

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 28 » _____ ноября 2023 г. № 2531

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	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавляемый изготовитель	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.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "МРСК Урала" с Изменением № 1	-	55181848.422222.008	38057-12	-	-	МП-38057-12 с изменением №1	-	-	28.09.2023	Публичное акционерное общество «Россети Урал» (ПАО «Россети Урал»), г. Екатеринбург	ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», г. Магнитогорск
2.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 530 ЦТП «Красноленинский»	—	530	66726-17	-	МП 66726-17 с изменением № 1	-	МП 1527-14-23	-	27.07.2023	Акционерное общество «РН-Няганьнефтегаз» (АО «РН-Няганьнефтегаз»), Тюменская обл., г. Нягань	ВНИИР -филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Казань

3.	Система измерительная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Фортум» филиал Энергосистема «Урал» «Челябинская ТЭЦ-4»	-	07	71910-18	-	МП 2504/1-311229-2018	-	МП 3008/2-311229-2023	-	30.08.2023	Общество с ограниченной ответственностью «НТЦ «Комплексные системы» (ООО «НТЦ «КС»)), г. Челябинск	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт» (МФЦ «Лахта»)	—	1028	85568-22	Акционерное общество «Газпром энергосбыт» (АО «Газпром энергосбыт»), г. Москва	МП СМО-1001-1-2022	—	МП СМО-1609-2023	—	16.09.2023	Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»), г. Владимир	АО «РЭС Групп», г. Владимир
5.	Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Тандер	-	Зав. № 031	88346-23	Акционерное общество «Тандер» (АО «Тандер»), г. Краснодар	-	РТ-МП-1071-500-2022	-	-	29.09.2023	Акционерное общество «Тандер» (АО «Тандер»), г. Краснодар	ООО «Магнит Энерго», г. Краснодар

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» ноября 2023 г. № 2531

Регистрационный № 71910-18

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя
ПАО «Фортум» филиал Энергосистема «Урал» «Челябинская ТЭЦ-4»

Назначение средства измерений

Система измерительная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя
ПАО «Фортум» филиал Энергосистема «Урал» «Челябинская ТЭЦ-4» (далее – АСКУТЭ)
предназначена для измерений количества теплоносителя (воды) и тепловой энергии.

Описание средства измерений

Принцип действия АСКУТЭ основан на непрерывном измерении, преобразовании и
обработки при помощи комплексного компонента входных сигналов, поступающих по
измерительным каналам (далее – ИК) от первичных измерительных преобразователей (далее –
ПИП).

В состав АСКУТЭ входят следующие узлы измерений:

- тепломагистраль № 1;
- тепломагистраль № 3;
- тепломагистраль № 5;
- объединенная тепломагистраль № 2, 4;
- тепломагистраль СН энергоблок 1;
- тепломагистраль СН энергоблок 2;
- тепломагистраль СН энергоблок 3;
- тепломагистраль СН на отопление промплощадки;
- тепломагистраль СН ПК;
- греющая вода на 1ВДпТС;
- греющая вода на 2ВДпТС;
- подпитка-I;
- аварийная подпитка;
- подпитка ТМ-5;
- холодный источник 1 трубопровод;
- холодный источник 2 трубопровод.

Состав ПИП указан в таблице 1.

Таблица 1 – Состав ПИП

Наименование ПИП	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №)
1	2
Расходомеры UFM 3030 (далее – UFM)	32562-09
Расходомеры-счетчики ультразвуковые «ВЗЛЕТ МР» (исполнение УРСВ-744 Ех) (далее – ВЗЛЕТ МР)	28363-14
Расходомеры ультразвуковые UFM 3030 (далее – UFM 3030)	48218-11
Счетчики-расходомеры электромагнитные ADMAG (модификации AXF) (далее – ADMAG AXF)	17669-09
Счетчики-расходомеры электромагнитные ADMAG (модификации AXF) (далее – ADMAG мод. AXF)	59435-14
Расходомеры электромагнитные OPTIFLUX, (модификации OPTIFLUX 4100 C/W) (далее – OPTIFLUX 4100)	60663-15
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400 (далее – OPTISONIC 3400)	57762-14
Расходомеры-счетчики жидкости ультразвуковые серии OPTISONIC (модель 3400) (далее – OPTISONIC)	80128-20
Преобразователи давления измерительные EJX (модели EJX 530) (далее – EJX 530)	28456-09
Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* (модификация EJX (серия А), модель 530) (далее – EJ* 530)	59868-15
Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* (модификация EJX (серия А), модель 510) (далее – EJ* 510)	59868-15
Комплекты термометров сопротивления из платины технических разностных КТПТР-01 (далее – КТПТР-01)	46156-10
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ (далее – ТСПУ)	42454-15
Термометры сопротивления из платины технические ТПТ-1 (исполнение ТПТ-1-3) (далее – ТПТ-1)	46155-10

Состав комплексного компонента представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав комплексного компонента

Наименование комплексного компонента	Регистрационный №
Устройство синхронизации времени УСВ-3	64242-16
Преобразователи расчетно-измерительные ТЭКОН-19 (далее – ТЭКОН-19)	24849-07, 24849-10, 24849-13, 61953-15

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

АСКУТЭ выполняет следующие функции:

- измерение объемного расхода (объема), избыточного давления и температуры теплоносителя;
- вычисление массового расхода (массы) теплоносителя и количества тепловой энергии;
- формирование отчетов, архивирование, хранение измеренных и вычисленных значений;
- поддержание единого времени в технологической сети АСКУТЭ;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам.

Заводской номер 07 АСКУТЭ в виде цифрового обозначения наносится на маркировочную табличку, закрепленную на шкафу сервера АСКУТЭ, методом шелкографии и на титульный лист паспорта типографским способом.

Пломбирование АСКУТЭ не предусмотрено.

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

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) АСКУТЭ обеспечивает реализацию функций АСКУТЭ:

Идентификационные данные ПО АСКУТЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО АСКУТЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	d8_heat_calc_lib.dll	dataserver.exe	dbserver.exe	ds_tecon19.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.20.0512	1.9.17.1111	1.1.16.1213	1.1.13.524
Цифровой идентификатор ПО	83092393	AC41CB9A	C9E80681	EE0E63D1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32			

ПО АСКУТЭ защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики АСКУТЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Метрологические характеристики АСКУТЭ

Характеристика 1	Значение 2
Диапазон измерений массы теплоносителя по измерительному трубопроводу (далее – ИТ) за час, т: – подающий и обратный ИТ тепломагистралей № 1 – подающий ИТ тепломагистралей № 3 – обратный ИТ тепломагистралей № 3 – подающий и обратный ИТ тепломагистралей № 5 – подающий и обратный ИТ объединенной тепломагистралей № 2, 4	от 500 до 3000 от 30 до 160 от 31,11 до 160,00 от 500 до 5400 от 500 до 7500
– подающие ИТ тепломагистралей СН энергоблок 1, тепломагистралей СН энергоблок 2, тепломагистралей СН энергоблок 3 – обратные ИТ тепломагистралей СН энергоблок 1, тепломагистралей СН энергоблок 2, тепломагистралей СН энергоблок 3 – подающий и обратный ИТ тепломагистралей СН на отопление промплощадки – подающий и обратный ИТ тепломагистралей СН ПК – греющая вода на 1ВДпТС, греющая вода на 2ВДпТС – подпитка-I – аварийная подпитка – подпитка ТМ-5	от 42,31 до 1100,00 от 43,68 до 1100,00 от 30 до 160 от 40 до 200 от 20 до 245 от 43,47 до 700,00 от 30 до 625 от 50 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы теплоносителя по ИТ, %	±1,5
Диапазон измерений тепловой энергии за час, Гкал: – подающий ИТ тепломагистралей № 1 – обратный ИТ тепломагистралей № 1 – подающий ИТ тепломагистралей № 3 – обратный ИТ тепломагистралей № 3 – подающий ИТ тепломагистралей № 5 – обратный ИТ тепломагистралей № 5 – подающий ИТ объединенной тепломагистралей № 2, 4 – обратный ИТ объединенной тепломагистралей № 2, 4 – подающие ИТ тепломагистралей СН энергоблок 1, тепломагистралей СН энергоблок 2, тепломагистралей СН энергоблок 3 – обратные ИТ тепломагистралей СН энергоблок 1, тепломагистралей СН энергоблок 2, тепломагистралей СН энергоблок 3 – подающий ИТ тепломагистралей СН на отопление промплощадки – обратный ИТ тепломагистралей СН на отопление промплощадки – подающий ИТ тепломагистралей СН ПК – обратный ИТ тепломагистралей СН ПК – греющая вода на 1ВДпТС, греющая вода на 2ВДпТС – подпитка-I – аварийная подпитка – подпитка ТМ-5	от 30,05 до 422,40 от 20,02 до 210,37 от 1,81 до 22,52 от 1,25 до 11,21 от 30,05 до 760,33 от 20,02 до 378,66 от 30,05 до 1056,01 от 20,02 до 525,92 от 17,06 до 143,54 от 13,22 до 99,22 от 1,51 до 20,89 от 0,91 до 12,82 от 2,81 до 26,14 от 0,81 до 15,03 от 0,51 до 27,00 от 0,88 до 63,11 от 0,61 до 37,57 от 1,01 до 45,08

