

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2023 г. № 370

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

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добав- ляемый изгото- витель	Дата утверж- дения акта испыта- ний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Блоки управления	БУ-3	БУ-3ПА/7 зав. № 010561, БУ-3ПВ зав. № 4691, БУ-3П/7 зав. № 0555	12829-08	-	-	АМВ2.390.03 9 Д5 с изменением 1	АМВ2.390.03 9 Д5 с изменением 2	-	20.10. 2022	Публичное акционерное общество «Электромеханика» (ПАО «Электромеханика»), г. Пенза	ФБУ «Пензенский ЦСМ», г. Пенза
2.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Инвестиционно- строительная компания «Верх-Исетская»	-	ЭПК 430/08	48009-11	-	МП 48009-11	-	МП 201-054- 2022	-	23.12. 2022	Акционерное общество «Энерго- промышленная компания» (АО «ЭПК»), г. Екатеринбург	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

3.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 520 ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	-	520	58624-14	-	МП 0073-14-2013 с изменением №1	-	МП 1450-14-2022	-	20.09.2022	Закрытое акционерное общество «Научно-инженерный центр Инкомсистем» (ЗАО «НИЦ «Инкомсистем»), г. Казань	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Казань
4.	Аппаратура регистрации давления	«Нейва 10000»	163	68324-17	-	-	МП 4202/2-2017	МП 4202/0324-2022	-	27.10.2022	Филиал «НТИИМ» ФКП «НИО ГБИП России», Свердловская обл., г. Нижний Тагил	ФБУ «УРАЛТЕСТ», г. Екатеринбург
5.	Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская»	-	210-2019	76051-19	-	НА.ГНМЦ.0 342-19 МП	-	НА.ГНМЦ.0 342-22 МП	-	03.10.2022	Акционерное общество «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р» (АО «КТК-Р»), Краснодарский край, г. Новороссийск	АО «Нефте-автоматика», г. Казань
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС	-	304	79904-20	-	-	МИ 3000-2018	-	-	30.11.2022	Общество с ограниченной ответственностью «СЕРВИСЭНЕРГО» (ООО «СЕРВИСЭНЕРГО»), г. Иваново	ФБУ «Тест-С.-Петербург», г. Санкт-Петербург
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Энергопромышленная компания»	-	ЭПК-1	80103-20	-	-	МП 201-054-2020	-	-	24.10.2022	Акционерное общество «Энергопромышленная компания» (АО «ЭПК»)	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Самараинвестнефть»	-	921	84988-22	Общество с ограниченной ответственностью «Ижэнергосбыт» (ООО «Ижэнергосбыт», Удмуртская Республика, г. Ижевск	МП СМО-2401-2022	-	МП СМО-2511-2022	-	25.11.2022	Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»), г. Владимир	АО «РЭС Групп», г. Владимир
9.	Абонентские навигационные терминалы технических средств контроля подвижных объектов	БНЦА.4681 57.001	20 10 180	85695-22	Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственный центр «Бизнес Автоматика» (ООО «НПЦ «Бизнес Автоматика»), г. Москва	-	8501-21-05 МП	-	-	09.11.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственный центр «Бизнес Автоматика» (ООО «НПЦ «Бизнес Автоматика»), г. Москва	ФГУП «ВНИИФТРИ», Московская обл., г. Солнечногорск, р.п. Менделеево
10.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 391 Терминал «УСА» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	-	50337	85814-22	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми» (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»), Россия, Республика Коми, г. Усинск	МП 1372-14-2022	-	МП 1372-14-2022 с изменением №1	-	25.11.2022	Общество с ограниченной ответственностью «РН Стройиндустрия» (ООО «РН Стройиндустрия»), г. Санкт-Петербург	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Казань

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2023 г. № 370

Регистрационный № 12829-08

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Блоки управления БУ-3

Назначение средства измерений

Блоки управления БУ-3 (далее – БУ-3) предназначены для измерительных преобразований угла поворота оси колесной пары локомотива в значения длины (пройденного пути), скорости и линейного ускорения, для измерительного преобразования силы постоянного электрического тока в значение давления, для измерений интервалов времени.

Описание средства измерений

Конструкция БУ-3 представляет собой литую лицевую панель с закрепленными на ней составляющими узлами, и закрытую с задней стороны кожухом.

БУ-3 принимает частотные сигналы от датчиков угла поворота, установленных на осях колесных пар, аналоговые сигналы от датчиков давления и двоичные сигналы от системы автоматической локомотивной сигнализации АЛС, обрабатывает полученную информацию и по каналам ИРПС или CAN-каналу передает во внешние устройства для индикации и регистрации величин скорости, ускорения, общего пробега локомотива, давления в тормозной магистрали, времени разрядки (плотности) тормозной системы и т.п.

Информация о диаметрах колесных пар, на осях которых находятся датчики угла поворота, уставки скоростей, номер и тип локомотива, а также другие условно-постоянные признаки хранятся в электрически перепрограммируемом запоминающем устройстве.

БУ-3 имеет 8 модификаций, характеристики которых приведены в разделе «Метрологические и технические характеристики», а состав приведен в разделе «Комплектность средств измерений».

Модификация БУ-3П осуществляет регистрацию поездной информации в модуль памяти МПМЭ-128 (ёмкость 128 Кбайт). Модификации БУ-3ПА, БУ-3ПВ осуществляют регистрацию поездной информации в модуль памяти МПМЭ-128 или МПМЭ-1.0 (ёмкость 1 Мбайт). Модификации БУ-3ПА/СН, БУ-3ПВ/СН осуществляют регистрацию поездной информации в модуль памяти СН/БЛОК (ёмкость 252 Мбайт).

Фотография общего вида БУ-3А, БУ-3А/1 приведена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид БУ-3А, БУ-3А/1

Фотография общего вида БУ-3В приведена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Общий вид БУ-3В

Фотография общего вида БУ-3П приведена на рисунке 3.



Рисунок 3 – Общий вид БУ-3П

Фотография общего вида БУ-3ПА приведена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Общий вид БУ-3ПА

Фотография общего вида БУ-3ПВ приведена на рисунке 5.



Рисунок 5 – Общий вид БУ-3ПВ

Фотография общего вида БУ-3ПА/СН приведена на рисунке 6.



Рисунок 6 – Общий вид БУ-3ПА/СН

Фотография общего вида БУ-3ПВ/СН приведена на рисунке 7.



Рисунок 7 – Общий вид БУ-3ПВ/СН

Каждый экземпляр БУ-3 идентифицирован, имеет заводской номер в цифровом формате, нанесенный на боковую стенку корпуса методом металлфото, обеспечивающим его прочтение и сохранность в процессе эксплуатации.

Пломбирование БУ-3 от несанкционированного доступа предусмотрено.

БУ-3А, БУ-3А/1, БУ-3В, БУ-3П пломбируются со стороны задней крышки обжимной пломбой. БУ-3ПА, БУ-3ПВ пломбируются со стороны задней крышки пломбой в виде наклейки.

Знак поверки наносится на БУ-3 (см. «МЕСТО КЛЕЙМЕНИЯ на рис. 1-7») и на формуляр.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) БУ-3 имеет один уровень (низкий) – встроенное ПО.

Идентификационные данные метрологически значимого программного обеспечения БУ-3 приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные ПО	Значение		
	БУ-3А, БУ-3А/1	БУ-3В	БУ-3ПА, БУ-3ПА/СН
Идентификационное наименование ПО	КРДЗРЗU.COM P1521-65	КРДЗРЗU.COM P1532	bu3pvaST_meas_105.hex 643.00227442.00384-05 bu3pvaST_main_105.hex 643.00227442.00407-05
			05
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.5	8.5	bu3pvaST_meas_105.hex 643.00227442.00384-05 bu3pvaST_main_105.hex 643.00227442.00407-05
			05

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные ПО	Значение	
	БУ-3П	БУ-3ПВ, БУ-3ПВ/СН
Идентификационное наименование ПО	cc03-uart-1_0_1.bin, so_proc.hex 643.00227442.00109-08	bu3pvaST_meas_105.hex 643.00227442.00384-05
	Bu3p.bin 460.3557.00110-12	bu3pvaST_main_105.hex 643.00227442.00407-05
Номер версии (идентификационный номер) ПО	08	05
	12	05

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики для модификаций БУ-3 приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

[illegible]

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение					
	БУ-3А	БУ-3А/1	БУ-3В	БУ-3П	БУ-3ПА, БУ-3ПА/СН	БУ-3ПВ, БУ-3ПВ/СН
8 Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений давления в тормозной магистрали: – по первому каналу в диапазоне от 59 до 637 кПа (от 0,6 до 6,5 кгс/см ²), кПа (кгс/см ²) – по первому и третьему каналам в диапазоне от 59 до 637 кПа (от 0,6 до 6,5 кгс/см ²), кПа (кгс/см ²)	±25 (0,25)	±25 (0,25)	±25 (0,25)	– ±15 (0,15)	– ±15 (0,15)	– ±15 (0,15)
9 Диапазон измерений и регистрации величины давления по второму каналу, кПа (кгс/см ²)	–	–	–	от 49 до P _{max} ¹ (от 0,5 до P _{max} ¹)	от 49 до P _{max} ¹ (от 0,5 до P _{max} ¹)	от 49 до P _{max} ¹ (от 0,5 до P _{max} ¹)
10 Пределы допускаемой основной приведенной погрешности регистрации давления по второму каналу для диапазона от 49 кПа до P _{max} ¹ (от 0,5 до P _{max} ¹), %	–	–	–	±1,5	±1,5	±1,5
11 Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений давления, вызванной изменением температуры окружающего воздуха от нормальной, на каждые 10°С, кПа (кгс/см ²): – в тормозной магистрали (по первому и третьему каналам); – по второму каналу	±10 (0,1) –	±10 (0,1) –	±10 (0,1) –	±10 (0,1) 1 % от P _{max} ¹	±10 (0,1) 1 % от P _{max} ¹	±10 (0,1) 1 % от P _{max} ¹

