (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
8 – 12, 24, 25, 31 (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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5\%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
13, 22, 23, 27 – 29, 32 (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
33, 35 (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
34, 36 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,9	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_5\%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1 – 3, 16, 17, 30 (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
4 – 7, 14, 15, 18 – 21, 26 (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
8 – 12, 24, 25, 31 (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
13, 22, 23, 27 – 29, 32 (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
33, 35 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,6	3,3	3,3
34, 36 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	5,4	3,9	3,5
	0,5	-	4,1	3,4	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
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД, УССВ ИВКЭ - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч устройство синхронизации системного времени УССВ-2: - средняя наработка на отказ, ч, не менее Радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 140000 2 74500 55000
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	113 45 10 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.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТФНКД-500	82354-21	12
Трансформатор тока	ТВ-220/25, ТВ 220 I	3191-72	9
Трансформатор тока	ТВ-110/50	3190-72	9
Трансформатор тока	ТВ	82932-21	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	74600-19	45
Трансформатор тока	ТВУ-110-50	3182-72	6
Трансформатор тока	ТФЗМ	80606-20	18
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	71031-18	3
Трансформатор тока	Т-0,66	17551-06	9
Трансформатор напряжения емкостный	DKF 525	23743-02	6
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	60353-15	15
Трансформатор напряжения	НКФ-220	81882-21	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	78712-20	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	75606-19	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-20	32
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	4
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325S	53722-13	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
Устройство синхронизации системного времени (ИВКЭ)	УССВ-2	54074-13	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.C014-ФО	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Камала-1», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Камала-1

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

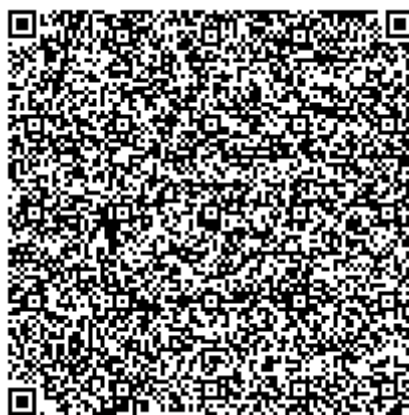
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 651