Характеристика	Значение
1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений отпущенной тепловой энергии для закрытой системы теплоснабжения по каждому узлу измерений, %:	
– при разности температур в подающем и обратном ИТ от 6 до 8 °С	±7,5
– при разности температур в подающем и обратном ИТ от 8 до 10 °С	±6,5
– при разности температур в подающем и обратном ИТ от 10 до 15 °С	±5,0
– при разности температур в подающем и обратном ИТ от 15 °С и выше	±3,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени, с	±9

Метрологические характеристики ИК АСКУТЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК АСКУТЭ

Метрологические характеристики ИК АСКУТЭ				Метрологические характеристики компонентов ИК АСКУТЭ				
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности		ПИП			Комплексный компонент	
				Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой погрешности		Тип	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации
		основная	в условиях эксплуатации		основная	дополнительная		
Тепломагистраль № 1								
ИК объемного расхода	от 0 до 3300 м³/ч	δ: ±1,01 % (в диапазоне от 511,34 до 3300,00 м³/ч)		UFM, DN 500 (от 0 до 1000 Гц)	δ: ±1,0 % (при расходе от 355 до 7800 м³/ч)		ТЭКОН-19	Δ: ±0,2 Гц
ИК давления	от 0 до 2 МПа	γ: ±0,17 %	γ: ±0,28 %	EJX 530 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,1 %	γ: ±0,11 %/10 °С		Δ: ±0,005 мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); ±0,02 мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
ИК температуры	от 0 до +180 °С	Δ: ±0,43 °С		КТПТР-01 (НСХ 100П)	Δ: ±(0,1+0,0017·t), °С			Δ: ±0,11 °С
Тепломагистраль № 3								
ИК объемного расхода	от 0 до 180 м³/ч	δ: ±0,52 % (в диапазоне от 31,81 до 180,00 м³/ч)		UFM, DN 150 (от 0 до 1000 Гц)	δ: ±0,5 % (при расходе от 30 до 700 м³/ч)		ТЭКОН-19	Δ: ±0,2 Гц
ИК давления	от 0 до 2 МПа	γ: ±0,17 %	γ: ±0,28 %	EJX 530 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,1 %	γ: ±0,11 %/10 °С		Δ: ±0,005 мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); ±0,02 мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
ИК температуры	от 0 до +180 °С	Δ: ±0,43 °С		КТПТР-01 (НСХ 100П)	Δ: ±(0,1+0,0017·t), °С			Δ: ±0,11 °С

Продолжение таблицы 5

Метрологические характеристики ИК АСКУТЭ				Метрологические характеристики компонентов ИК АСКУТЭ				
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности		ПИП			Комплексный компонент	
				Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой погрешности		Тип	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации
основная	в условиях эксплуатации	основная	дополнительная					
Тепломагистраль № 5								
ИК объемного расхода	от 0 до 5500 м³/ч	δ: ±1,03 % (в диапазоне от 511,34 до 5500,00 м³/ч)		UFM 3030, DN 500 (от 0 до 1000 Гц)	δ: ±1,0 % (при скорости потока от 0,5 до 20,0 м/с); δ: ±2,0 % (при скорости потока от 0,25 до 0,50 м/с)		ТЭКОН-19	Δ: ±0,2 Гц
ИК давления	от 0 до 2 МПа	γ: ±0,17 %	γ: ±0,28 %	EJX 530 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,1 %	γ: ±0,11 %/10 °С		Δ: ±0,005 мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); ±0,02 мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
	от 0 до 2 МПа	γ: ±0,14 %	γ: ±0,33 %	EJ* 530 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,04 %	γ: ±0,3 %/28 °С		
ИК температуры	от 0 до +180 °С	Δ: ±0,43 °С		КТПТР-01 (НСХ 100П)	Δ: ±(0,1+0,0017·t), °С			Δ: ±0,11 °С
Объединенная тепломагистраль № 2, 4								
ИК объемного расхода	от 0 до 7700 м³/ч	δ: ±0,74 % (в диапазоне от 511,34 до 7700 м³/ч)		ВЗЛЕТ МР, DN 800 (от 0 до 1000 Гц)	δ: ±(0,4+0,075/v) % (максимальная скорость потока 5 м/с)		ТЭКОН-19	Δ: ±0,2 Гц
ИК давления	от 0 до 2 МПа	γ: ±0,14 %	γ: ±0,33 %	EJ* 530 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,04 %	γ: ±0,3 %/28 °С		Δ: ±0,005 мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); ±0,02 мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
ИК температуры	от 0 до +180 °С	Δ: ±0,43 °С		КТПТР-01 (НСХ 100П)	Δ: ±(0,1+0,0017·t), °С			

Продолжение таблицы 5

Метрологические характеристики ИК АСКУТЭ				Метрологические характеристики компонентов ИК АСКУТЭ				
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности		ПИП			Комплексный компонент	
				Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой погрешности		Тип	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации
		основная	в условиях эксплуатации		основная	дополнительная		
Тепломагистраль СН энергоблок 1								
ИК объемного расхода	от 0 до 1107,9 м³/ч	δ: ±1,01 % (в диапазоне от 45,24 до 1107,90 м³/ч)		ADMAG AXF, DN 400 (импульсный)	Δ: ±1 мм/с (при скорости потока менее 0,3 м/с); δ: ±0,35 % (при скорости потока от 0,3 до 10,0 м/с)		ТЭКОН-19	Δ: ±1 импульс
ИК давления	от 0 до 2 МПа	γ: ±0,14 %	γ: ±0,33 %	EJ* 530 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,04 %	γ: ±0,3 %/28 °С		Δ: ±0,005 мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); ±0,02 мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
ИК температуры	от 0 до +180 °С	Δ: ±0,43 °С		КТПТР-01 (НСХ 100П)	Δ: ±(0,1+0,0017·t), °С			Δ: ±0,11 °С
Тепломагистраль СН энергоблок 2								
ИК объемного расхода	от 0 до 1107,9 м³/ч	δ: ±1,01 % (в диапазоне от 45,24 до 1107,90 м³/ч)		ADMAG мод. AXF, DN 400 (импульсный)	Δ: ±1 мм/с (при скорости потока менее 0,3 м/с); δ: ±0,35 % (при скорости потока от 0,3 до 10,0 м/с)		ТЭКОН-19	Δ: ±1 импульс
ИК давления	от 0 до 2 МПа	γ: ±0,14 %	γ: ±0,33 %	EJ* 530 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,04 %	γ: ±0,3 %/28 °С		Δ: ±0,005 мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); ±0,02 мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
ИК температуры	от 0 до +180 °С	Δ: ±0,43 °С		КТПТР-01 (НСХ 100П)	Δ: ±(0,1+0,0017·t), °С			Δ: ±0,11 °С

Продолжение таблицы 5

Метрологические характеристики ИК АСКУТЭ				Метрологические характеристики компонентов ИК АСКУТЭ				
Наимено- вание	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности		ПИП		Комплексный компонент		
				Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой погрешности		Тип	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации
		основная	в условиях эксплуатации		основная	дополнительная		
Тепломагистраль СН энергоблок 3								
ИК объемного расхода	от 0 до 1107,9 м³/ч	δ: ±1,01 % (в диапазоне от 45,24 до 1107,90 м³/ч)		ADMAG мод. AXF, DN 400 (импульс- ный)	Δ: ±1 мм/с (при скорости потока менее 0,3 м/с); δ: ±0,35 % (при скорости потока от 0,3 до 10,0 м/с)		ТЭКОН-19	Δ: ±1 импульс
ИК давления	от 0 до 2 МПа	γ: ±0,14 %	γ: ±0,33 %	EJ* 530 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,04 %	γ: ±0,3 %/28 °C		Δ: ±0,005 мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); ±0,02 мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
ИК температуры	от 0 до +180 °C	Δ: ±0,43 °C		КТПТР-01 (НСХ 100П)	Δ: ±(0,1+0,0017·t), °C			Δ: ±0,11 °C
Тепломагистраль СН на отопление промплощадки								
ИК объемного расхода	от 0 до 280 м³/ч	δ: ±0,36 % (в диапазоне от 30,86 до 280,00 м³/ч)		ADMAG мод. AXF, DN 100 (импульс- ный)	Δ: ±1 мм/с (при скорости потока менее 0,3 м/с); δ: ±0,35 % (при скорости потока от 0,3 до 10,0 м/с)		ТЭКОН-19	Δ: ±1 импульс
ИК давления	от 0 до 2 МПа	γ: ±0,14 %	γ: ±0,33 %	EJ* 530 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,04 %	γ: ±0,3 %/28 °C		Δ: ±0,005 мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); ±0,02 мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
ИК температуры	от 0 до +180 °C	Δ: ±0,43 °C		КТПТР-01 (НСХ 100П)	Δ: ±(0,1+0,0017·t), °C			Δ: ±0,11 °C

