

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система измерений количества газа (СИКГ) "Топливный газ внешним потребителям" (СИКГ-6) (АО "Востсибнефтегаз")	Обозначение отсутствует	Е	83977-21	250-05	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие ОЗНА-Инжиниринг" (ООО "НПП ОЗНА-Инжиниринг"), г. Уфа	Акционерное общество "Восточно-Сибирская нефтегазовая компания" (АО "Востсибнефтегаз"), г. Красноярск	ОС	НА.ГНМЦ, 0452-20 МП	4 года	Акционерное общество "Восточно-Сибирская нефтегазовая компания" (АО "Востсибнефтегаз"), г. Красноярск	ОП ГНМЦ АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	18.11.2020
2.	Установки измерительные	"НИКА-ОПТИ-МАСС"	С	83978-21	001	Общество с ограниченной ответственностью "НИКА-ПЕТРОТЭК" (ООО "НИКА-ПЕТРОТЭК"), г. Екатеринбург	Общество с ограниченной ответственностью "НИКА-ПЕТРОТЭК" (ООО "НИКА-ПЕТРОТЭК"), г. Екатеринбург	ОС	МП 1227-9-2020	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "НИКА-ПЕТРОТЭК" (ООО "НИКА-ПЕТРОТЭК"), г. Екатеринбург	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им.Д.И.Менделеева", г. Казань	16.06.2021

3.	Датчики виброскорости	2A(V)	С	83979-21	21011; 21005; 21003; 21021; 21075; 21012; 21014; 21015	Общество с ограниченной ответственностью "ГТЛаб" (ООО "ГТЛаб"), Нижегородская обл., г. Саров	Общество с ограниченной ответственностью "ГТЛаб" (ООО "ГТЛаб"), Нижегородская обл., г. Саров	ОС	A3009.0396 .МП-2021	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "ГТЛаб" (ООО "ГТЛаб"), Нижегородская обл., г. Саров	ФГУП "РФЯЦ-ВНИИЭФ" Нижегородская обл., г. Саров	25.08.2021
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Старицкой ВЭС	Обозначение отсутствует	Е	83980-21	872	Общество с ограниченной ответственностью "Про-софт-Системы" (ООО "Про-софт-Системы"), г. Екатеринбург	Общество с ограниченной ответственностью "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ" (ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ"), г. Москва	ОС	МП КЭР-02-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Комплексные энергетические решения" (ООО "Комплексные энергетические решения"), г. Москва	ООО "Комплексные энергетические решения", г. Москва	10.09.2021
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Северной ЖД - филиала ОАО "Российские железные дороги" в грани-	Обозначение отсутствует	Е	83981-21	086	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	ОС	МП 206.1-097-2021	4 года	Акционерное общество "Трансэнерком" (АО "Трансэнерком"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	15.09.2021

	цах Ярославской области												
6.	Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом турбогенератора № 6 "Западно-Сибирская ТЭЦ-филиал АО "ЕВРАЗ ЗСМК"	Обозначение отсутствует	Е	83982-21	РИЦ174	Акционерное общество "ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат" (АО "ЕВРАЗ ЗСМК"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк	Акционерное общество "ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат" (АО "ЕВРАЗ ЗСМК"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк	ОС	МП РИЦ174-2021	5 лет	Акционерное общество "ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат" (АО "ЕВРАЗ ЗСМК"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк	ФБУ "Кузбасский ЦСМ", Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово	07.06.2021
7.	Ключи моментные шкальные	КМ600	С	63842-21	987	Общество с ограниченной ответственностью "Кубань-трансмаш" (ООО "Кубань-трансмаш"), Краснодарский край, г. Армавир	Общество с ограниченной ответственностью "Кубань-трансмаш" (ООО "Кубань-трансмаш"), Краснодарский край, г. Армавир	ОС	МИ 2593-2000	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Кубань-трансмаш" (ООО "Кубань-трансмаш"), Краснодарский край, г. Армавир	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	27.09.2021
8.	Счетчики воды ультразвуковые	PROTO	С	83983-21	8389241, 8389097, 8388931, 8389248	Общество с ограниченной ответственностью "ИзиТек" (ООО "ИзиТек"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ИзиТек" (ООО "ИзиТек"), г. Москва	ОС	ИЦРМ-МП-123-21	6 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ИзиТек" (ООО "ИзиТек"), г. Москва	ООО "ИЦРМ", г. Москва	09.04.2021
9.	Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	Е	83984-21	25 541, 17 102, 24 613	Коммандитное общество "Запорожский завод высоковольтной ап-	Коммандитное общество "Запорожский завод высоковольтной ап-	ОС	ГОСТ 8.216-2011	8 лет	Общество с ограниченной ответственностью "АРСТЭМ-	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	05.10.2021