Регистрационный № 84889-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Бузулукская (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 центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее 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. В состав ИВК входит УССВ, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 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 ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 110 кВ Бузулукская – Державинская	ТВГ-УЭТМ® кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52619-13	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04
2	ВЛ 110 кВ Бузулукская – Заводская I цепь	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 74600-19	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
3	ВЛ 110 кВ Бузулукская – Заводская II цепь	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 74600-19	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
4	ВЛ 110 кВ Бузулукская – Новотёпловская	TG кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 75894-19	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
5	ВЛ 110 кВ Бузулукская – Промысловая I цепь с отпайками	ТВ-ЭК кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
6	ВЛ 110 кВ Бузулукская – Промысловая II цепь с отпайками	ТФЗМ 110Б кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 69721-17	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
7	АТ-1 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 56255-14	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
8	АТ-2 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 56255-14	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
9	ВЛ 110 кВ Бузулукская – Савельевская I цепь с отпайками	ТВГ-УЭТМ® кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52619-13	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ВЛ 110 кВ Бузулукская – Савельевская II цепь с отпайками	ТВГ-УЭТМ® кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52619-13	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 $K_{TH} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 рег.№17049-04
11	ВЛ 110 кВ Бузулукская – Савельевская №3	ТВГ-УЭТМ® кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52619-13	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 $K_{TH} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
12	ВЛ 110 кВ Бузулукская – Сорочинская I цепь с отпайками	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 $K_{TH} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
13	ВЛ 110 кВ Бузулукская – Сорочинская II цепь с отпайками	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 200/1 рег. № 23256-05	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 $K_{TH} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
14	ВЛ 110 кВ Комсомолец – Бузулукская II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Бузулукская-2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 $K_{TH} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
15	ВЛ 110 кВ Комсомолец – Бузулукская I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Бузулукская-1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 $K_{TH} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
16	ОВГ 110 кВ	ТВГ-УЭТМ® кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52619-13	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 $K_{TH} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
17	ВЛ 35 кВ Бузулукская – КС-2	ТВГ-УЭТМ® кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 52619-13	НАМИ кл.т 0,2 $K_{TH} = 35000/100$ рег. № 60002-15	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
18	ВЛ 35 кВ Бузулукская – Элеватор 1	ТВГ-УЭТМ® кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 52619-13	НАМИ кл.т 0,2 $K_{TH} = 35000/100$ рег. № 60002-15	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
19	ВЛ 35 кВ Бузулукская – Элеватор 2	ТВГ-УЭТМ® кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 52619-13	НАМИ кл.т 0,2 $K_{TH} = 35000/100$ рег. № 60002-15	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
20	ОВ - 35 кВ	ТВГ-УЭТМ® кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 52619-13	НАМИ кл.т 0,2 $K_{TH} = 35000/100$ рег. № 60002-15	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
21	КЛ 6 кВ Бузулукская – КНС (ф.Буз.1)	ТПЛ кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
22	КЛ 6 кВ Бузулукская – Железная дорога (ф.Буз.11)	ТПОЛ кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
23	КЛ 6 кВ Бузулукская – Мирный (ф.Буз.13)	ТПЛ кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	ЭКОН-3000 рег.№17049-04
24	КЛ 6 кВ Бузулукская – Красный флаг №2 (ф.Буз.15)	ТПЛ кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
25	КЛ 6 кВ Бузулукская – СУ-6 (ф.Буз.16)	ТПЛ кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
26	КЛ 6 кВ Бузулукская – Красный флаг №1 (ф.Буз.17)	ТПЛ кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
27	КЛ 6 кВ Бузулукская – Гидротехникум (ф.Буз.18)	ТПЛ кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
28	КЛ 6 кВ Бузулукская – Искра (ф.Буз.20)	ТПЛ-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
29	КЛ 6 кВ Бузулукская – Спутник (ф.Буз.23)	ТПЛ кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
30	КЛ 6 кВ Бузулукская – Город № 5 (ф.Буз.25)	ТПЛ кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
31	КЛ 6 кВ Бузулукская – Водовод № 1 (ф.Буз.27)	ТПЛ кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
32	КЛ 6 кВ Бузулукская – Техучилище (ф.Буз.29)	ТПЛ кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
33	КЛ 6 кВ Бузулукская – Водовод № 2 (ф.Буз.3)	ТПЛ кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
34	КЛ 6 кВ Бузулукская – Вокзал (ф.Буз.31)	ТПЛ кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
35	КЛ 6 кВ Бузулукская – Очистные сооружения № 1 (ф.Буз.33)	ТПЛ кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
36	КЛ 6 кВ Бузулукская – Строительный техникум (ф.Буз.5)	ТПЛ кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	ЭКОН-3000 рег.№17049-04
37	КЛ 6 кВ Бузулукская – Элеватор (ф.Буз.6)	ТПЛ-10 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
38	КЛ 6 кВ Бузулукская – Город № 2 (ф.Буз.7)	ТПОЛ кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
39	КЛ 6 кВ Бузулукская – Очистные сооружения № 2 (ф.Буз.8)	ТПОЛ кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
40	КЛ 6 кВ Бузулукская – Город № 1 (ф.Буз.9)	ТПЛ кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{тн} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	

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 (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
2, 3, 7 – 11, 14 – 16 (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, 12, 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
5 (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 активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
17 – 20 (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
21, 22, 29 – 31, 33, 34 (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
23 – 28, 32, 35 – 40 (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
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 (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
2, 3, 7 – 11, 14 – 16 (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, 12, 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
5 (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
17 – 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,8	2,4	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,1	1,1
21, 22, 29 – 31, 33, 34 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,9	2,1	2,1
	0,5	2,7	2,1	1,5	1,5
23 – 28, 32, 35 – 40 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 6 (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
2, 3, 7 – 11, 14 – 16 (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, 12, 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
5 (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
17 – 20 (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
21, 22, 29 – 31, 33, 34 (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
23 – 28, 32, 35 – 40 (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
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 6 (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
2, 3, 7 – 11, 14 – 16 (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, 12, 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100}$ %	$I_{100} \% \leq I_{изм} < I_{120}$ %
5 (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
17 – 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,1	2,7	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,6	1,6
21, 22, 29 – 31, 33, 34 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,2	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,7	3,3	3,3
23 – 28, 32, 35 – 40 (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
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