Продолжение таблицы 5

Метрологические характеристики ИК АСКУТЭ				Метрологические характеристики компонентов ИК АСКУТЭ				
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности		ПИП		Комплексный компонент		
				Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой погрешности		Тип	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации
		основная	в условиях эксплуатации		основная	дополнительная		
Тепломагистраль СН ПК								
ИК объемного расхода	от 0 до 220 м³/ч	δ: ±1,01 % (в диапазоне от 41,02 до 220,00 м³/ч)		UFM 3030, DN 150 (от 0 до 1000 Гц)	δ: ±1,0 % (при скорости потока от 0,5 до 20,0 м/с); δ: ±2,0 % (при скорости потока от 0,25 до 0,50 м/с)		ТЭКОН-19	Δ: ±0,2 Гц
ИК давления	от 0 до 2 МПа	γ: ±0,17 %	γ: ±0,28 %	EJX 530 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,1 %	γ: ±0,11 %/10 °С		Δ: ±0,005 мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); ±0,02 мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
ИК температуры	от 0 до +180 °С	Δ: ±0,43 °С		КТПТР-01 (НСХ 100П)	Δ: ±(0,1+0,0017·t), °С			Δ: ±0,11 °С
Греющая вода на 1ВДпТС								
ИК объемного расхода	от 0 до 380 м³/ч	δ: ±1,1 % (в диапазоне от 21,02 до 380,00 м³/ч)		OPTIFLUX 4100, DN 150 (от 0 до 1000 Гц)	δ: ±1 % (при поверке с помощью устройств «MAGCHECK VERIFICATOR» и «OPTICHECK»)		ТЭКОН-19	Δ: ±0,2 Гц
ИК давления	от 0 до 10 кгс/см²	γ: ±0,14 %	γ: ±0,47 %	EJ* 530 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,04 %	γ: ±0,45 %/28 °С		Δ: ±0,005 мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); ±0,02 мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
ИК температуры	от 0 до +150 °С	γ: ±0,28 %	γ: ±0,58 %	ТСПУ (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,25 %	γ: ±0,25 %/10 °С		Δ: ±0,005 мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); ±0,02 мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)

Продолжение таблицы 5

Метрологические характеристики ИК АСКУТЭ				Метрологические характеристики компонентов ИК АСКУТЭ				
Наимено- вание	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности		ПИП			Комплексный компонент	
				Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой погрешности		Тип	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации
		основная	в условиях эксплуатации		основная	дополнительная		
Греющая вода на 2ВДпТС								
ИК объемного расхода	от 0 до 380 м³/ч	δ: ±1,1 % (в диапазоне от 21,02 до 380,00 м³/ч)		OPTIFLUX 4100, DN 150 (от 0 до 1000 Гц)	δ: ±1 % (при поверке с помощью устройств «MAGCHECK VERIFICATOR» и «OPTICHECK»)		ТЭКОН-19	Δ: ±0,2 Гц
ИК давления	от 0 до 10 кгс/см²	γ: ±0,14 %	γ: ±0,47 %	EJ* 530 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,04 %	γ: ±0,45 %/28 °С		Δ: ±0,005 мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); ±0,02 мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
ИК температуры	от 0 до +150 °С	γ: ±0,28 %	γ: ±0,58 %	ТСПУ (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,25 %	γ: ±0,25 %/10 °С		Δ: ±0,005 мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); ±0,02 мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
Подпитка-I								
ИК объемного расхода	от 0 до 1300 м³/ч	δ: ±1,17 % (в диапазоне от 44,2 до 1300,0 м³/ч)		OPTISONIC 3400, DN 250 (от 0 до 1000 Гц)	δ: ±2,0 % (при скорости потока от 0,125 до 0,250 м/с); δ: ±1,0 % (при скорости потока от 0,25 до 0,50 м/с); δ: ±0,5 % (при скорости потока от 0,5 до 20,0 м/с)		ТЭКОН-19	Δ: ±0,2 Гц
ИК давления	от 0 до 2 МПа	γ: ±0,14 %	γ: ±0,33 %	EJ* 530 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,04 %	γ: ±0,3 %/28 °С		Δ: ±0,005 мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); ±0,02 мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
ИК температуры	от 0 до +150 °С	Δ: ±0,38 °С		ТПТ-1 (НСХ 100П)	Δ: ±(0,1+0,0017·t), °С			Δ: ±0,11 °С

Продолжение таблицы 5

Метрологические характеристики ИК АСКУТЭ				Метрологические характеристики компонентов ИК АСКУТЭ				
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности		ПИП			Комплексный компонент	
				Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой погрешности		Тип	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации
		основная	в условиях эксплуатации		основная	дополнительная		
Аварийная подпитка								
ИК объемного расхода	от 0 до 630 м³/ч	δ: ±1,09 % (в диапазоне от 30,5 до 630,0 м³/ч)		OPTISONIC 3400, DN 200 (от 0 до 1000 Гц)	δ: ±2,0 % (при скорости потока от 0,125 до 0,250 м/с); δ: ±1,0 % (при скорости потока от 0,25 до 0,50 м/с); δ: ±0,5 % (при скорости потока от 0,5 до 20,0 м/с)		ТЭКОН-19	Δ: ±0,2 Гц
ИК давления	от 0 до 2 МПа	γ: ±0,14 %	γ: ±0,33 %	EJ* 530 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,04 %	γ: ±0,3 %/28 °С		Δ: ±0,005 мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); ±0,02 мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
ИК температуры	от 0 до +150 °С	Δ: ±0,38 °С		ТПТ-1 (НСХ 100П)	Δ: ±(0,1+0,0017·t), °С			Δ: ±0,11 °С
Подпитка ТМ-5								
ИК объемного расхода	от 0 до 500 м³/ч	δ: ±0,78 % (в диапазоне от 50,71 до 500,0 м³/ч)		OPTISONIC, DN 200 (от 0 до 1000 Гц)	δ: ±(0,3+0,2/v) % (при скорости потока ниже 0,5 м/с) δ: ±0,5 % (при скорости потока от 0,5 до 19,5 м/с)		ТЭКОН-19	Δ: ±0,2 Гц
ИК давления	от 0 до 2 МПа	γ: ±0,14 %	γ: ±0,33 %	EJ* 530 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,04 %	γ: ±0,3 %/28 °С		Δ: ±0,005 мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); ±0,02 мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
ИК температуры	от 0 до +150 °С	Δ: ±0,38 °С		ТПТ-1 (НСХ 100П)	Δ: ±(0,1+0,0017·t), °С			Δ: ±0,11 °С

Продолжение таблицы 5

Метрологические характеристики ИК АСКУТЭ				Метрологические характеристики компонентов ИК АСКУТЭ				
Наимено- вание	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности		ПИП			Комплексный компонент	
				Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой погрешности		Тип	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации
		основная	в условиях эксплуатации		основная	дополнительная		
Холодный источник 1 трубопровод								
ИК давления	от 0 до 2 МПа	γ : $\pm 0,14$ %	γ : $\pm 0,33$ %	EJ* 530 (от 4 до 20 мА)	γ : $\pm 0,04$ %	γ : $\pm 0,3$ %/28 °С	ТЭКОН-19	Δ : $\pm 0,005$ мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); $\pm 0,02$ мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
ИК температуры	от -50 до +250 °С	Δ : $\pm 0,54$ °С		ТПТ-1 (НСХ 100П)	Δ : $\pm(0,1+0,0017 \cdot t)$, °С			Δ : $\pm 0,11$ °С
Холодный источник 2 трубопровод								
ИК давления	от 0 до 2 МПа	γ : $\pm 0,14$ %	γ : $\pm 0,33$ %	EJ* 530 (от 4 до 20 мА)	γ : $\pm 0,04$ %	γ : $\pm 0,3$ %/28 °С	ТЭКОН-19	Δ : $\pm 0,005$ мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); $\pm 0,02$ мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
ИК температуры	от -50 до +250 °С	Δ : $\pm 0,54$ °С		ТПТ-1 (НСХ 100П)	Δ : $\pm(0,1+0,0017 \cdot t)$, °С			Δ : $\pm 0,11$ °С
Барометрическое давление								
ИК давления	от 0 до 200 кПа	γ : $\pm 0,14$ %	γ : $\pm 0,33$ %	EJ* 510 (от 4 до 20 мА)	γ : $\pm 0,04$ %	γ : $\pm 0,3$ %/28 °С	ТЭКОН-19	Δ : $\pm 0,005$ мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); $\pm 0,02$ мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)
Барометрическое давление (в БС-1)								
ИК давления	от 0 до 200 кПа	γ : $\pm 0,14$ %	γ : $\pm 0,33$ %	EJ* 510 (от 4 до 20 мА)	γ : $\pm 0,04$ %	γ : $\pm 0,3$ %/28 °С	ТЭКОН-19	Δ : $\pm 0,005$ мА (в диапазоне от 0 до 5 мА); $\pm 0,02$ мА (в диапазоне свыше 5 до 20 мА)

Продолжение таблицы 5

Метрологические характеристики ИК АСКУТЭ				Метрологические характеристики компонентов ИК АСКУТЭ				
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности		ПИП		Комплексный компонент		
				Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой погрешности		Тип	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации
		основная	в условиях эксплуатации		основная	дополнительная		
Температура наружного воздуха (в БС-1)								
ИК температуры	от -50 до +250 °С	Δ: ±0,54 °С		ТПТ-1 (НСХ 100П)	Δ: ±(0,1+0,0017·t), °С		ТЭКОН-19	Δ: ±0,11 °С
Примечание – Приняты следующие обозначения: Δ – абсолютная погрешность; δ – относительная погрешность; γ – приведенная погрешность (нормирующим значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений); НСХ – номинальная статическая характеристика; v – скорость потока, м/с; t – измеренная температура, °С.								