Продолжение таблицы 3

[illegible]

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
	БУ-3А	БУ-3А/1	БУ-3В	БУ-3П	БУ-3ПА, БУ-3ПА/СН	БУ-3ПВ, БУ-3ПВ/СН
1 Время хранения информации в модуле памяти, ч	–	–	–	8000	8000 ¹	8000 ¹
2 Количество входов двоичных сигналов (логический «0» – от 0 до 2,4 В; логическая «1» – от 33,6 до 62,4 В)	28	28	30	–	–	3
3 Количество входов двоичных сигналов (логический «0» – от 0 до 0,5 В; логическая «1» – от 9 до 11 В)	–	–	–	8	8	8
4 Напряжение питания, В	(24,0±1,5)	(24,0±1,5)	от 35 до 160	от 35 до 160 (от 18 до 72)	от 35 до 160 (от 18 до 72)	от 35 до 160 (от 18 до 72)
5 Потребляемая мощность, В А, не более	60	60	60	40	40	40
6 Габаритные размеры, мм	260×143×345	260×140×345	260×157×371	156×206×154	146×206×121 ² 146×206×149 ³	164×240×111 ² 164×240×123 ³
7 Масса, кг, не более	10	10	12	4,2	3,2 ² 2,9 ³	3,5 ² 3,2 ³
8 Нормальные условия: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха, %, не более – атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от +15 до +25 80 от 84 до 106 (от 630 до 795)					

Продолжение таблицы 4

[illegible]

Знак утверждения типа

наносят на табличку БУ-3 методом металлофото, на титульные листы формуляра, руководства по эксплуатации и методики поверки (место нанесения – вверху справа) типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки приведён в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Блок управления БУ-3А Комплект ЗИП согласно АМВ2.390.039-02 ЗИ Эксплуатационные документы согласно АМВ2.390.039-02 ВЭ	АМВ2.390.039-02	1
Блок управления БУ-3А/1 Комплект ЗИП согласно АМВ2.390.039-03 ЗИ Эксплуатационные документы согласно АМВ2.390.039-03 ВЭ	АМВ2.390.039-03	1
Блок управления БУ-3В Комплект ЗИП согласно АМВ2.390.039-04 ЗИ Эксплуатационные документы согласно АМВ2.390.039-04 ВЭ	АМВ2.390.039-04	1
Блок управления БУ-3П Комплект монтажных частей ЦАКТ.468931.003 Эксплуатационные документы согласно ЦАКТ.468332.007 ВЭ	ЦАКТ.468332.007	1
Блок управления БУ-3ПА Комплект монтажных частей ЦАКТ.468931.003 Эксплуатационные документы согласно ЦАКТ.468332.012 ВЭ	ЦАКТ.468332.012	1
Блок управления БУ-3ПВ Комплект монтажных частей ЦАКТ.468931.003 Эксплуатационные документы согласно ЦАКТ.468332.013 ВЭ	ЦАКТ.468332.013	1
Блок управления БУ-3ПА/СН Комплект монтажных частей ЦАКТ.468931.003 Эксплуатационные документы согласно ЦАКТ.468332.012-17 ВЭ	ЦАКТ.468332.012-17	1
Блок управления БУ-3ПВ/СН Комплект монтажных частей ЦАКТ.468931.003 Эксплуатационные документы согласно ЦАКТ.468332.013-10 ВЭ	ЦАКТ.468332.013-10	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» документов:

- Блок управления БУ. Руководство по эксплуатации. АМВ2.390.039 РЭ;
- Блок управления БУ. Руководство по эксплуатации. АМВ2.390.039-04 РЭ;
- Блок управления БУ. Руководство по эксплуатации. ЦАКТ.468332.007 РЭ;
- Блок управления БУ. Руководство по эксплуатации. ЦАКТ.468332.012 РЭ;
- Блок управления БУ. Руководство по эксплуатации. ЦАКТ.468332.012-17 РЭ;
- Блок управления БУ. Руководство по эксплуатации. ЦАКТ.468332.013 РЭ;
- Блок управления БУ. Руководство по эксплуатации. ЦАКТ.468332.013-10 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ТУ25-7103.041-91. Блок управления БУ. Технические условия.

Изготовитель

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

ИНН 5836605167

Адрес: 440052, г. Пенза, ул. Гоголя, 51/53

Телефон: (8412) 32-41-47

Факс: (8412) 32-21-29

E-mail: info@elmeh.ru

Web-сайт: www.elmeh.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): (8412) 49-82-65

E-mail: pcsm@sura.ru

Web-сайт: www.penzacsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311197.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2023 г. № 370

Регистрационный № 48009-11

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Инвестиционно-строительная компания «Верх-Исетская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Инвестиционно-строительная компания «Верх-Исетская» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени; сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

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

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер АИИС КУЭ с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

Измеренные значения приращений активной и реактивной энергии на 30-минутных интервалах времени сохраняются в энергонезависимой памяти счетчиков электроэнергии с привязкой к шкале времени UTC (SU).

Сервер АИИС КУЭ при помощи ПО «АльфаЦЕНТР» автоматически с заданной периодичностью или по запросу опрашивает счетчики электрической энергии и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины, умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Считывание сервером АИИС КУЭ данных из счетчиков электрической энергии осуществляется посредством локальной вычислительной сети предприятия. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием ноутбука через встроенный оптический порт счетчиков.

Сервер АИИС КУЭ ежедневно формирует и отправляет по основному каналу связи, организованному на базе сети интернет в виде сообщений электронной почты отчеты с результатами измерений на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ осуществляет передачу данных (результатов измерений) прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности в виде электронного документа XML формата, заверенного электронно-цифровой подписью субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01 (рег.№ 49933-12), который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) и обеспечивает предоставление информации о текущем времени в протоколе NTP.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ с СТБ-01 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера АИИС КУЭ каждый час, коррекция производится автоматически при отклонении шкалы времени сервера ИВК и СТБ-01 на величину равную или более 1 с. Сравнение показаний шкалы времени счетчика с сервером АИИС КУЭ осуществляется встроенным программным обеспечением по вычислительной сети, во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчика производится при расхождении со шкалой времени сервера ИВК на величину равной или более 2 с.

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

Заводской номер АИИС КУЭ указывается в паспорте-формуляре.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, приведенные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и основные метрологические характеристики

Номер ИИК	Наименование объекта учета	Средство измерений		Источник точного времени	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, Рег.№			Границы интервала основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы интервала погрешности, в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8
01	РП №851 10 кВ, РУ-10 кВ, яч. №10	ТТ	ARM3/N2F 300/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 18842-09	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная Реактивная	1,1	3,2
		ТН	VRQ2n/S2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; кл.т. 0,5 Рег.№ 23215-06			2,7	5,6
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
02	РП №851 10 кВ, РУ-10 кВ, яч. №9	ТТ	ARM3/N2F 300/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 18842-09	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	VRQ2n/S2 10000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 23215-06		Реактивная	2,7	5,6
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
03	РП №851 10 кВ, РУ-10 кВ, яч. №7	ТТ	ARM3/N2F 300/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 18842-09		Активная	1,1	3,2
		ТН	VRQ2n/S2 10000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 23215-06		Реактивная	2,7	5,6
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
04	РП №851 10 кВ, РУ-10 кВ, яч. №8	ТТ	ARM3/N2F 300/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 18842-09		Активная	1,1	3,2
		ТН	VRQ2n/S2 10000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 23215-06		Реактивная	2,7	5,6
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8			
05	ТП-44136, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТ	ТШЛ 1000/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 64182-16	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,0	2,4			
		ТН	-		Реактивная	2,3	3,9			
		Электросчетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 50460-12							
06	ТП-44136, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТ	ТШЛ 1000/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 64182-16		Активная	1,0	2,4			
		ТН	-					Реактивная	2,3	3,9
		Электросчетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 50460-12							

Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) ± 5 с

Примечания:

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

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

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

4 Допускается замена источника точного времени на аналогичные утвержденных типов.

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

6 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.

7 Допускается замена техническими актами в других случаях, указанных в п. 4.2 МИ 2999-2022.

8 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 технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	6
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$: - для ИК № 1 – 4 - для ИК № 5 – 6 - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков ИК №№ 1 – 6 - для СТВ-01 - для сервера	от 90 до 110 от 5 до 120 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +70 от +10 до +30 от +15 до +25 от +15 до +20
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: <u>Электросчетчики Альфа А1800:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05МК:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>СТВ-01:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее, - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>Сервер:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч,	120 000 2 165 000 2 100 000 2 80 000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки каждого массива, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	113,7 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счётчике;
- пропадание напряжения пофазно.

журнал сервера:

- параметрирования;
- замены счетчиков;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищённость применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

наличие защиты информации на программном уровне при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счётчике электрической энергии;
- пароль на сервере АРМ.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- АРМ (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ способом цифровой печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт./экз.
1	2	3
Измерительный трансформатор напряжения	VRQ2n/S2	6
Измерительный трансформатор тока	ARM3/N2F	12
Измерительный трансформатор тока	ТШЛ	6
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	Альфа А1800	4
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Сервер АИИС КУЭ	-	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Программное обеспечение	Metercat	1
Паспорт-формуляр	ЭПК430/08-2.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Инвестиционно-строительная компания «Верх-Исетская» аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 16.02.2016.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Энергопромышленная компания» (ЗАО «ЭПК»)

ИНН 6661105959

Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, д. 96-В

Телефон: +7 (343) 251 19 96

E-mail: eic@eic.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2023 г. № 370

Регистрационный № 58624-14

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 520
ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 520 ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» (далее по тексту – СИКН) предназначена для измерений массы и показателей качества нефти при проведении приемо-сдаточных операций между ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и АО «Транснефть-Сибирь».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводам, с помощью счетчиков жидкости турбинных, поточных преобразователей плотности жидкости, преобразователей температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей поступают на соответствующие входы измерительных контроллеров, которые преобразуют их и вычисляют массу брутто нефти по реализованному в них алгоритму.