						паратуры" (КО "ЗЗВА"), Украина	паратуры" (КО "ЗЗВА"), Украина				ЭнергоТрейд" (ООО "АРСТЭМ-ЭнергоТрейд"), г. Екатеринбург		
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Лента" ТК-92	Обозначение отсутствует	Е	83985-21	059	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП ЭПР-416-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация Комплекта Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	10.09.2021
11.	Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом в роликовой печи № 3 АО "ЕВРАЗ ЗСМК"	Обозначение отсутствует	Е	83986-21	РИЦ307.03	Общество с ограниченной ответственностью "ЕвразТехника" (ООО "ЕвразТехника"), г. Москва	Акционерное общество "ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат" (АО "ЕВРАЗ ЗСМК"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк	ОС	МП РИЦ307.03-2021	2 года	Акционерное общество "ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат" (АО "ЕВРАЗ ЗСМК"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк	ФБУ "Кузбасский ЦСМ", Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово	01.09.2021
12.	Система измерительная автоматизированной системы управления	Обозначение отсутствует	Е	83987-21	РИЦ307.04	Общество с ограниченной ответственностью "ЕвразТехника" (ООО	Акционерное общество "ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский	ОС	МП РИЦ307.04-2021	2 года	Акционерное общество "ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский	ФБУ "Кузбасский ЦСМ", Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово	01.09.2021

	технологическим процессом в роликовой печи № 4 АО "ЕВРАЗ ЗСМК"					"ЕвразТехника"), г. Москва	металлургический комбинат" (АО "ЕВРАЗ ЗСМК"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк				металлургический комбинат" (АО "ЕВРАЗ ЗСМК"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк		
13.	Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом в роликовой печи № 6 АО "ЕВРАЗ ЗСМК"	Обозначение отсутствует	Е	83988-21	РИЦ307.06	Общество с ограниченной ответственностью "ЕвразТехника" (ООО "ЕвразТехника"), г. Москва	Акционерное общество "ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат" (АО "ЕВРАЗ ЗСМК"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк	ОС	МП РИЦ307.06-2021	2 года	Акционерное общество "ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат" (АО "ЕВРАЗ ЗСМК"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк	ФБУ "Кузбасский ЦСМ", Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово	01.09.2021
14.	Система измерений количества и параметров нефтегазодляной смеси на ЦППН № 2 УПСВ "Мочалеевская" АО "Самаранефтегаз"	Обозначение отсутствует	Е	83989-21	494882	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ОС	МП 20-01653-24-2021	3 года	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	25.08.2021
15.	Генераторы сигналов произвольной формы	серии EDU332 10	С	83990-21	мод. EDU33212A: зав. № CN60510050	Компания "Keysight Technologies, Inc.", США; Завод-	Компания "Keysight Technologies, Inc.", США	ОС	МП 206.1-087-2021	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Кейсайт Текнолоджиз"	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	21.09.2021

						изготовитель: "Keysight Technologies (Chengdu) Co., Ltd. & Keysight Technologies (China) Co., Ltd.", Китай					(ООО "Кей-сайт Текно-лоджиз"), г. Москва		
16.	Анализаторы рентгено-флуоресцентные портативные цифровые	АРП-2Ц	С	83991-21	009	Общество с ограниченной ответственностью "Техно-аналитприбор" (ООО "Техно-аналитприбор"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Техно-аналитприбор" (ООО "Техно-аналитприбор"), г. Москва	ОС	РТ-МП-627-448-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Техно-аналитприбор" (ООО "Техно-аналитприбор"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	23.09.2021
17.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Качканар	Обозначение отсутствует	Е	83992-21	У014	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП-035-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания "Рус-ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнергоМир"), г. Новосибирск	ООО "Энергетест", г. Москва	09.09.2021
18.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии	Обозначение отсутствует	Е	83993-21	17404049.4252103.082.1	Общество с ограниченной ответственностью "Системы релейной защиты" (ООО "Системы Релейной Защиты"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Лукойл-Ростовэнерго" (ООО "Лукойл-Ростовэнерго"), Ростовская обл.,	ОС	МП 069-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Системы релейной защиты" (ООО "Системы Релейной Защиты"), г. Москва	ООО "Спец-энергопроект", г. Москва	19.10.2021

	(АИИС КУЭ) Ростовской ТЭЦ-2 ООО "Лукойл-Ростовэнерго"					г. Ростов-на-Дону							
19.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Ленинская	Обозначение отсутствует	Е	83994-21	324	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-1211-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	18.10.2021
20.	Трансформаторы тока	ТФНД-110	Е	83995-21	790, 1655, 1760	Завод "Электроаппарат", г. Ленинград	Завод "Электроаппарат", г. Ленинград	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Новокуйбышевская ТЭЦ-1 филиал "Самарский" Публичного акционерного общества "Т Плюс", Московская обл., г.о. Красногорск	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	18.10.2021

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Ключи моментные шкальные КМ600

Назначение средства измерений

Ключи моментные шкальные КМ600 (далее – ключи) предназначены для измерения крутящего момента силы при затяжке резьбовых соединений.