Основные технические характеристики АСКУТЭ приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные технические характеристики АСКУТЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Теплоноситель	вода
Избыточное давление теплоносителя, МПа:	
– на подающих ИТ тепломагистралах № 1, тепломагистралах № 3, тепломагистралах № 5, объединенной тепломагистралах № 2, 4	от 0,4 до 1,3
– на обратных ИТ тепломагистралах № 1, тепломагистралах № 5, объединенной тепломагистралах № 2, 4	от 0,08 до 0,50
– на обратном ИТ тепломагистралах № 3	от 0,08 до 0,30
– на подающих ИТ тепломагистралах СН энергоблок 1, тепломагистралах СН энергоблок 2, тепломагистралах СН энергоблок 3, на ИТ греющей воды на 1ВДпТС, ИТ греющей воды на 2ВДпТС	от 0,05 до 0,50
– на обратных ИТ тепломагистралах СН энергоблок 1, тепломагистралах СН энергоблок 2, тепломагистралах СН энергоблок 3	от 0,05 до 0,75
– на подающем ИТ тепломагистралах СН на отопление промплощадки	от 0,2 до 1,0
– на обратном ИТ тепломагистралах СН на отопление промплощадки	от 0,04 до 0,50
– на подающем ИТ тепломагистралах СН ПК	от 0,2 до 1,8
– на обратном ИТ тепломагистралах СН ПК	от 0,2 до 0,7
– ИТ подпитки-I	от 0,15 до 0,60
– ИТ аварийной подпитки	от 0,2 до 0,6
– ИТ подпитки ТМ-5	от 0,7 до 1,0
– ИТ холодного источника 1 трубопровод, ИТ холодного источника 2 трубопровод	от 0,02 до 1,00
Температура теплоносителя, °С:	
– на подающих ИТ тепломагистралах № 1, тепломагистралах № 3, тепломагистралах № 5, объединенной тепломагистралах № 2, 4	от +60 до +140
– на обратных ИТ тепломагистралах № 1, тепломагистралах № 5, объединенной тепломагистралах № 2, 4	от +40 до +70
– на подающих ИТ тепломагистралах СН энергоблок 1, тепломагистралах СН энергоблок 2, тепломагистралах СН энергоблок 3	от +40 до +130
– на обратных ИТ тепломагистралах СН энергоблок 1, тепломагистралах СН энергоблок 2, тепломагистралах СН энергоблок 3	от +30 до +90
– на подающем ИТ тепломагистралах СН на отопление промплощадки	от +50 до +130
– на обратном ИТ тепломагистралах СН на отопление промплощадки	от +30 до +80
– на подающем ИТ тепломагистралах СН ПК	от +70 до +130
– на обратном ИТ тепломагистралах СН ПК	от +20 до +75
– на ИТ греющей воды на 1ВДпТС, ИТ греющей воды на 2ВДпТС	от +25 до +110
– ИТ подпитки-I	от +20 до +90
– ИТ аварийной подпитки	от +20 до +60
– ИТ подпитки ТМ-5	от +70 до +130
– ИТ холодного источника 1 трубопровод, ИТ холодного источника 2 трубопровод	от +0,1 до +35,0

Продолжение таблицы 6

1	2
Наименование характеристики	Значение
Разность температур теплоносителя между подающим и обратным трубопроводами, °С, не менее	3
Условия эксплуатации средств измерений АСКУТЭ: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность (без конденсации влаги), %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 80 от 84,0 до 106,7
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	20
Габаритные размеры отдельных шкафов, мм, не более: – длина – ширина – высота	600 1000 2000
Масса отдельных шкафов, кг, не более	300

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на шкафу сервера АСКУТЭ, методом шелкографии и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность АСКУТЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерительная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Фортум» филиал Энергосистема «Урал» «Челябинская ТЭЦ-4»	–	1
Паспорт	–	1
Руководство по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Тепловая энергия и масса теплоносителя. Методика измерений автоматизированной системой коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Фортум» филиал «Энергосистема Урал» Челябинская ТЭЦ-4», аттестованном ООО ЦМ «СТП», регистрационный номер ФР.1.29.2023.46249 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 18 ноября 2013 г. № 1034 «О коммерческом учете тепловой энергии, теплоносителя»;

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

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

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

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НТЦ «Комплексные системы»
(ООО «НТЦ «Комплексные системы»)

ИНН 7451076950

Адрес: 454106, Челябинская обл., г. Челябинск, ул. Косарева, д. 18

Телефон: (351) 225-38-45

Факс: (351) 225-38-46

Web-сайт: <http://www.complexsystems.ru>

E-mail: sales-cs@complexsystems.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7

Телефон: (843) 214-20-98

Факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» ноября 2023 г. № 2531

Регистрационный № 66726-17

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 530
ЦТП «Красноленинский»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 530 ЦТП «Красноленинский» (далее – СИКН) предназначена для измерения объемного расхода (массы) нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных. Выходные сигналы преобразователей расхода, давления, температуры, плотности, объемной доли воды по линиям связи поступают в систему обработки информации, которая принимает и обрабатывает информацию с последующим вычислением массы нефти.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы. Конструктивно СИКН состоит из функционально объединенных блоков:

а) блока измерительных линий (БИЛ), который предназначен для непрерывного измерения объемного расхода нефти. На каждой измерительной линии установлены следующие средства измерений:

- преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM, номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 16128-01 или преобразователь расхода турбинный НТМ, регистрационный номер 56812-14;
- датчик температуры Rosemount 644, регистрационный номер 63889-16;
- преобразователь давления измерительный 3051, регистрационный номер 14061-99 или датчик давления Метран-150, регистрационный номер 32854-13 или датчик давления Метран-150, регистрационный номер 32854-09;

б) блока измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенного для непрерывного автоматического измерения показателей качества нефти. В состав БИК входят:

- влагомеры нефти поточные LC (рабочий и резервный), регистрационный номер 16308-97 или влагомер поточный L, регистрационный № 56767-14;
- преобразователи плотности жидкости измерительные 7835В (рабочий и резервный), регистрационный номер 15644-06;
- датчик температуры Rosemount 644, регистрационный номер 63889-16;
- преобразователь давления измерительный 3051, регистрационный номер 14061-99 или датчик давления Метран-150, регистрационный номер 32854-13 или датчик давления Метран-150, регистрационный номер 32854-09;

в) системы обработки информации (СОИ), предназначенной для сбора и обработки сигналов, поступающих от измерительных преобразователей, вычислений показателей и параметров нефти по реализованному в ней алгоритму, а также индикации и регистрации результатов измерений и вычислений. В состав СОИ входят:

- контроллеры измерительные FloBoss S600+ (основной и резервный), регистрационный номер 57563-14;
- АРМ оператора (основное и резервное).

В состав СИКН входят показывающие средства измерений температуры и давления.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение в автоматическом режиме:
 - 1) объемного расхода нефти по каждой измерительной линии и в целом по СИКН;
 - 2) объемной доли воды в нефти;
 - 3) давления в БИЛ, БИК и ТПУ;
 - 4) температуры в БИЛ, БИК и ТПУ;
 - 5) плотности нефти;
- расчет в автоматическом режиме:
 - 1) объема нефти при рабочих условиях и приведение к стандартным условиям, в т.ч. по каждой измерительной линии;
 - 2) текущего значения плотности нефти с учетом температуры и давления в БИК;
 - 3) текущего значения плотности нефти к условиям измерения объема нефти и к стандартным условиям;
 - 4) вычисление средневзвешенного значения плотности нефти при условиях измерения объема за отчетный период (2 часа, смена, сутки, месяц) и приведение к стандартным условиям;
 - 5) вычисление средневзвешенных значений температуры и давления для каждой измерительной линии и для СИКН в целом за отчетный период (2 часа, смена, сутки, месяц);
- вычисление массы нетто (за смену, сутки) с использованием результатов измерений массовых долей хлористых солей и механических примесей, полученных по данным испытательной лаборатории и массовой доли воды, измеренной в испытательной лаборатории;
- автоматическая корректировка коэффициента преобразования турбинного ПР от изменения расхода;
- автоматический контроль, индикация, сигнализация и регистрация предельных значений параметров нефти;
- формирование текущих отчетов, актов приема-сдачи, паспортов качества нефти;
- управление пробоотбором;
- контроль метрологических характеристик рабочих ПР по ТПУ;
- индикация и автоматическое обновление на экране монитора текущих значений технологических параметров СИКН и качественных параметров нефти;
- формирование журнала аварийных событий;
- формирование протоколов поверки рабочих ПР, протоколов КМХ рабочих ПР;
- формирование аварийных сигналов при наличии (появлении) свободного газа в нефти, предельных значений содержания воды в нефти, расхода по ИЛ и БИК.