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

СИКН состоит из:

- блока фильтров;
- блока измерительных линий, имеющего две рабочие и одну резервную измерительные линии;
- блока измерений показателей качества нефти;
- поверочной установки;
- узла подключения передвижной поверочной установки;
- системы сбора и обработки информации.

В составе СИКН применены типы средств измерений, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики жидкости турбинные Daniel PT (далее – ПР)	84675-22
Преобразователи плотности измерительные модели 7835	15644-96
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	15644-06
Датчики давления 1151 фирмы «Rosemount»	13849-94
Преобразователи измерительные Сапфир-22М	11964-91
Преобразователи давления измерительные 2088	16825-02
Преобразователи давления измерительные 2088	16825-08
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователи измерительные Rosemount 248	53265-13
Преобразователи измерительные 3144Р	14683-04
Преобразователи измерительные Rosemount 3144Р	56381-14
Датчики температуры Rosemount 3144Р	63889-16
Датчики температуры 248	28033-04
Датчики температуры 248	28033-05
Влагомеры поточные модели L	56767-14
Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «ВЗЛЕТ МР»	28363-04
Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+	38623-11
Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К	22153-14
Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе платформы Logix PAC	51228-12
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная Daniel-1200	55934-13

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение объема, объемного расхода в БИЛ и массы брутто нефти в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности нефти;
- измерение температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти, объемного расхода нефти в БИК;
- измерение давления и температуры нефти с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

- автоматизированное вычисление массы нетто нефти, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей, полученных в аккредитованной испытательной лаборатории, и массовой доли воды, вычисленной СОИ по результатам измерений объемной доли воды влагомером поточным модели L или измеренной в аккредитованной испытательной лаборатории;

- поверка и контроль метрологических характеристик ПР с применением поверочной установки в автоматизированном режиме, без нарушения режима работы СИКН;

- защита алгоритма и программы СИКН от несанкционированного доступа установкой паролей разного уровня доступа;

- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

- автоматический и ручной отбор проб нефти;

- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Пломбирование СИКН не предусмотрено. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

обеспечивает реализацию функций СИКН. Программное обеспечение (ПО) СИКН реализовано в контроллерах измерительных FloBoss модели S600+ (далее – ИВК) и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора СИКН (ПСП). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение ПО			
	АРМ ПСП	АРМ СИКН	ИВК (основной)	ИВК (резервный)
Идентификационное наименование ПО	АРМ оператора ПСП	АРМ оператора СИКН	LinuxBinary.app	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер ПО)	147-08.v2.1	InTouch 11.1.13100 2400.0179.0527. 0019	06.21/21	06.21/21
Цифровой идентификатор ПО	-	544c1340dfb7a37e 913db36fa938f8d8	6051	6051
Другие идентификационные данные	-	MD5	-	-

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики СИКН, в том числе показатели точности и физико-химические показатели измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти*, м ³ /ч	от 239 до 1540
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти, %	±0,35
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочих, 1 резервная)
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,3 до 1,8
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры измеряемой среды: - измеряемая среда - плотность, кг/м ³ при стандартных условиях при рабочих условиях - температура, °С - кинематическая вязкость, мм ² /с при стандартных условиях при рабочих условиях - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - содержание свободного газа	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» от 830 до 860 от 820 до 850 от +20 до +40 от 7 до 10 от 4 до 13 0,5 0,05 100 не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное) 220±22 (однофазное) 50±1

Знак утверждения типа

наносится в правом нижнем углу титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 520 ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь», заводской № 520	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКН	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Система измерений количества и показателей качества нефти № 520 ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь», свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/55014-22, регистрационный номер в ФИФ ОЕИ ФР.1.29.2022.43849.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Изготовитель

фирма «FMC Smith Meter Inc.», США
Адрес: 1602, Wagner Avenue, PO Box 10428, Erie Pennsylvania, 16514 0428
Телефон: (814) 898-52-12
Факс: (814) 899-34-14

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-т, д. 19
Адрес местонахождения: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон: 8(843) 272-70-62
Факс: 8(843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2023 г. № 370

Регистрационный № 68324-17

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Аппаратура регистрации давления «Нейва 10000»

Назначение средства измерений

Аппаратура регистрации давления «Нейва 10000» (далее – Аппаратура) совместно с пьезоэлектрическими датчиками давления предназначена для измерения давления пороховых газов на дно и стенки зарядной камеры, а также на стенки ствола орудия при выстреле.

Описание средства измерений

Принцип действия Аппаратуры основан на преобразовании электрических зарядов, генерируемых пьезоэлектрическими датчиками давления в электрическое напряжение с последующим аналогово-цифровым преобразованием и регистрацией информации в цифровом виде.

Аппаратура состоит из блока сопряжения БС312, рабочей станции, принтера, источника бесперебойного питания, комплекта кабелей. Также в состав Аппаратуры могут входить кабельные катушки. Блок сопряжения и рабочая станция включают в себя четыре независимых измерительных канала. Каждый канал включает в себя модуль усилителя заряда (МУЗ) и аналогово-цифровой преобразователь (АЦП). МУЗ могут быть укомплектованы фильтрами с разными верхними граничными частотами переключаемых полос пропускания в соответствии с запросом заказчика. Пьезоэлектрические датчики давления, установленные на дне гильзы, стенках зарядной камеры или ствола пушки формируют на своих обкладках пропорциональный давлению электрический заряд, который по кабелю поступает на вход соответствующего МУЗ блока сопряжения. МУЗ осуществляет линейное преобразование входного заряда в электрическое напряжение с заданным коэффициентом преобразования. С МУЗ сигналы поступают на четырехканальный 12-разрядный АЦП, установленный в рабочей станции. АЦП производит преобразование сигналов с выбранным периодом дискретизации в цифровой код, который записывается в память рабочей станции. Обработка и просмотр кривых давления производятся в соответствии с установками специального программного обеспечения (СПО).

Заводской номер в виде цифрового кода наносится типографским способом на маркировочную табличку, расположенную на задней панели корпуса блока сопряжения.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Общий вид средства измерений представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений

Общий вид блоков сопряжения представлен на рисунке 2.



Место нанесения
знака утверждения
типа

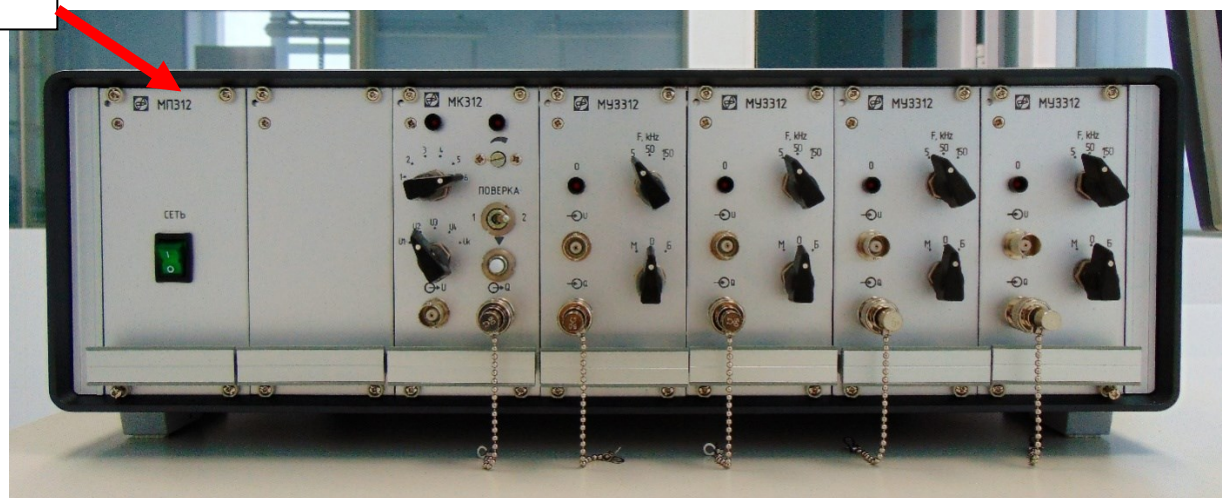


Рисунок 2 – Блок сопряжения

Схема пломбировки от несанкционированного доступа представлена на рисунке 3.

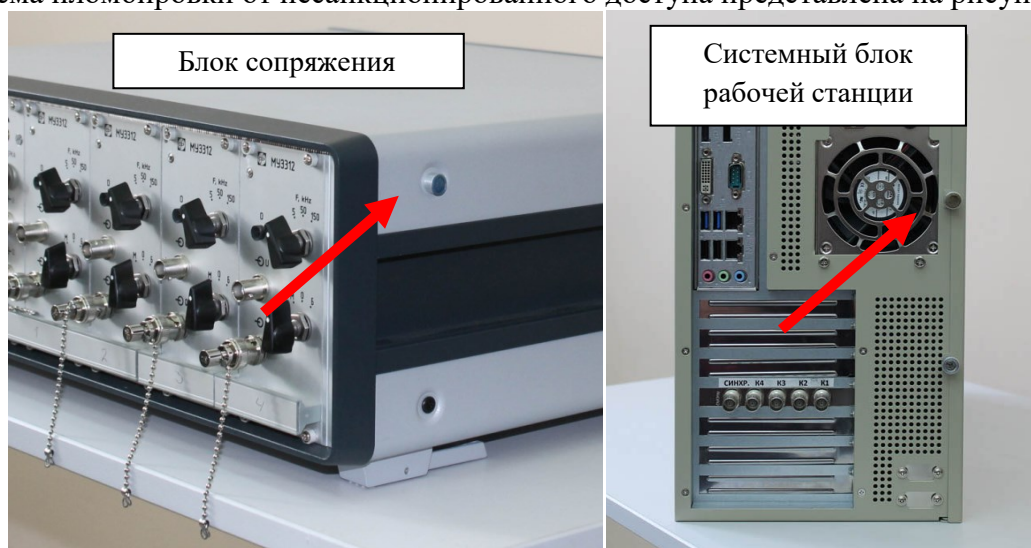


Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа



Рисунок 4 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

В состав Аппаратуры входит СПО «Нейва 16К», которое предназначено только для работы с Аппаратурой и не может быть использовано отдельно от ее измерительной части. СПО предназначено для ввода информации об условиях проведения сеанса измерений, параметров блока сопряжения и мест установки датчиков, регистрации измерительной информации в многоканальном режиме, обработки результатов измерений с целью получения функциональных зависимостей давления, производной давления и интеграла давления во времени, определения основных характеристик исследуемого процесса, сохранения данных регистрации и обработки, печати графических и табличных форм с результатами, статистической обработки группы результатов. СПО функционирует на персональном компьютере, который выполняет функции, как средства регистрации измерительной информации, так и средства обработки данных.