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

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ZMD: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка до отказа, ч, не менее Радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	140000 72 220000 72 75000 55000
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.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ®	52619-13	27
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	74600-19	6
Трансформатор тока	TG	75894-19	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	56255-14	18
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б	69721-17	3
Трансформатор тока	ТБМО-110-УХЛ1	23256-05	3
Трансформатор тока проходные	ТПЛ, ТПОЛ	47958-16	54
Трансформатор тока	ТЛП-10	30709-11	6
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-110	23894-12	6
Трансформатор напряжения антирезонансные	НАМИ	60002-15	2
Трансформатор напряжения заземляемые	ЗНОЛ	46738-11	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	11
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-17	10
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ZMD	53319-13	17
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-04	1
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01	40586-12	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.У011-ФО	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Бузулукская», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Бузулукская

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

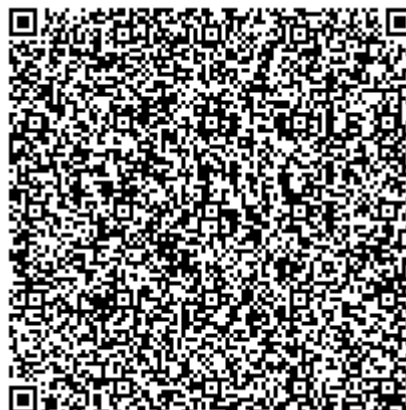
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации
ий Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 651

Регистрационный № 84888-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная массового расхода и массы изобутана
ПАО «Нижекамскнефтехим» (позиция FT 0521M)

Назначение средства измерений

Система измерительная массового расхода и массы изобутана
ПАО «Нижекамскнефтехим» (позиция FT 0521M) (далее – ИС) предназначена для
измерений массового расхода (массы) сжиженного углеводородного газа (далее – СУГ).

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и
обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов,
поступающих по измерительным каналам от преобразователей массового расхода
(импульсный/частотный), давления (от 4 до 20 мА) и температуры (от 4 до 20 мА).

Состав первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП) представлен в
таблице 1.

Таблица 1 – Состав ПИП

Наименование	Коли- чество	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Расходомер массовый Promass (модификация Promass 300) (первичный преобразователь расхода (датчик) Promass F, электронный преобразователь Promass 300, DN 100)	1	68358-17
Преобразователь (датчик) давления измерительный EJ* (модификация EJA (серия E), модель 530)	1	59868-15
Датчик температуры ТСПТ Ex	1	75208-19

Состав СОИ представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав СОИ

Наименование	Количество	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) «ЭЛЕМЕР-БРИЗ 420-Ex»	2	65317-16
Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (модификация ИнКС.425210.003)	1	52866-13

Основные функции ИС:

- измерение давления, температуры и массового расхода (массы) СУГ;
- формирование отчетов, архивирование, хранение и передача на операторскую станцию измеренных и вычисленных значений;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер ИС наносится типографским способом на табличку, расположенную на шкафу СОИ.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке ИС.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров паролем и ведением доступного только для чтения журнала событий.

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

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	ngas2015.bex	mivisc.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC-32)	4069091340	3133109068	3354585224

Продолжение таблицы 3

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	mi3548.bex	ttriso.bex	AbakC2.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC-32)	2333558944	1686257056	2555287759

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода СУГ, т/ч	от 14 до 40
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода (массы) СУГ, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА, %	$\pm 0,15$

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Температура СУГ, °С	от -25 до +40
Избыточное давление СУГ, МПа	от 0,7 до 1,6
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220^{+22}_{-33} 50 ± 1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ПИП – в месте установки СОИ б) относительная влажность, % в) атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +30 не более 80, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта по центру типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная массового расхода и массы изобутана ПАО «Нижнекамскнефтехим» (позиция FT 0521M), заводской № S213C102000	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Государственная система обеспечения единства измерений. Масса сжиженного углеводородного газа. Методика измерений системой измерительной массового расхода и массы изобутана ПАО «Нижнекамскнефтехим» (позиция FT 0521M)», аттестованная ООО ЦМ «СТП», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1512/6-217-311459-2021

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Нижнекамскнефтехим»
(ПАО «Нижнекамскнефтехим»)
ИНН 1651000010
Адрес: 423574 Республика Татарстан, Нижнекамский район, город Нижнекамск,
улица Соболековская, здание 23, офис 129
Телефон: (8555) 37-70-09
Web-сайт: <https://www.nknh.ru>
E-mail: nknh@nknh.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7
Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10
Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>
E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.