Вид измерительной системы в соответствии с классификацией ГОСТ Р 8.596-2002: ИС-2.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах ПР, входящих в состав ИК объемного расхода нефти, устанавливаются свинцовые (пластмассовые) пломбы, несущих на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя). Нанесение знака поверки (оттиска клейма поверителя) на свинцовые (пластиковые) пломбы выполняется методом давления. Схема установки пломб представлена на рисунке 2.

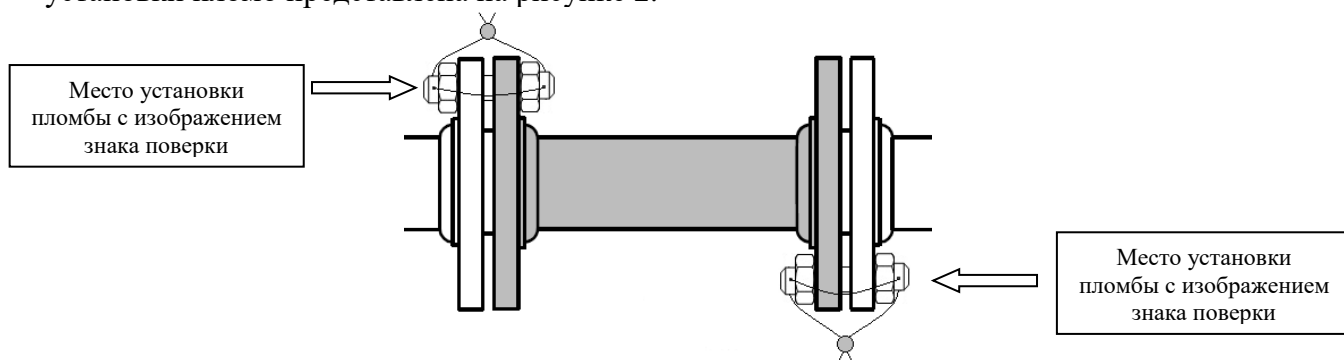


Рисунок 2 – Схема установки пломб

Заводской номер, в цифровом формате (№ 530), наносится на маркировочную табличку, размещенную перед входом в технологический блок СИКН, методом лазерной гравировки.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (ПО), представленное встроенным прикладным ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ и ПО АРМ оператора. Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИБК FloBoss S600+	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	АРМ оператора СИКН
Номер версии (идентификационный номер ПО)	06.21	444.v1.0
Цифровой идентификатор ПО	6051	b32f5ad244014b1ad17c2b57700fbadd

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Объемный расход нефти, м³/ч	от 200 до 1650
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	4 (3 рабочих, 1 резервно-замещающая)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Характеристики измеряемой среды: Давление нефти, МПа - рабочее - максимально допустимое Температура перекачиваемой нефти, °С Плотность в рабочем диапазоне температур нефти, кг/м³ Кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температур, мм²/с Массовая доля воды, %, не более Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более Массовая доля механических примесей, %, не более Содержание свободного газа	от 0,23 до 1,32 1,60 от +5 до +50 от 770 до 890 от 4 до 20 0,5 100 0,05 не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Температура окружающего воздуха: - для первичных измерительных преобразователей, °С - для ИБК и АРМ оператора, °С	от +5 до +40 от +5 до +35
Параметры электрического питания: - напряжение питания переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	(220/380) ^{+10%} _{-15%} (50±1)

Таблица 4 – Метрологические характеристики измерительных каналов

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК, %
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1.1	Объемного расхода нефти	1 (БИЛ, ИЛ ¹⁾ № 1)	ПР ²⁾	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 200 до 550 м ³ /ч	±0,15
1.2	Объемного расхода нефти	1 (БИЛ, ИЛ ¹⁾ № 2)	ПР ²⁾	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 200 до 550 м ³ /ч	±0,15
1.3	Объемного расхода нефти	1 (БИЛ, ИЛ ¹⁾ № 3)	ПР ²⁾	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 200 до 550 м ³ /ч	±0,15
1.4	Объемного расхода нефти	1 (БИЛ, ИЛ ¹⁾ № 4)	ПР ²⁾	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 200 до 550 м ³ /ч	±0,15
¹⁾ Измерительная линия. ²⁾ Преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM, регистрационный номер 16128-01 или преобразователь расхода турбинный НТМ, регистрационный номер 56812-14.						

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз
Система измерений количества и показателей качества нефти № 530 ЦТП «Красноленинский»	-	1 экз.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 530 ЦТП «Красноленинский»	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 530 ЦТП «Красноленинский» АО «РН-Няганьнефтегаз», аттестованном ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» (свидетельство об аттестации номер RA.RU.313391/62014-23 от 24.05.2023) и зарегистрированном в ФИФ ОЕИ под номером ФР.1.29.2023.46046.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «РН-Няганьнефтегаз» (АО «РН-Няганьнефтегаз»)

ИНН 8610010727

Адрес: 628183, ХМАО-Югра, Тюменская обл., г. Нягань, ул. Сибирская, д. 10, к. 1

Телефон: +7 (34672) 9-46-28

Факс: +7 (34672) 9-43-59

Испытательный центр

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

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

Телефон: (3452) 20-62-95

Факс: (3452) 28-00-84

Web-сайт: <http://www.csm72.ru/>

E-mail: mail@csm72.ru

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

в части вносимых изменений

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

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

Адрес места осуществления деятельности: 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 «28» ноября 2023 г. № 2531

Регистрационный № 38057-12

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «МРСК Урала» с Изменением №1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «МРСК Урала» с Изменением №1 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), состоит из: измерительных трансформаторов тока (ТТ) по ГОСТ 7746, измерительных трансформаторов напряжения (ТН) по ГОСТ 1983, счетчиков электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 в части активной электроэнергии, по ГОСТ 26035-83, ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 в части реактивной электроэнергии, вторичных измерительных цепей и технических средств приёма-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) со встроенным приемником сигналов точного времени от системы GPS\ГЛОНАСС (подсистема обеспечения единого времени (СОЕВ)), технические средства приёма-передачи данных (преобразователи интерфейсов, протоколов обмена), каналообразующее оборудование, в т.ч. сетевое (Ethernet) для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

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

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (с заданной в конфигурации УСПД периодичностью) по существующим каналам связи.

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

На уровне ИВК производится программная обработка полученной информации, приведение измеренной информации в именованные значения (Вт, кВт, мВт) с учетом коэффициентов трансформации. Сервер баз данных ИВК автоматически формирует архивы с глубиной хранения не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Передача информации в организации субъектов (участников) оптового рынка электроэнергии и мощности осуществляется от сервера через доступные каналы связи и обменом макетами по электронной почте.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УСПД со встроенным приемником сигналов точного времени от системы GPSГЛОНАСС, счетчики, сервер.