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	Нейва 16К
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v2.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	F8F6C004

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон преобразуемых электрических зарядов, пКл, не менее	от -20000 до 0
Коэффициент преобразования, мВ/пКл	от 0,20 до 0,25
Верхние граничные частоты переключаемых полос пропускания:	
- по уровню минус 3 дБ, кГц	$1,20 \pm 0,12$
- по уровню минус 3 дБ, кГц	$2,50 \pm 0,25$
- по уровню минус 3 дБ, кГц	$3,50 \pm 0,35$
- по уровню минус 3 дБ, кГц	$5,0 \pm 0,6$
- по уровню минус 3 дБ, кГц	50 ± 5
- по уровню минус 3 дБ, кГц	21 ± 1
- по уровню минус 6 дБ, кГц	150 ± 15
- по уровню минус 3 дБ без фильтра, кГц, не менее	100
Дрейф нуля, мВ/с, не более	0,5
Диапазон выходных электрических зарядов модуля калибратора, пКл, не менее	от -20000 до 0
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерения электрических зарядов, % (нормирующее значение 20000 пКл)	$\pm 0,2$
Диапазон измерений длительности импульса давления, записанного в АЦП, мс	от 1 до 30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений длительности импульса давления, записанного в АЦП, мс	$\pm 0,1$
Нелинейность амплитудной характеристики модулей усилителя заряда, %, не более	0,1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество каналов регистрации, шт.	4
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	220 ± 22
- частота переменного тока, Гц	$50,0 \pm 0,5$
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	1,0
Масса переносных блоков, кг, не более	10
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от +15 до +25
- относительная влажность, %, не более	80
- атмосферное давление, кПа	от 96 до 104
Средний срок службы, лет, не менее	8

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель блока сопряжения в виде наклейки и на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1 Блок сопряжения БС 312	АШВ 2.206.024	1 шт.
2 Рабочая станция* 1 вариант: -системный блок - многофункциональный адаптер (АЦП установлен в системный блок) - монитор - клавиатура - манипулятор типа «Мышь» 2 вариант: - промышленный ноутбук - многофункциональный адаптер (АЦП установлен в промышленный ноутбук)		1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.
3 Принтер		1 шт.
4 Источник бесперебойного питания (ИБП)		1 шт.
5 Формуляр	АШВ 2.832.042ФО	1 экз.
6 Руководство по эксплуатации	АШВ 2.832.042РЭ	1 экз.
7 Кабель КС304-3	АШВ 4.850.036-03	4 шт.
8 Переход СР-50-75ФВ	ВР0.364.008 ТУ	4 шт.
9 Шнур сетевой АС102		1 шт.
10 Кабель КС202-1	АШВ 4.850.036	1 шт.
11 **Кабель КС202-3	АШВ 4.850.037	4 шт.
12 ***Катушка	АШВ 4.857.001	2 шт.
13 Вставка плавкая ВП1-1 0,5А 250В	ОЮЩ.480.003ТУ	2 шт.
14 Руководство оператора	904.00951-013401	1 экз.
15 Специальное программное обеспечение	904.00951-01	1 шт.
16 Методика поверки		1 экз.
* Вариант поставки рабочей станции согласовывается с заказчиком **Длина кабеля менее 50 м при поставке согласовывается с заказчиком ***При длине кабеля АШВ 4.850.037 менее 20 м катушка АШВ 4.857.001 не поставляется		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Использование по назначению» руководства по эксплуатации АШВ 2.832.042РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к аппаратуре регистрации давления Нейва 10000

АШВ 2.832.042 ТУ «Аппаратура регистрации давления «Нейва 10000». Технические условия».

Изготовитель

Федеральное казенное предприятие «Нижнетагильский институт испытания металлов» (ФКП «НТИИМ»)

ИНН 6668000472

Адрес: 622015, Свердловская обл., г. Нижний Тагил, ул. Гагарина, д. 29

Телефон: (3435) 47 51 10

Факс: (3435) 47 53 47

Web-сайт: www.ntiim.ru

E-mail: web@ntiim.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (343) 350 25 83

Факс: (343) 350 40 81

Web-сайт: www.uraltest.ru

E-mail: uraltest@uraltest.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2023 г. № 370

Регистрационный № 76051-19

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская» (далее по тексту – Система) предназначена для автоматизированных динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводу, с фиксацией массы нефти за отчетный интервал времени (измерение и регистрация массы нефти с нарастающим итогом).

Описание средства измерений

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

Принцип действия Системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют по результатам измерений в трубопроводе:

- объема нефти с помощью расходомера ультразвукового, преобразователя избыточного давления и датчика температуры;
- плотности нефти с помощью поточного преобразователя плотности, преобразователя избыточного давления, датчика температуры.

Массу брутто нефти вычисляет система обработки информации, как произведение объема и плотности нефти, приведенных к одинаковым условиям.

В состав Системы входят:

- блок фильтров;
- блок измерительных линий, имеющий четыре рабочих, одну резервную и одну контрольно-резервную измерительные линии;
- блок измерений показателей качества нефти, предназначенный для измерений температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти;
- пробозаборное устройство щелевого типа с лубрикатором;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная стационарная, предназначенная для поверки и контроля метрологических характеристик расходомеров ультразвуковых;
- узел подключения установки поверочной на базе мерников, предназначенной для поверки установки поверочной трубопоршневой двунаправленной стационарной;
- узел подключения установки промывочной, предназначенной для промывки установки поверочной трубопоршневой двунаправленной стационарной;

- узел подключения передвижной поверочной установки;
- система обработки информации.

Параллельная работа рабочих измерительных линий обеспечивает необходимый диапазон расхода при динамических измерениях массы нефти.

Контрольно-резервная измерительная линия, используется как контрольная для проведения контроля метрологических характеристик расходомера ультразвукового рабочих и резервной измерительных линий или используется как резервная измерительная линия.

В качестве опции, расходомеры ультразвуковые комплектуются портами «продувки» с шаровыми кранами. Данные порты позволяют проводить «продувку» - очистку датчиков расходомеров ультразвуковых при помощи оборудования, подключенного к шаровым кранам. В качестве агента продувки может использоваться газообразный азот, дизельное топливо. Проведение процедуры продувки в соответствии с технической документацией на расходомеры не оказывает влияния на метрологические характеристики расходомера ультразвукового.

В состав Системы входят следующие основные типы средств измерений (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту - регистрационный №)):

- расходомеры ультразвуковые LEFM 280CiRN (далее по тексту – УЗР) (регистрационный № 48747-11);

- расходомер ультразвуковой LEFM 280CiRN-M заводской № 110830006 (далее по тексту – КР УЗР) с диапазоном измерений от 400 до 2855 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности измерений объёмного расхода и объёма: в диапазоне расходов не более ± 0,15 %, в точках диапазона расходов не более ± 0,1 %;

- преобразователи плотности измерительные модели 7835 (далее по тексту – ПП), (регистрационный № 15644-96) или преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее по тексту – ПП) (регистрационные №№ 15644-01, 15644-06, 52638-13);

- преобразователи измерительные (интеллектуальные) 3144 к датчикам температуры, (регистрационный № 14683-95) в комплекте с одним из термопреобразователей сопротивления платиновых серии 65 (регистрационные №№ 22257-01, 22257-05, 22257-11);

- преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры, (регистрационный № 14683-00) в комплекте с одним из термопреобразователей сопротивления платиновых серии 65 (регистрационные №№ 22257-01, 22257-05, 22257-11);

- преобразователи измерительные 3144Р (регистрационные №№ 14683-04, 14683-09) в комплекте с одним из термопреобразователей сопротивления платиновых серии 65 (регистрационные №№ 22257-01, 22257-05, 22257-11);

- датчики температуры 3144Р (регистрационный № 39539-08);

- измерительные преобразователи давления 3051 фирмы Fisher-Rosemount (регистрационный № 14061-94);

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационные №№ 14061-99, 14061-04, 14061-10, 14061-15);

- преобразователи давления измерительные 3051S (регистрационные №№ 24116-08, 24116-13);

- влагомеры товарной нефти поточные УДВН-1п (регистрационный № 14557-95);

- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационные № 14557-01, 14557-05, 14557-10, 14557-15);

- преобразователи плотности и вязкости измерительные модели 7827 (регистрационный №15642-96);

- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 (регистрационные №№ 15642-01, 15642-06);

- расходомер UFM 3030 (регистрационный № 32562-06 или № 32562-09);

- весы настольные РВх (регистрационный № 32737-06);

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее по тексту – ПУ) (регистрационный № 20054-12);

- устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7951 (далее по тексту – ИВК) (регистрационные №№ 15645-96, 15645-01);
- вычислители расхода жидкости и газа модели 7951 (далее по тексту – ИВК) (регистрационный № 15645-06);
- комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе платформы Logix (далее по тексту – ПЛК) (регистрационный № 42664-09);
- преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К (регистрационные №№ 22153-01, 22153-07, 22153-08, 22153-14);
- преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μ Z600 (регистрационный № 28979-05);
- манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3 (регистрационные №№ 17159-98, 17159-03, 17159-08, 17159-14);
- манометры деформационные с трубчатой пружиной типа 2 (регистрационные №№ 15142-96, 15142-98, 15142-03, 15142-08, 55984-13);
- манометры для точных измерений типа МТИ (регистрационные №№ 1844-63, 1844-15);
- манометры показывающие сигнализирующие ДМ 2005Cg1Ex (регистрационный № 4041-93).