GPSГЛОНАСС-приёмник обеспечивает прием сигналов точного времени и синхронизацию времени УСПД. Сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени часов сервера. Сличение времени часов сервера со временем часов УСПД осуществляется каждые 30 мин, корректировка времени часов выполняется при расхождении времени часов сервера и УСПД ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью не чаще одного раза в сутки, коррекция времени часов счетчиков происходит при расхождении со временем УСПД ± 1 с. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 55181848.422222.008 средства измерений указывается в паспорте-формуляре. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера», в состав которого входит специализированное программное обеспечение (ПО), указанное в таблице 1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b (для 32-разрядного сервера опроса)
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1		2	3	4	5
1	ПС 110/35/10 кВ Сажино ВЛ 35 кВ Сажино – Большая Ока	ф. А ТОЛ-35 ф. В, С ТОЛ Кл. т. 0,5S 150/5 ф. А Рег. № 21256-07 ф. В, С Рег. № 47959-11	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
2	ПС 110/10 кВ ЖБК В 10 кВ Т1	ТОЛ Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
3	ПС 110/10 кВ ЖБК В 10 кВ Т2	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
4	ПС 110/10 кВ ЖБК ТСН1	ТОП Кл. т. 0,5S 100/5 Рег. № 47959-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
5	ПС 110/10 кВ ЖБК ТСН2	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
6	ПС 110/10 кВ Колчедан ВЛ 110 кВ Колчедан – Чуга-Т	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/100 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
7	ПС 110/10 кВ Арбатская В 10 кВ Т1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 2000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
8	ПС 110/10 кВ Арбатская В 10кВ Т2	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 2000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
9	ПС 110/10 кВ Арбатская ТЧН1	ТОП Кл. т. 0,5S 100/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
10	ПС 110/10 кВ Арбатская ТЧН2	ТОП Кл. т. 0,5S 100/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
11	ПС 110/10 кВ Роща В-10 Т-1	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
12	ПС 110/10 кВ Роща ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
13	ПС 110/10 кВ Платоновская В-10 Т-1	ТОЛ-СВЭЛ-10М Кл. т. 0,5S 200/5 Рег. № 54721-13	НАМИ Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
14	ПС 110/10 кВ Платоновская В-10 Т-2	ТОЛ-СВЭЛ-10М Кл. т. 0,5S 200/5 Рег. № 54721-13	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
15	ПС 110/10 кВ Платоновская ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 75/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
16	ПС 110/10 кВ Платоновская ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
17	ПС 110/10 кВ Чапаевская В 10 кВ Т-1	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5S 150/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
18	ПС 110/10 кВ Чапаевская ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 29482-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
19	ПС 110/10 кВ Карабашка В 10 кВ Т-1	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5S 150/5 Рег. № 15128-07	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
20	ПС 110/10 кВ Карабашка В 10 кВ Т-2	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S 150/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
21	ПС 110/10 кВ Карабашка ТСН-1, ТСН-2	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
22	ПС 110/6 кВ Чекмень ВЛ 110 кВ Европейская - Чекмень	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/100 Рег. № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
23	ПС 110/10 кВ Увал ВЛ 110 кВ Велижаны- Увал с заходом на ПС Чугунаево	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 Кл. т. 0,5 110000/100 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
24	ПС 110/10 кВ Кармак ВЛ 110 кВ Гужевое - Кармак	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/100 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
25	ПС 110/10 кВ Кармак ОВ 110 кВ	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/100 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
26	ПС 110/10 кВ Верховино ВЛ 110 кВ Перевалово - Верховино	TG Кл. т. 0,2S 300/5 Рег. № 30489-09	НАМИ Кл. т. 0,2 110000/100 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
27	ПС 110/10 кВ Липчинская ВЛ 110 кВ Молчаново - Устье с отпайками	ТФЗМ 110Б-IV Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 26422-04	НАМИ Кл. т. 0,5 110000/100 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
28	ПС 110/10 кВ АТЫМЬЯ ВЛ 110 кВ Картопья - АТЫМЬЯ №1 с отпайками	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 110000/100 Рег. № 89198-23	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
29	ПС 110/10 кВ АТЫМЬЯ ВЛ 110 кВ Картопья - АТЫМЬЯ №2 с отпайками	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 110000/100 Рег. № 89198-23	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
30	ПС 110/10 кВ АТЫМЬЯ ОВ 110 кВ	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 110000/100 Рег. № 89198-23	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
31	ПС 110/10 кВ 19 км ВЛ 110 кВ Нижняя-т - 19 км	ТФМ-110 Кл. т. 0,2S 200/5 Рег. № 16023-97	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/100 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
32	ПС 110/10 кВ Ново-Ивановская В-10 Т-1	ТОЛ Кл.т.0,2S 600/5 Рег. № 47959-11	НТМИ-10-66У3 Кл.т.0,5 10000/100 Рег. № 831-69	СЕ 303 S31 503-JAYVZ Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
33	ПС 110/10 кВ Ново-Ивановская В-10 Т-2	ТОЛ Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 47959-11	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т.0,5 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
34	ПС 110/10 кВ Ново-Ивановская ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
35	ПС 110/10 кВ Ново-Ивановская ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
36	ПС 110/10 кВ Полдневая В-10 Т-1	ТОЛ Кл. т. 0,5S 200/5 Рег. № 47959-16	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
37	ПС 110/10 кВ Полдневая ТСН-1	ТТК Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 56994-14	-	CE 303 R33 543 JAZ Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
38	ПС 35/10 кВ Рыбниково ВЛ 35 кВ Ларино - Рыбниково	ТФН-35М Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 Кл.т 0,5 35000/100 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
39	ПС 220\10 кВ «Анна» ВЛ 220 кВ Анна - Травянская	SB 0,8 Кл. т. 0,2S 800/5 Рег. № 20951-08	CPA 245 Кл. т. 0,2 220000/100 Рег. №15852-06	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
40	ПС 220\10 кВ «Анна» ВЛ 220 кВ Анна - Рефтинская ГРЭС	SB 0,8 Кл. т. 0,2S 800/5 Рег.№ 20951-08	СПА 245 Кл. т. 0,2 220000/100 Рег.№15852-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14

Примечания:

1 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

2 Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденного типа.

3 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.

4 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчиков электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 в части активной электроэнергии, по ГОСТ 26035-83, ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 в части реактивной электроэнергии.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1 - 2, 6, 22-25, 27-31, 38	Активная	1,6	3,0
	Реактивная	2,6	4,6
3	Активная	0,9	4,7
	Реактивная	2,0	2,7
4-5, 9-10, 12, 15-16, 18, 21, 34	Активная	0,8	2,9
	Реактивная	2,2	4,5
7-8, 11, 13-14, 17, 19	Активная	1,0	3,0
	Реактивная	2,6	5,0
20	Активная	0,9	2,9
	Реактивная	2,2	4,9
26	Активная	1,3	2,1
	Реактивная	3,0	3,6
32	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,6	2,1
33	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,8
35	Активная	0,8	5,3
	Реактивная	1,9	2,8
36	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	3,0
37	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	1,9	2,8
39	Активная	0,5	1,3
	Реактивная	1,2	2,2
40	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	40
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 15 до 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C - температура окружающей среды для сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 0,8 от -40 до +70 от -40 до +60 от -10 до +50 от +15 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17), СЕ 303 (рег. № 33446-08): - среднее время наработки на, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12): - среднее время наработки на, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 27524-04): - среднее время наработки на, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 2 165000 2 90000 2 75000 0,5
Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч,	70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений, состояний средств измерений (функция автоматизирована), лет, не менее	200 30 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания ИВК, с помощью источника бесперебойного питания и устройства АБР;
- резервирование каналов связи: основной IT-канал, резервный – канал GSM связи (протокол GPRS); информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии организацию с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени;
- журнал сервера опроса:
 - режимы опроса;
 - изменения конфигурации;
 - сеансы коррекции времени сервера опроса и счетчиков электрической энергии;
 - сеансов связи (с фиксацией учетных записей доступа).

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании: электросчетчика, УСПД, сервера АИИС КУЭ обеспечивается применением:
 - электронной цифровой подписи;
 - разграничением прав доступа, паролей;
 - использованием ключевого носителя.

Возможность коррекции времени в (функции автоматизированы):

- электросчетчиках;
- ИВК.

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- 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

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-35	1
Трансформатор тока опорный	ТОЛ	10
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	10
Трансформатор тока опорный	ТОП	9
Трансформатор тока опорный	ТОП-0,66	6
Трансформатор тока измерительный	ТФНД-110М	12
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор тока	Т-0,66	16
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ-10М	6
Трансформатор тока измерительный	ТФЗМ-110Б-1У1	12
Трансформатор тока	TG	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-IV	3
Трансформатор тока	ТФМ-110	3
Трансформатор тока	ТТК	2
Трансформатор тока	ТФН-35М	2
Трансформатор тока встроенный	SB 0,8	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	3
Трансформатор напряжения антирезонансный	НАМИ-110 УХЛ1	12
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	3
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазные	НАМИ	6
Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазные	НАМИ	1
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	9
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	1
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформатор напряжения	СРА 245	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	17
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	9
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.08	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	10
Счетчик активной и реактивной электрической энергии трехфазный	СЕ 303 S31 503-JAYVZ	1
Счетчик активной и реактивной электрической энергии трехфазный	СЕ 303 R33 543 JAZ	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	55181848.422222.008 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «МРСК Урала» с Изменением № 1», аттестованном ООО ИИГ КАРНЕОЛ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы»
(ООО «Прософт-Системы»)
ИНН 6660149600
Адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 194а
Телефон: +7 (343)356-51-11
Факс: +7 (343)310-01-06
E-mail: info@prosoftsystems.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытания средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 437 55 77
Факс: +7 (495) 437 56 66
E-mail: office@vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-08.

в части вносимых изменений

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

Адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-кт Ленина, д. 124, оф. 15

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» ноября 2023 г. № 2531

Регистрационный № 85568-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт» (МФЦ «Лахта»)

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, 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 (далее – ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АО «Газпром энергосбыт», устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) на базе приемника типа УСВ-3, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

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

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по GSM каналу связи поступает на сервер БД АО «Газпром энергосбыт», где производится сбор и хранение результатов измерений.

На верхнем втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

ИВК АИИС КУЭ АО «Газпром энергосбыт» (МФЦ «Лахта») осуществляет автоматизированный обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК АИИС КУЭ АО «Газпром энергосбыт» (МФЦ «Лахта»), АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальных систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера БД и счетчиков.

Сервер БД АО «Газпром энергосбыт» оснащен устройством синхронизации времени. Коррекция шкалы времени сервера БД со шкалой времени УССВ осуществляется независимо от величины расхождения, раз в 10 минут (программируемый параметр). Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера БД осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки, коррекция шкалы времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со шкалой времени сервера БД равного или более 2 с.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1028) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 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».

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

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

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	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 их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РП-1 20 кВ, 1СШ 20 кВ, яч. 3, Ввод 20 кВ №1	ARJP3 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 40732-09	VRC2/S2F Кл. т. 0,5 КТН 20000/100 Рег. № 29691-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
2	РП-1 20 кВ, 2СШ 20 кВ, яч. 19, Ввод 20 кВ №2	ARJP3 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 40732-09	VRC2/S2F Кл. т. 0,5 КТН 20000/100 Рег. № 29691-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
3	РП-2 20 кВ, 1СШ 20 кВ, яч. 3, Ввод 20 кВ №1	ARJP3 Кл. т. 0,5S КТТ 500/5 Рег. № 40732-09	VRC2/S2F Кл. т. 0,5 КТН 20000/100 Рег. № 29691-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
4	РП-2 20 кВ, 2СШ 20 кВ, яч. 19, Ввод 20 кВ №2	ARJP3 Кл. т. 0,5S КТТ 500/5 Рег. № 40732-09	VRC2/S2F Кл. т. 0,5 КТН 20000/100 Рег. № 29691-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ТП 20 кВ Котельная, РУНН-0,4 кВ, 1СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 58385-14	—	Меркурий 234 ART2-03P Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±4,1
6	ТП 20 кВ Котельная, РУНН-0,4 кВ, 2СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 58385-14	—	Меркурий 234 ART2-03P Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		реактивная	±2,4	±7,0
7	РП 20 кВ КЗС, 1СШ 20 кВ, яч.13 Ввод 20 кВ №1	ARM3/N2F Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 18842-09	VRQ2N/S2 Кл. т. 0,5 КТН 20000:√3/100:√3 Рег. № 47913-11	A1805RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,0
8	РП 20 кВ КЗС, 2СШ 20 кВ, яч.14 Ввод 20 кВ №2	ARM3/N2F Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 18842-09	VRQ2N/S2 Кл. т. 0,5 КТН 20000:√3/100:√3 Рег. № 47913-11	A1805RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		реактивная	±2,8	±6,9
9	РП 110 кВ Химический (РП 296), 1С 110 кВ, яч.2 ВЛ-110 кВ Химический- Резервная №1	ТОГФ-110 Кл. т. 0,2S КТТ 300/5 Рег. № 82676-21	НДКМ-110 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 60542-15	ТЕ3000.00 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19		активная	±0,6	±1,7
10	РП 110 кВ Химический (РП 296), 2С 110 кВ, яч.4 ВЛ-110 кВ Химический- Резервная №2	ТОГФ-110 Кл. т. 0,2S КТТ 300/5 Рег. № 82676-21	НДКМ-110 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 60542-15	ТЕ3000.00 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19		реактивная	±1,3	±3,9
11	ММПС-1 110 кВ, КРУН- 10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.106 Ввод 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 3000/5 Рег. № 25433-11	ТJP Кл. т. 0,5 КТН 10500:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ММПС-2 110 кВ, КРУН-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч.206 Ввод 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 3000/5 Рег. № 25433-11	ТJP Кл. т. 0,5 Ктн 10500:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
13	ММПС-1 110 кВ, ТСН-1 10 кВ 63 кВА, СШ 0,4 кВ Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 Кл. т. 1/2 Рег. № 46634-11		активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
14	ММПС-2 110 кВ, ТСН-2 10 кВ 63 кВА, СШ 0,4 кВ Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.25 Кл. т. 1/2 Рег. № 46634-11		активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	
Примечания:								
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).								
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.								
3. Погрешность в рабочих условиях указана:								
— для ИК №1-4, 9-12 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$;								
— для ИК №5-6 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+75\text{ }^{\circ}\text{C}$;								
— для ИК №7-8 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+65\text{ }^{\circ}\text{C}$;								
— для ИК №13-14 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$.								
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 УССВ на аналогичные утвержденного типа.								
7. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).								
8. 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
Количество измерительных каналов	14
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 для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °C для СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12), ТЕ3000 (рег. № 77036-19), ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 48266-11) для А1805RALXQ-P4GB-DW-4 (рег. № 31857-11) для Меркурий 234 ART2-03Р (рег. № 48266-11) – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °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 –45 до +40 от –40 до +60 от –40 до +65 от –45 до +75 от +10 до +30 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: – Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее для СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12), ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 46634-11) для А1805RALXQ-P4GB-DW-4 (рег. № 31857-11) для Меркурий 234 ART2-03Р (рег. № 48266-11), для ТЕ3000 (рег. № 77036-19) - среднее время восстановления работоспособности, ч – Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 120000 220000 2 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации: – Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее – Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра 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.
Трансформаторы тока измерительные	ARJP3	12
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	6
Трансформаторы тока	ARM3/N2F	6
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6
Трансформаторы тока	ТЛЮ-10	6
Трансформаторы напряжения	VRC2/S2F	8
Трансформаторы напряжения	VRQ2N/S2	6
Трансформаторы напряжения емкостные	НДКМ-110	6
Трансформаторы напряжения	TJP	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01	6
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ART2-03P	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	ТЕ3000.00	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.24, ПСЧ-4ТМ.05МК.25	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1028 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 «Газпром энергосбыт» (МФЦ «Лахта»), аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Газпром энергосбыт» (АО «Газпром энергосбыт»)

ИНН 7705750968

Юридический адрес: 119526, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 101, к. 3

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» ноября 2023 г. № 2531

Регистрационный № 88346-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Тандер

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Тандер предназначены для измерений электрической энергии, активной и реактивной мощности.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ Тандер включают в себя следующие уровни.

Первый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя многофункциональные счетчики электрической энергии (счетчики), выполненные в соответствии с ГОСТ Р 52320-2005 или ГОСТ 31818.11-2012, технические средства приема-передачи данных, а так же может включать в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), выполненные в соответствии с ГОСТ 7746-89, ГОСТ 7746-2001, ГОСТ 7746-2015, трансформаторы напряжения (ТН), выполненные в соответствии с ГОСТ 1983-89, ГОСТ 1983-2001, ГОСТ 1983-2015, и вторичные измерительные цепи.

Первичными источниками измерений в АИИС КУЭ Тандер являются счетчики.

На уровне ИИК АИИС КУЭ Тандер реализуются следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и нарастающим итогом на начало расчетного периода (день, месяц);
- коррекция времени в составе системы обеспечения единого времени;
- автоматическая регистрация событий, сопровождающих процессы измерений, в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений;
- предоставление доступа к измеренным значениям и «Журналам событий» со стороны информационно-вычислительного комплекса АИИС КУЭ Тандер.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и обработки данных (сервер БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ); автоматизированные рабочие места на базе персональных компьютеров (АРМ); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных и программное обеспечение.

На втором уровне АИИС КУЭ Тандер реализуются следующие функции:

- автоматический сбор результатов измерений электроэнергии с уровня ИИК;
- сбор и передача «Журналов событий» с уровня ИИК в базу данных ИВК;

- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- возможность масштабирования долей именованных величин количества электроэнергии (коэффициент трансформации);
- расчет потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- формирование и передача результатов измерений в XML-формате по электронной почте;
- организация дистанционного доступа к компонентам;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств;
- конфигурирование и настройка параметров.

Первичные токи и напряжения в точке учета электроэнергии преобразуются измерительными трансформаторами в допустимые значения и по проводным линиям со вторичных обмоток поступают на измерительные входы счетчиков (в случае отсутствия ТТ и/или ТН подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенных непосредственно к первичному напряжению). В счетчиках аналого-цифровой преобразователь осуществляет измерения мгновенных аналоговых значений величин, пропорциональных фазным напряжениям и токам по шести каналам, и выполняет преобразование их в цифровой код, а также передачу по скоростному последовательному каналу в микроконтроллер. Микроконтроллер по полученным измерениям вычисляет мгновенные значения активной и полной мощности.

Средняя активная и полная электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по значениям активной и полной мощности. При каждой вышеописанной итерации (30 мин) счетчик записывает результат вычислений во внутреннюю память посредством ведения массивов мощности.

На уровне ИВК сервер БД не реже одного раза в сутки, в автоматическом режиме (либо по запросу в ручном режиме), посредством каналаобразующей аппаратуры по протоколу ТСР/IP инициирует сеанс связи со счетчиками ИИК. После установки связи с устройством, происходит считывание результатов измерений за прошедшие сутки, производится дальнейшая обработка измерительной информации, в частности формирование, сохранение поступающей информации в базу данных, оформление отчетных документов.

Сервер БД также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ посредством электронной почты сети.