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания средств измерений, входящие в состав Системы, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006 и нанесения оттисков клейм или наклеек на эти средства измерений в соответствии с методиками их поверки.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение объемного расхода, температуры, давления, плотности, кинематической вязкости, объемной доли воды в нефти;
- автоматизированное измерение массы брутто и нетто нефти в рабочих диапазонах расхода;
- защита алгоритма и программы Системы от несанкционированного доступа;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Допускается замена средств измерений, входящих в состав СИКН, на аналогичные средства измерений утвержденного типа с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом в инструкции по эксплуатации СИКН.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Система имеет ПО, реализованное в ИВК, ПЛК и в автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора Системы.

ПО ПЛК не относится к метрологически значимой части ПО Системы и предназначено для контроля и управления технологическими процессами.

Идентификационные данные ПО АРМ оператора приведены в таблице №1.

Идентификационные данные ПО ИВК, приведены в таблице №2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ОЗНА-Flow (супервизорная система)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	2FE86E35
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2510 Iss 4.06 B01
Цифровой идентификатор ПО	–
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	–

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений, обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется наличием ограничения доступа, установкой логина и пароля, ведением доступного только для чтения журнала событий. Доступ к ПО Системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. Конструкция Системы исключает возможность несанкционированного влияния на ПО Системы и измерительную информацию.

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений расхода при динамических измерениях массы нефти, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)	от 312 до 10164 (от 400 до 11420)
Диапазон измерений расхода одной измерительной линии при динамических измерениях массы нефти, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)	от 312 до 2541 (от 400 до 2855)
Диапазон измерений давления, МПа	от 0,4 до 6,3
Диапазон измерений температуры, °C	от +5 до +50
Диапазон измерений плотности, $\text{кг}/\text{м}^3$	от 750 до 890
Пределы допускаемой приведенной погрешности к диапазону измерений избыточного давления нефти, %	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти, °C	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$	$\pm 0,36$
Пределы допускаемой относительной погрешности Системы при измерении массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности Системы при измерении массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество измерительных линий, шт.	6 (4 рабочие, 1 резервная, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2020
Параметры измеряемой среды: - давление, МПа - температура, °С - плотность в рабочих условиях, кг/м ³ - кинематическая вязкость, сСт - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - содержание свободного газа	от 0,4 до 6,3 от +5 до +50 от 750 до 890 от 1 до 40 1,0 0,05 100 не допускается
Режим работы Системы	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	(380±38), трехфазное (220±22), однофазное (50±0,5)
Климатические условия применения: - температура окружающего воздуха, °С	от -38 до +45
Средний срок службы, год, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	40 000

Знак утверждения типа

наносится в центре нижней части титульного листа руководства по эксплуатации Системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская», зав. № 210-2019	—	1 шт.
Инструкции по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская», зав. № 210-2019	ТИ-23-094-12.2021	1 экз.
Руководство по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту оборудования, средств измерений системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская», зав. № 210-2019	ОИ 051.10.00.00.000 РЭ	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская» Заводской № 210-2019. Паспорт	ОИ 051.10.00.00.000 ПС	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская» Заводской № 210-2019. Формуляр	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 1215-2022 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская», ФР.1.29.2022.44328.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 29 июня 2018 г. № 1339 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 Мпа»;

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры;

ГОСТ 8.024-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности;

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие ОЗНА – Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА – Инжиниринг»)

ИНН 0278096217

Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, д. 205

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2023 г. № 370

Регистрационный № 79904-20

Лист № 1
Всего листов 23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчётов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электрической энергии (мощности);
- автоматический сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- периодический (не реже 1-го раза в сутки и/или по запросу (настраиваемый параметр)) автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- хранение результатов измерений;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электрической энергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без неё;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломбирование и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, ГОСТ 7746-2015, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012.

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер базы данных (далее – БД) в среде Windows Server 2012 R2 Standard 64 bit на базе VMWare Virtual Platform и шасси HP, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), блок коррекции времени ЭНКС-2, технические средства приёма-передачи и программное обеспечение (далее – ПО).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня силы тока и напряжения, 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 1 секунду. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 1 секунду мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

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

Сервер БД ИВК АИИС КУЭ, установленный в центре сбора и обработки информации (далее – ЦСОИ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1», по запросу и/или автоматически с периодичностью 1 раз в 30 минут проводит опрос счетчиков. Полученная информация записывается в базу данных сервера ИВК АИИС КУЭ.

На уровне ИВК системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с энергообъектов филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1», в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электрической энергии и АО «АТС» осуществляется от АРМ АИИС КУЭ, через сеть Интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда) на всех компонентах и уровнях системы. Базовым устройством СОЕВ является блок коррекции времени типа ЭНКС-2 (далее – БКВ), синхронизирующий собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС.

БКВ ежесекундно посылает метку точного времени на сервер уровня ИВК. Сличение времени сервера со временем ЭНКС-2, осуществляется при каждом сеансе связи. Коррекция времени в сервере производится автоматически при условии превышения допустимого значения рассогласования более 1 секунды.

Сервер уровня ИВК опрашивает счетчики электрической энергии уровня ИИК, при расхождении времени сервера и счетчиков более чем на 1 секунду происходит коррекция часов счетчиков.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера. Журналы событий счетчиков электрической энергии и сервера отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент непосредственно предшествующий корректровке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 304 указывается в паспорте на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО «АльфаЦЕНТР»	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО «АльфаЦЕНТР»	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и метрологические характеристики

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер/УССВ	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
							Границы допускаемой основной относительной погрешности, %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Верхне-Туломская ГЭС (ГЭС-12) генератор № 1	KOKS 5000/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 51367-12	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 10500/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 67628-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-11	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная Реактивная	±0,9 ±1,4	±1,1 ±2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) генератор № 2	IGDT 4000/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 62781-15	UGE 3-35 10000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-11	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9
3	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) генератор № 3	ТВ-ЭК 5000/5 0,2S ГОСТ 7746-2015 Рег. № 74600-19	ЗНОЛ (П)-СВЭЛ 10500/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 67628-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) генератор № 4	KOKS 5000/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 51367-12	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 10500/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 67628-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
5	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) ОРУ-150 кВ трансформатор № 1	KOTEF 245 1000/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 49012-12	KOTEF 245 154000/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 49012-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-11		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) ОРУ-150 кВ трансформатор № 2	KOTEF 245 1000/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 49012-12	KOTEF 245 154000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 49012-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-11	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
7	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) КРУ-6 кВ яч. 8.5 Ф-2	ТОЛ-СЭЩ 100/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 51621-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	Верхне- Тулумская ГЭС (ГЭС-12) КРУ-6 кВ яч. 8.6 Ф-3	ТОЛ-СЭЩ 400/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 51621-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
9	Верхне- Тулумская ГЭС (ГЭС-12) КРУ-6 кВ яч. 8.9 Ф-5	ТОЛ-СЭЩ 200/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 51621-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	Верхне- Тулумская ГЭС (ГЭС-12) КРУ-6 кВ яч. 8.11 Ф-6	ТОЛ-СЭЩ 200/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 51621-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
11	Нижне- Тулумская ГЭС (ГЭС-13) генератор № 1	ТЛП-10 1500/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) генератор № 2	ТЛП-10 1500/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-03	A1802RAL-P4G-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 31857-11	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9
13	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) генератор № 3	ТЛП-10 1500/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-03	A1802RAL-P4G-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) генератор № 4	ТЛП-10 1500/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-03	A1802RAL-P4G-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 31857-11	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. №37328-15	Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9
15	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) ТП-110 кВ Т-1 ввод 110 кВ	КОТЕФ 600/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 29696-05	КОТЕФ 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 29696-05	A1802RAL-P4G-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 31857-11		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) ТП-110 кВ Т-2 ввод 110 кВ	КОТЕФ 600/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 29696-05	КОТЕФ 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 29696-05	A1802RAL-P4G-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 31857-11	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. №37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
17	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) ТП-110 кВ Т-1 ввод 35 кВ	ТОЛ-35 III-IV 600/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 34016-07	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 19813-00	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) ТП-110 кВ Т-2 ввод 35 кВ	ТОЛ-35 III-IV 600/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 34016-07	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 19813-00	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-11	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
19	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) яч. 17 Ф-1 (6 кВ)	ТЛП-10 400/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-03	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) яч. 8 Ф-2 (6 кВ)	ТЛП-10 400/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-03	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
21	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) яч. 7 Ф-4 (6 кВ)	ТПОЛ 10 600/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 1261-02	UGE 3-35 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-03	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06		Активная	±3,0	±3,3
						Реактивная	±4,6	±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) Сб. МК-5. Насосная водоканала. ОКК-7	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 31857-11	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
23	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) Сб. МК-5. Насосная водоканала. ОКК-8	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 31857-11		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) Сб. МК-20. ОРУ-150 кВ МРСК № 1	ТШП 150/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 31857-11	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
25	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) Сб. МК-3. ОРУ-150 кВ МРСК № 2	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 31857-11		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) б/с ПАО «Мегафон» 0,4 кВ АК	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 31857-11	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
27	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) Ф-1-4 с. ОРУ 35 МРСК	ТШП 250/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
28	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) Ф-4-2 с. Резерв ОРУ 35 МРСК	ТШП 250/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 31857-11	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
29	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) Ф-11-2 с. ОРУ 110 МРСК	ТШП 250/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) Ф-2-4 с. Резерв ОРУ 110 МРСК	ТШП 250/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 31857-11	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
31	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) Ф-1-3 с. Сборка 0,4 кВ хоз. двора ОРУ-110 МРСК	ТШП 250/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
32	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13) Ф-3-2 с. Новый релейный зал ОРУ-150 шкаф № 1	ТШП 250/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 31857-11	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
33	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13) Ф-8-1 с. Новый релейный зал ОРУ-150 шкаф № 2	ТШП 250/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ 31819.23-2012 Рег. № 31857-11	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1

П р и м е ч а н и я

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от I_{ном} (I_{баз}) cosφ = 0,8 инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков, УССВ 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. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- 5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ± 5 с.

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	33
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - ток, % от $I_{баз.}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \phi$ температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 2(5) до 120 от 2 до I макс. от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - ток, % от $I_{баз.}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 95 до 105 от 2(5) до 120 от 2 до I макс. от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,6 до 50,4 от -30 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 80000 24
Глубина хранения информации: счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:
стойкость к электромагнитным воздействиям;
ремонтопригодность;
функция контроля процесса работы и средства диагностики системы;
функция регистрации в журналах событий счетчиков фактов:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;

функция регистрации в журналах событий серверов фактов:
 даты начала регистрации измерений;
 установки и корректировки времени;
 нарушение защиты сервера;
 резервирование каналов передачи данных в системе;
 резервирование электропитания оборудования системы.

Защищённость применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 счетчиков электрической энергии;
 промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 испытательных коробок;
 серверов;

наличие защиты информации на программном уровне:

установка пароля на счетчике электрической энергии;
 установка пароля на сервере, предусматривающего разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 использования цифровой подписи при передаче информации с результатами измерений.

Знак утверждения типа наносится

на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество шт. / экз.
1	2	3
Трансформатор тока	IGDT	3
Трансформатор тока	KOKS	6
Трансформатор тока	ТЛП-10	18
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	12
Трансформатор тока	ТОЛ-35	6
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТШП	24
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	3
Трансформатор напряжения	UGE 3-35	24
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ	18
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-35	2
Трансформатор комбинированный	KOTEF	12

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RALQ-P4GB-DW-4	7
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	9
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RAL-P4G-DW-4	5
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1820RLQ-P4GB-DW-4	4
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RLQ-P4GB-DW-4	8
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт	ЭС-98-11/2019-12-13.ПС	1
Примечание – В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ЭС-98-11/2019-12-13.2.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС», аттестованном ООО «ОКУ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU311468.

Нормативные документы, устанавливающие требования средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОСЕРВИС»

(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)

ИНН 7802222000

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская ул., д. 18, литер А, пом. 7-Н

Телефон: 8 (812) 368-02-70, 8 (812) 368-02-71

Факс: 8 (812) 368-02-72

E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2023 г. № 370

Регистрационный № 80103-20

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Энергопромышленная компания» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени организациями–потребителями электрической энергии, заключившими договоры энергоснабжения (купли-продажи электрической энергии) с Акционерное общество «Энергопромышленная компания», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер ИВК с программным обеспечением (ПО) «Альфа ЦЕНТР», автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Счетчик электрической энергии с заданной периодичностью измеряет входные значения токов и напряжений и использует полученные значения для расчета средней за период активной и полной мощности. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Измеренные значения приращений активной и реактивной энергии на 30-минутных интервалах времени сохраняются в энергонезависимой памяти счетчиков электроэнергии с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Сервер АИИС КУЭ при помощи ПО автоматически с заданной периодичностью или по запросу опрашивает счетчики электрической энергии и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии для каждого канала учета и журналы событий счетчика, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины, умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и ее хранение.

Считывание сервером АИИС КУЭ данных из счетчиков электрической энергии осуществляется через сеть интернет и/или через сети сотовой связи. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием переносного компьютера через встроенный оптический порт счетчиков.

Сервер АИИС КУЭ ежедневно формирует и отправляет по основному каналу связи, организованному на базе сети интернет в виде сообщений электронной почты отчеты с результатами измерений на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ осуществляет передачу данных (результатов измерений) прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности в виде электронного документа XML формата, заверенного электронно-цифровой подписью субъекта ОРЭМ.

Сервер АИИС КУЭ 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 имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01 (рег. № 49933-12), который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC(SU) и обеспечивает предоставление информации о текущем времени в протоколе NTP.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ с СТБ-01 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера АИИС КУЭ каждый час, коррекция производится автоматически при отклонении шкалы времени сервера ИВК и СТБ-01 на величину равную или более 1 с. Сравнение показаний шкалы времени счетчика с сервером ИВК осуществляется встроенным программным обеспечением сервера ИВК по вычислительной сети во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчика производится при расхождении со шкалой времени сервера ИВК на величину равную или более 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер ЭПК-1. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ АО «Энергопромышленная компания»

Номер ИК	Наименование объекта учета	Средство измерений		Источник точного времени	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, Рег. №			Границы интервала основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы интервала погрешности, в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8
01	ПС 35 кВ База Треста, РУ-10 кВ, яч. БТ-2, ф. БТ-2	ТТ	ТПЛ-10с 200/5, кл.т. 0,5S Рег. № 29390-05	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,0	2,7
		ТН	НАМИТ-10 10000/100, кл.т. 0,5 Рег. № 16687-07		Реактивная	2,6	4,2
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				
02	КВЛ-10 кВ ф. 1112Б, оп. №1, ПКУ-10 кВ	ТТ	ТОЛ-НТЗ 150/5, кл.т. 0,5S Рег. № 69606-17		Активная	1,1	3,2
		ТН	ЗНОЛП-НТЗ 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$, кл.т. 0,5 Рег. № 69604-17		Реактивная	2,7	5,4
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
03	ПС 110 кВ Мансурово (ПС-70), ЗРУ-6 кВ, яч. 8, ф. 70-8	ТТ	ТПЛ 200/5, кл.т. 0,5 Рег. № 47958-16	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,2	3,6
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100, кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70		Реактивная	2,8	6,2
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16				
04	ВЛ-6 кВ ф. 70-34, отпайка в сторону ПКУ 6 кВ БЗК, отпаечная опора, ПКУ 6 кВ БЗК	ТТ	ТОЛ-НТЗ-10 100/5, кл.т. 0,5S Рег. № 51679-12		Активная	1,0	3,6
		ТН	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/√3/100/√3, кл.т. 0,2 Рег. № 71707-18		Реактивная	2,5	6,2
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
05	ПКУ 6 кВ Наклонный съезд «Западный»	ТТ	ТОЛ-К 100/5, кл.т. 0,5 Рег. № 76347-19	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,0	3,7
		ТН	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/√3/100/√3, кл.т 0,2 Рег. № 71707-18		Реактивная	2,5	6,5
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 64450-16				
06	ТЭЦ-11, ГРУ-6 кВ, яч. 15	ТТ	ТПЛ-НТЗ 100/5, кл.т. 0,5S Рег. № 69608-17		Активная	1,1	3,0
		ТН	НТМИ-6 6000/100, кл.т. 0,5 Рег. № 831-53		Реактивная	2,7	5,1
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
07	ТЭЦ-11, ГРУ-6 кВ, яч. 31	ТТ	ТПЛ-НТЗ 150/5, кл.т. 0,5S Рег. № 69608-17	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,0 5,1
		ТН	НТМИ-6 6000/100, кл.т. 0,5 Рег. № 831-53				
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17				
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с						5	
Примечания 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95. 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут. 3 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик. 4 Допускается замена источника точного времени на аналогичные утвержденных типов. 5 Допускается замена сервера ИВК без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 6 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 7 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносятся изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.							

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	7
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$: - для ИК № 01, 02, 04, 06, 07 - для ИК № 03, 05 - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков: - ИК № 01, 06, 07 - ИК № 02 - ИК № 03 - ИК № 04, 05 - для сервера - для СТВ-01	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +25 от 0 до +35 от -20 до +35 от -30 до +40 от +15 до +20 от +15 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч,	220 000 2 165 000 2 10 000 80 000 1
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - тридцатиминутный профиль нагрузки каждого массива, сутки, не менее счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК: - тридцатиминутный профиль нагрузки каждого массива, сутки, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	113,7 113 3,5

В журналах событий счетчика фиксируются факты:

журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- пропадание напряжения пофазно;

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

наличие защиты информации на программном уровне при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счетчике электрической энергии;
- пароль на сервере АИИС КУЭ.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- АРМ (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование (тип)	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ	3 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	2 шт.
Трансформатор тока проходной	ТПЛ	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	2 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-К	2 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-НТЗ	4 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	3 шт.
Сервер АИИС КУЭ	-	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1 шт.
Формуляр	ЭПК-1/20-1.ФО	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Энергопромышленная компания». Методика измерений аттестована ФГУП «ВНИИМС», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311787.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Энергопромышленная компания» (АО «ЭПК»)

ИНН: 6661105959

Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, д. 96-В

Телефон: +7 (343) 251-19-96

E-mail: eic@eic.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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

В части вносимых изменений:

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2023 г. № 370

Регистрационный № 84988-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД) со встроенным приемником сигналов точного времени (далее – УСВ), принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД) филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» с автоматизированными рабочими местами персонала (далее – АРМ), устройством синхронизации времени УСВ-2 (далее – УСВ-2), программным обеспечением (далее – ПО) ПК «Энергосфера» и каналообразующей аппаратурой.

4-й уровень – ИВК, включающий в себя сервер БД АО «Самараинвестнефть», АРМ, устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее – УССВ-2), ПО «АльфаЦЕНТР» и каналообразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из четырех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал.