Один раз в сутки (или по запросу в ручном режиме) сервер БД ИВК может автоматически формировать файл отчета с результатами измерений в формате XML-макета и отправлять результаты в рамках согласованного регламента (функция настраиваемая).

В качестве сервера БД используется промышленный сервер IBMx3650M3.

Каналы связи АИИС КУЭ Тандер являются цифровыми и, соответственно, не вносят дополнительных погрешностей в измерительные каналы. Передача данных на всех уровнях внутри системы организована с помощью сравнения контрольных сумм по стандартизированным протоколам передачи данных.

АИИС КУЭ Тандер оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ обеспечивает синхронизацию часов времени на всех уровнях АИИС КУЭ Тандер (сервер БД и счетчики). В качестве эталонного времени в СОЕВ используется время, транслируемое спутниковыми системами ГЛОНАСС/GPS, получаемое специализированным устройством синхронизации времени УСВ-3 (регистрационный номер 64242-16).

Сравнение показаний часов счетчиков с источником синхронизации времени в СОЕВ выполняется периодически в соответствии с конфигурируемыми настройками. Факт величины корректировки фиксируются в «Журналах событий» счетчиков и сервера БД.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Набор программных компонентов АИИС КУЭ Тандер состоит из стандартизированного и специализированного программного обеспечения (ПО).

Под стандартизированным ПО используются операционные системы линейки Microsoft Windows, а также Системы управления базами данных.

Специализированное ПО АИИС КУЭ Тандер представляет собой программный комплекс (ПК) «Энергосфера», которое функционирует на уровне ИВК (сервер БД и АРМ), а также ПО счетчиков.

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. Счетчики имеют программную защиту с помощью паролей на чтение результатов измерений, а также их конфигурацию, разграниченную в двух уровнях (пользователя и администратора).

Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является специализированная программная часть (библиотека). Данная программная часть выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от счетчиков. Идентификационные данные метрологически значимой части ПК «Энергосфера» приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Другие идентификационные данные	Программный модуль опроса «Библиотека»

Специализированное ПО предусматривает ведение «Журналов событий» с фиксацией ошибок, изменений параметров, а так же предусматривает разграничение прав пользователей путем создания индивидуальных учетных записей. Получение измерительной информации возможно только при идентификации пользователя путем ввода данных пользователя («логин») и соответствующего ему пароля. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ Тандер

Состав ИИК	Вид энергии	cosφ	Границы интервала относительной погрешности ИК в нормальных условиях (±δ), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %	
			δ ₅ %, I ₅₋₂₀ %	δ ₂₀ %, I ₂₀₋₁₀₀ %	δ ₅ %, I ₅₋₂₀ %	δ ₂₀ %, I ₂₀₋₁₀₀ %
Счетчик; ТТ; ТН	А	1,0	1,8	1,2	2,2	1,7
		0,8	2,9	1,7	3,2	2,1
		0,5	5,5	3,0	5,7	3,3
	Р	0,8	4,6	2,6	5,5	4,0
		0,5	3,0	1,8	4,2	3,4
Счетчик; ТТ	А	1,0	1,7	1,0	2,1	1,6
		0,8	2,8	1,5	3,1	2,0
		0,5	5,4	2,7	5,5	3,0
	Р	0,8	4,5	2,4	5,4	3,9
		0,5	2,9	1,6	4,1	3,4
Счетчик	А	1,0	1,7*	1,1	3,0	2,8
		0,8	1,8*	1,1	3,2	2,9
		0,5	1,9*	1,1	3,4	3,0
	Р	0,8	2,8*	2,2	5,6	5,3
		0,5	2,8*	2,2	5,4	5,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), с						5
Примечание: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности Р = 0,95. 3 I₅₋₂₀ % - область нагрузок от 5 % до 20 % (* - для счетчиков непосредственного включения от 10 % до 20 %), I₂₀₋₁₀₀ % - область нагрузок от 20 % до 100 %. 4 Вид энергии: А – активная электрическая энергия, Р – реактивная электрическая энергия.						

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия эксплуатации ИИК: - напряжение в точке измерений, % от $U_{ном}$ - ток в точке измерений, % от $I_{ном}$ - частота сети в точке измерений, Гц - коэффициент мощности в точке измерений - температура окружающей среды, °C Нормальные условия эксплуатации ИВК: - напряжение, В - частота сети, Гц - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 5 до 100 50 0,9 от +18 до +25 230 50 от +18 до +25
Рабочие условия эксплуатации ИИК: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота сети, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды в месте расположения измерительных трансформаторов, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C Рабочие условия эксплуатации ИВК: - напряжение, В - частота сети, Гц - температура окружающей среды, °C	от 90 до 110 от 5 до 100 от 49,8 до 50,2 от 0,5 до 1 от -40 до +40 от +10 до +35 от 207 до 253 от 49,8 до 50,2 от +15 до +35
Характеристики надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики в составе ИИК: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер БД в составе ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Устройство синхронизации времени: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 72 100000 1 45000 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Таблица 4 – Допускаемый состав измерительных компонентов в составе ИИК

Тип компонента (обозначение типа СИ)	Значения допустимых классов точности ²
Счетчики электроэнергии выполненные в соответствии ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52322-2005, ГОСТ Р 52425-2005 и/или ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012: Меркурий 230 (рег. №¹ 23345-07; 80590-20) Меркурий 233 (рег. № 34196-10) Меркурий 234 (рег. № 48266-11, 75755-19) Меркурий 236 (рег. № 47560-11, 80589-20) СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-08, 36697-12, 36697-17) ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 46634-11, 64450-16, 50460-12, 50460-18) ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07) Альфа А1800 (рег. № 31857-06, 31857-11, 31857-20) НЕВА СТ4 (рег. №73138-18) СЕ307 (рег. № 66691-17) СЕ308 (рег. № №59520-14) ТЕ3000 (рег. № 77036-19)	0,5S/1; 1/2³ 0,5S/1; 1/2 0,2S/0,5; 0,5S/1; 1/2 0,5S/1; 1/2 0,2S/0,5; 0,5S/1 0,5S/1; 1/2 0,5S/1 0,2S/0,5; 0,5S/1; 1/2 0,5S/1; 1/2 0,5S/0,5; 1/1 0,5S/0,5; 1/1 0,5S/1,0
Трансформаторы тока утвержденного типа как СИ, выполненные в соответствии с ГОСТ 7746-89, ГОСТ 7746-2001, ГОСТ 7746-2015	0,2S; 0,5S, 0,5
Трансформаторы напряжения утвержденного типа как СИ, выполненные в соответствии с ГОСТ 1983-89, ГОСТ 1983-2001, ГОСТ 1983-2015	0,2; 0,5
П р и м е ч а н и е: 1 Рег. № - Регистрационный номер утвержденного типа СИ в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. 2 Классы точности счетчиков даны для активной и реактивной энергии через знак косой черты соответственно. 3 Класс точности 1,1, 1/2 применяется только для счетчиков непосредственного включения в сеть (без использования измерительных трансформаторов).	

В АИИС КУЭ Тандер обеспечена защита от несанкционированного доступа на физическом уровне путем пломбирования:

- счетчиков;
- всех промежуточных клеммников вторичных цепей;
- сервера БД.

В АИИС КУЭ Тандер обеспечено централизованное хранение информации о важных программных и аппаратных событиях («Журнал событий»):

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов трансформации (масштабных коэффициентов);
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- события, полученные с multifunctional счетчиков электрической энергии.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта-формуляра АИИС КУЭ Тандер типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Тандер **	АИИС КУЭ Тандер	1 шт.
Руководство по эксплуатации	41351125.411711.031.ИЭ	1 экз.
Паспорт-формуляр	41351125.411711.Х.ПФ*	1 экз.
Руководство оператора ПК «Энергосфера»	-	1 экз.
*- Х в обозначении паспорта-формуляра соответствует заводскому номеру изделия; **- состав и количество измерительных каналов определяется при заказе, полные данные конкретного изделия фиксируются в паспорте-формуляре.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием систем автоматизированных информационно-измерительных коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Тандер». Методика измерений аттестована ООО «МагнитЭнерго», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314410.

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;

41351125.411711.031 ТУ Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Тандер. Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество «Тандер» (АО «Тандер»)

ИНН 2310031475

Юридический адрес: 350002, г. Краснодар, ул. им. Леваневского, д. 185

Телефон: +7 (861) 210-98-10

Web-сайт: www.magnit-info.ru

E-mail: info@magnit.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Тандер» (АО «Тандер»)

ИНН 2310031475

Юридический адрес: 350002, г. Краснодар, ул. им. Леваневского, д. 185

Адрес деятельности: 350072 г. Краснодар, ул. Солнечная, д. 15/5

Телефон: +7 (861) 210-98-10

Web-сайт: www.magnit-info.ru

E-mail: info@magnit.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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

в части вносимых изменений

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

Адрес: 350072, г. Краснодар, ул. Солнечная, д. 15/5

Телефон: +7 (861) 277-45-54

Web-сайт: www.magnitenergo.ru

E-mail: magnitenergo@magnitenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314411.