По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчика для ИК № 1 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на сервер БД филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» третьего уровня АИИС КУЭ. На сервере БД филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» третьего уровня АИИС КУЭ осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК №№ 2-3 поступает на сервер БД филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» третьего уровня АИИС КУЭ, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК №№ 4-8 поступает на сервер БД АО «Самараинвестнефть» четвертого уровня АИИС КУЭ, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На ИВК третьего уровня АИИС КУЭ ежедневно выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, передача информации о результатах измерений, состоянии средств измерений в формате XML-макетов в ИВК четвертого уровня АИИС КУЭ с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСП/IP.

На верхнем ИВК четвертого уровня АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД АО «Самараинвестнефть» четвертого уровня АИИС КУЭ обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц (предприятий потребителей, сетевых организаций, смежных субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ) и др.), получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Сервер БД АО «Самараинвестнефть» четвертого уровня АИИС КУЭ ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта ОРЭМ, а также в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АРМ субъекта ОРЭМ по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС».

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ, ИВК третьего уровня АИИС КУЭ и ИВК четвертого уровня АИИС КУЭ. АИИС КУЭ оснащена:

- УСВ в составе ИВКЭ, на основе приемника сигналов точного времени, встроенного в УСПД, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS;

- УСВ-2 в составе ИВК третьего уровня АИИС КУЭ, на основе приемника сигналов точного времени, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS;

- УССВ-2 в составе ИВК четвертого уровня АИИС КУЭ, на основе приемника сигналов точного времени, принимающим сигналы точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS.

УСВ в составе ИВКЭ, обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УСВ более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчика для ИК № 1 проводится при расхождении часов счетчика и времени УСПД более чем на ± 2 с.

УСВ-2 в составе ИВК третьего уровня АИИС КУЭ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» третьего уровня АИИС КУЭ. Коррекция часов сервера БД филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» третьего уровня АИИС КУЭ проводится при расхождении часов сервера БД филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» третьего уровня АИИС КУЭ и времени УСВ-2 более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков для ИК №№ 2-3 проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» третьего уровня АИИС КУЭ более чем на ± 2 с.

УССВ-2 в составе ИВК четвертого уровня АИИС КУЭ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД АО «Самараинвестнефть» четвертого уровня АИИС КУЭ. Коррекция часов сервера БД АО «Самараинвестнефть» четвертого уровня АИИС КУЭ проводится при расхождении часов сервера БД АО «Самараинвестнефть» четвертого уровня АИИС КУЭ и времени УССВ-2 более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков для ИК №№ 4-8 проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД АО «Самараинвестнефть» четвертого уровня АИИС КУЭ более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (Зав. № 921) наносится типографским способом в паспорт-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используются:

1. ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1.1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1.1 – Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные признаки	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Конструкция средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

2. ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1.2. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1.2 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Конструкция средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УСВ-2 (УССВ-2)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Сергиевская, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.20, ВЛ-10 кВ	ТЛО-10 У2 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-НТЗ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 / -	активная реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 4,0 ± 6,9
2	ПС 110 кВ Красносельская, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.13	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 2473-69	ЗНАМИТ-10-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 40740-09	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	- / УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	± 1,0 ± 2,5	± 4,1 ± 7,1
3	ПС 110 кВ Кутузовская, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.9	ТОЛ-СЭЩ-10 У2 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	± 1,0 ± 2,5	± 4,0 ± 6,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	КТП-10 кВ, ЗРУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т2	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 58385-14	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	- / УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	± 0,8	± 2,7
						реактивная	± 2,2	± 5,2
5	ВЛ-10 кВ фид. Ис 11, Яч. № 1СП11 10 кВ	ТЛК-СТ-10 У2 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 58720-14	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
6	ВЛ-10 кВ фид. Кут-3, 2ПКУ-10 кВ	ТЛО-10 У2 Кл. т. 0,5 Ктт 20/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛПИ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	± 1,1	± 3,1
						реактивная	± 2,6	± 5,6
7	АПС-10 кВ, отпайка ВЛ-10 кВ ф-12 ПС 110 кВ Северный Ключ	ТОЛ-НТЗ-10-01А УХЛ2 Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
8	АПС-10 кВ, отпайка ВЛ 10 кВ ЧРН2	ТОЛ-НТЗ-10-11А УХЛ2 Кл. т. 0,5S Ктт 40/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-8 от -40 до +60°C. 4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5. 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. 6. Допускается замена УСПД, УСВ-2 и УССВ-2 на аналогичное утвержденного типа. 7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 8. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 9. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	8
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C: - температура окружающей среды в месте расположения УСВ-2, °C: - температура окружающей среды в месте расположения УССВ-2, °C: - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от 49,5 до 50,5 от -40 до +40 от -40 до +60 от 0 до +40 от -10 до +50 от -10 до +55 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег. № 36697-08) - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.08 (рег. № 36697-12) - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 165000 220000 2 100000 24

Продолжение таблицы 3

1	2
УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - профиль нагрузки с получасовым интервалом, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений, год, не менее	45 5 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера БД и 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 счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике, УСПД и сервере БД.

Защищенность применяемых компонентов:

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

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

- счетчика;
- УСПД;
- сервера БД.

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛО-10 У2	5
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10 У2	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор тока	ТЛК-СТ-10 У2	2
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10-01А УХЛ2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10-11А УХЛ2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10 УХЛ2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10 УХЛ2	6
Трансформатор напряжения	ЗНАМИТ-10-1 УХЛ2	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10 У2	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.921 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Самараинвестнефть», аттестованном ООО «МЦМО», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Ижевская энергосбытовая компания»
(ООО «Ижэнергосбыт»)
ИНН 1834024515
Адрес: 426008, Удмуртская Республика, г. Ижевск, Удмуртская ул., д. 304, оф. 506

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Абонентские навигационные терминалы технических средств контроля подвижных объектов БНЦА.468157.001

Назначение средства измерений

Абонентские навигационные терминалы технических средств контроля подвижных объектов БНЦА.468157.001 (далее – терминалы) предназначены для измерений текущих навигационных параметров по сигналам навигационных космических аппаратов глобальных навигационных спутниковых систем (далее - ГНСС) ГЛОНАСС и GPS, определения на их основе координат местоположения в системе координат ПЗ-90.11, скорости и измерения напряжения постоянного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия терминалов основан на измерении псевдодальностей и доплеровских смещений частот по сигналам ГНСС ГЛОНАСС в частотном диапазоне L1, ГНСС GPS на частоте L1, а также на измерении электрического напряжения постоянного тока с использованием аналого-цифровых преобразователей методом сравнения с опорным напряжением (сигналы ГНСС должны соответствовать интерфейсным контрольным документам «ГЛОНАСС», редакция 5.1 от 2008 и IS-GPS-200E от 08.06.2010, отслеживаться в зоне видимости на углах возвышения более 5 градусов относительно местного горизонта в номинальной шумовой обстановке, которая не прерывает возможностей терминалов к обнаружению и отслеживанию сигналов навигационных космических аппаратов).

Конструктивно терминал состоит из аппаратного модуля АНТ, антенн (ГНСС и GSM/GPRS), батареи аккумуляторов и телефонной гарнитуры (тангенты).

В аппаратном модуле АНТ расположены навигационный модуль ГЛОНАСС/GPS, микроконтроллер, датчик напряжения, датчики температуры, нагреватель, встроенный аккумулятор, GSM/GPRS модуль.

Знак поверки на терминал не наносится.

Маркировочная табличка, содержащая в том числе серийный номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и нанесенного методом выдавливания, однозначно идентифицирующий каждый экземпляр терминала, размещена на задней панели аппаратного модуля АНТ.

Общий вид терминала представлен на рисунке 1. Места нанесения знака утверждения типа и пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунке 2.



а) Аппаратный модуль АНТ



б) Телефонная гарнитура
(тангента)

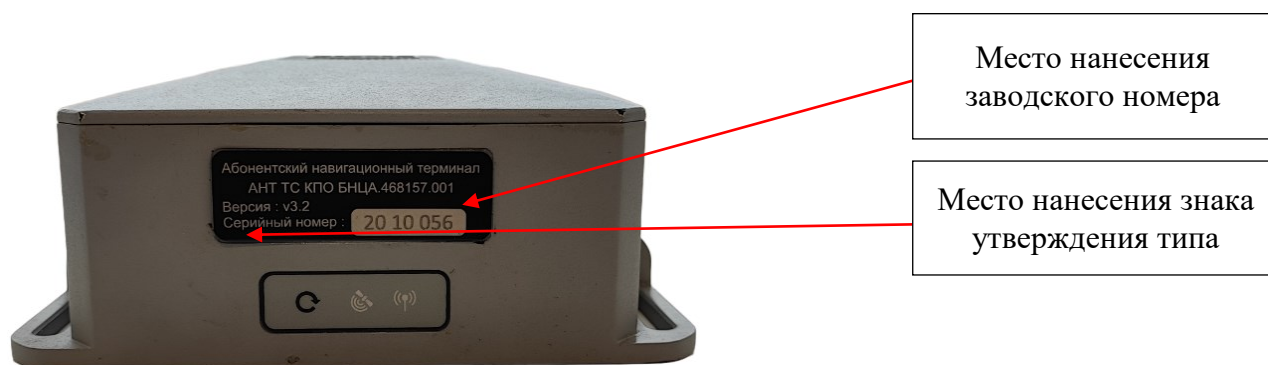


в) ГНСС антенна

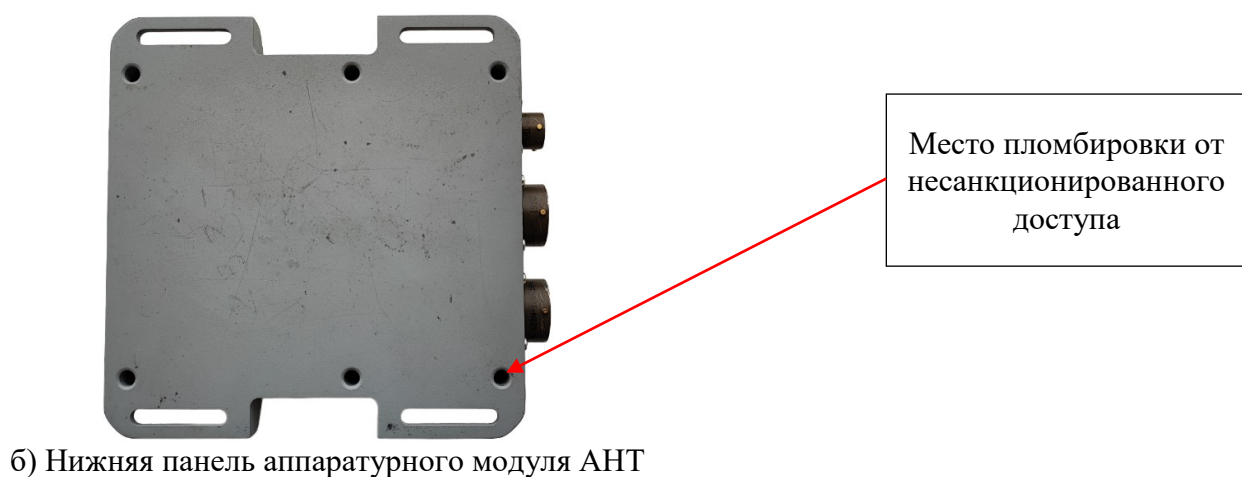


г) GSM/GPRS антенна

Рисунок 1 – Общий вид терминалов



а) Задняя панель аппаратного модуля АНТ



б) Нижняя панель аппаратного модуля АНТ

Рисунок 2 – Места нанесения знака утверждения типа и пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Терминалы работают под управлением специализированного программного обеспечения (далее - ПО).

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АНТ-ВПО-v.X.X.X, где X.X.X – номер версии ПО
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 0.3.2 и выше
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Доверительные границы абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения координат местоположения по каждой координатной оси и скорости в диапазоне скоростей от 0 до 200 км/ч при работе по сигналам ГЛОНАСС (L1, код СТ) и GPS (L1, код C/A) при геометрическом факторе PDOP не более 3, м	±10
Доверительные границы абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения скорости в диапазоне скоростей от 0 до 200 км/ч при работе по сигналам ГЛОНАСС (L1, код СТ) и GPS (L1, код C/A) при геометрическом факторе PDOP не более 3, м/с	±0,1
Доверительные границы абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения значений текущего времени в национальной шкале координированного времени UTC(SU) при работе по сигналам ГЛОНАСС (L1, код СТ) и GPS (L1, код C/A), с	±3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения постоянного тока в диапазоне от 0 до 46 В, В	±2

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания от сети постоянного тока, В	от 9 до 48
Габаритные размеры терминала, мм, не более	
длина	169
ширина	160
высота	66
Масса терминала (без батареи аккумуляторов), кг, не более	0,8
Рабочие условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +55
относительная влажность окружающего воздуха при температуре +20 °С, %, не более	80

Знак утверждения типа

наносится на табличку с маркировкой терминала методом химического травления, на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность изделия

Наименование	Обозначение	Количество
Абонентский навигационный терминал технических средств контроля подвижных объектов в составе:	БНЦА.468157.001	1 шт.
Аппаратный модуль	АНТ	1 шт.
ГНСС антенна	-	1 шт.
GSM/GPRS антенна	-	2 шт.
Батарея аккумуляторов	-	1 шт.
Телефонная гарнитура (тангента)	-	1 шт.
Комплект монтажных частей	-	1 комплект
Комплект жгутов	БНЦА.466941.002	1 комплект
Комплект эксплуатационной документации согласно ведомости эксплуатационных документов	БНЦА.468157.001 ВЭ	1 комплект
Программа для конфигурирования	Termite	1 CD-диск
Комплект ЗИП-О	БНЦА.468157.001 ЗИ	1 комплект

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Описание и работа изделия» документа «Абонентский навигационный терминал технических средств контроля подвижных объектов БНЦА.468157.001. Руководство по эксплуатации БНЦА.468157.001РЭ».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 г. № 2831 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для координатно-временных измерений»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3457 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

БНЦА.468157.001ТУ «Абонентский навигационный терминал технических средств контроля подвижных объектов БНЦА.468157.001. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственный центр «БизнесАвтоматика» (ООО «НПЦ «БизнесАвтоматика»)

ИНН 7729652455

Юридический адрес: 119619, г. Москва, ул. Авиаторов, д. 9, корп. 2, кв. 67

Телефон: +7 495 221 29 65

Web-сайт: www.npc.ba

E-mail: info@npc.ba

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственный центр «БизнесАвтоматика» (ООО «НПЦ «БизнесАвтоматика»)

ИНН 7729652455

Юридический адрес: 119619, г. Москва, ул. Авиаторов, д. 9, корп. 2, кв. 67

Адрес: 115114, Москва, 1-й Дербеневский пер., д. 5, стр. 2, пом. № IV

Телефон: +7 495 221 29 65

Web-сайт: www.npc.ba

E-mail: info@npc.ba

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, р.п. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон (факс): +7(495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2023 г. № 370

Регистрационный № 85814-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 391 Терминал «Уса» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 391 Терминал «Уса» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

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

При прямом методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением преобразователей массового расхода.

Выходные электрические сигналы преобразователей расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти вычисляет измерительный контроллер, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты определения массовых долей воды, механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в испытательной лаборатории.

СИКН представляет собой единый экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта, в состав которой входят система сбора и обработки информации, а также следующие технологические блоки: блок измерительных линий (БИЛ), блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блок поверочной установки. В вышеприведенные технологические блоки входят средства измерений по своему функционалу участвующие в измерениях массы брутто нефти, контроле и измерениях показателей качества нефти, а также контроле технологических режимов работы СИКН.

Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

В состав СИКН входят средства измерений (измерительные компоненты), участвующие в измерениях массы нефти и приведенные в таблице 1. Часть средств измерений (измерительных компонентов) СИКН, приведенных в таблице 1, формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК).

Таблица 1- Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ)
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF модификации CMFHC ¹⁾	45115-16
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16
Датчики температуры Rosemount 3144P	63889-16
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-15
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 ²⁾	15644-96, 15644-01
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
¹⁾ Далее – СРМ. ²⁾ Далее – ПП.	

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированные измерения массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода;
- автоматические измерения температуры, давления (избыточное, дифференциальное), плотности, вязкости нефти, объемной доли воды в нефти;
- измерения температуры и давления нефти с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик и поверки СРМ с применением трубопоршневой установки;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушения установленных границ;
- вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое регулирование расхода нефти через блок измерений показателей качества нефти для обеспечения требований ГОСТ 2517 - 2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический и ручной отбор проб нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- проведение контроля метрологических характеристик рабочих СРМ с применением контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного.

Заводской номер, состоящий из пяти арабских цифр, нанесен на табличку, закрепленную на входной двери БИЛ СИКН. Конструкцией СИКН места нанесения знаков утверждения типа и поверки не предусмотрены. Пломбировка СИКН не предусмотрена.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в контроллерах измерительных (далее – ИВК) FloBoss S600+ и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора. Идентификационные данные ПО указаны в таблице 2. Метрологические характеристики СИКН указаны с учетом влияния ПО.

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО ИВК FloBoss S600+ и АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИБК FloBoss S600+ (№ 1, № 2)	APM оператора
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	mDLL.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	06.25/25	1.2.5.16
Цифровой идентификатор ПО	1990	ef9f814ff4180d55bd94d0debd230d76
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав и основные метрологические характеристики ИК, а также метрологические и основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды приведены в таблицах 3-5.

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1.1	Объемного влагосодержания	1 (БИК, АЕ310)	Влагомер*	Электронный блок влагомера (VT310), ИВК	от 0,01 до 2,00 % (объемной доли воды)	±0,1 % (абсолютная)
1.2	Объемного влагосодержания	1 (БИК, АЕ320)	Влагомер	Электронный блок влагомера (VT320), ИВК	от 0,01 до 2,00 % (объемной доли воды)	±0,1 % (абсолютная)
2.1	Плотности нефти	1 (БИК, DT310)	ПП	ИВК	от 700 до 1000 кг/м³	±0,30 кг/м³ (абсолютная)
2.2		1 (БИК, DT320)				

* Влагомер нефти поточный модели LC, регистрационный № 16308-97, (далее – влагомер).

Таблица 4– Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового (объемного) расхода нефти *, т/ч (м ³ /ч)	от 320 (400) до 2250 (2400)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 5 – Основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Избыточное давление нефти, МПа - рабочее - минимальное допустимое - максимальное допустимое	от 0,3 до 1,0 0,3 1,6
Режим работы СИКН	непрерывный, автоматизированный
Параметры измеряемой среды: - измеряемая среда - температура, °С - плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ - вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - содержание свободного газа	нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия» от +30 до +60 от 830,0 до 895,0 от 1,0 до 30,0 1,0 0,05 900 не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное 220±22, однофазное 50±1
Условия эксплуатации: - температура наружного воздуха, °С - температура воздуха в помещении, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН, %, не более	от -50 до +36 от +10 до +30 от 84 до 106 80
Срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	8760

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 391 Терминал «Уса» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», заводской № 50337	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.
Формуляр	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 391 Терминал «Уса» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (регистрационный номер в ФИФ ОЕИ ФР.1.29.2020.37749).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)
ИНН: 1106014140
Адрес: 169710, Республика Коми, г. Усинск, ул. Нефтяников, д. 31

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН Стройиндустрия»
(ООО «РН Стройиндустрия»)
ИНН: 7813332333
Адрес: 197136, г. Санкт-Петербург, Лахтинская ул., д.14, лит. А, пом. 1Н, оф. № 1
Телефон: +7(843) 212-50-10

Испытательный центр

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

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

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

Телефон: 8(843) 272-70-62

Факс: 8(843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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