Описание средства измерений

Принцип действия ключей основан на измерении прогиба упругого тела ключа, прямо пропорционального приложенному крутящему моменту силы. Прогиб упругого тела измеряется с помощью индикатора часового типа с ц.д. 0,01 мм (далее – индикатор). Значение крутящего момента силы определяется по градуировочной характеристике, отражающей зависимость показаний индикатора от приложенного момента силы (одно деление шкалы индикатора равно 10 Н·м).

Конструктивно ключи состоят из корпуса с рукояткой, индикатора, удлинителя ключа, головки с храповым механизмом, сменных торцевых головок и ключа гайки (рожковой насадки).

Корпус ключей является упругим элементом, передающим усилие, прилагаемое на рукоятку, через коромысло на измерительный шток индикатора, установленного в корпусе. На конце удлинителя ключа может быть закреплена головка с храповым механизмом с внешним присоединительным квадратом для установки сменных торцевых головок или ключа торцевого.

Знак утверждения типа наносится на боковую поверхность корпуса ключей в виде наклейки.

Заводской номер наносится на корпус ключей ударным методом.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и на боковую поверхность корпуса ключей в соответствии с действующим законодательством.

Общий вид ключей представлен на рисунке 1.

Пример идентификационной таблички приведен на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид ключей моментных шкальных KM600



Рисунок 2 – Пример идентификационной таблички

В процессе эксплуатации ключи не предусматривают внешних механических регулировок. Пломбирование ключей не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений крутящего момента силы, Н·м	от 100 до 600
Цена деления шкалы, Н·м	10
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений крутящего момента силы, %	±7

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Размер зева, мм	36/41
Размер присоединительного квадрата, мм (дюйм)	19,05 (3/4)
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	1085×90×50
Масса, кг, не более	7
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от -45 до +45 80

Средняя наработка на отказ, циклов, не менее	5000
--	------

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Корпус ключа (с индикатором)	КМ600.01.000	1 шт.
Удлинитель	КМ600.02.000	1 шт.
Винт	КМ600.00.001	1 шт.
Головка с храповым механизмом	КМ600.03.000	1 шт.
Ключ гайки (S = 36)	КМ600.05.000	1 шт.
Ключ гайки (S = 41)	КМ600.05.000-01	1 шт.
Ключ шурупа (торцевой)	КМ600.06.000	1 шт.
Головка торцевая 3/4" (S = 36)	-	1 шт.
Головка торцевая 3/4" (S = 41)	-	1 шт.
Футляр	КМ600.04.000	1 шт.
Руководство по эксплуатации	КМ600.00.000 РЭ	1 экз.
Паспорт	КМ600.00.000 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Описание и устройство ключа» и разделе 2 «Использование по назначению» документа КМ600.00.000 РЭ «Ключи моментные шкальные КМ600. Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к ключам моментным шкальным КМ600

ТУ 3186-005-86389444-2010 Ключи моментные шкальные КМ600. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Кубаньтрансмаш»

(ООО «Кубаньтрансмаш»)

ИНН 2372024630

Адрес: 352916, Краснодарский край, г. Армавир, ул. Линейная, д. 49, пом. 1

Телефон: (86137)7-55-80

E-mail: info@kubtm.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»

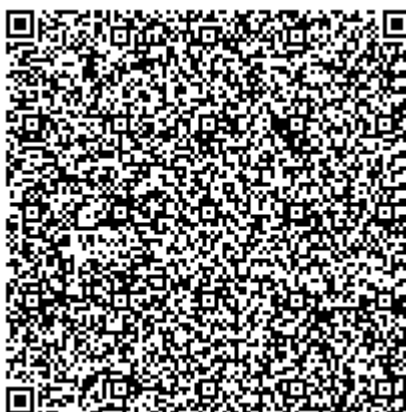
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

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

Телефон: +7 (495) 274-0101

E-mail: info@prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83977-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества газа (СИКГ) «Топливный газ внешним потребителям» (СИКГ-6) (АО «Востсибнефтегаз»)

Назначение средства измерений

Система измерений количества газа (СИКГ) «Топливный газ внешним потребителям» (СИКГ-6) (АО «Востсибнефтегаз») (далее – СИКГ) предназначена для измерений объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, отображения и регистрации результатов измерений газа.

Описание средства измерений

Конструктивно СИКГ состоит из одной измерительной линии (ИЛ) и системы сбора и обработки информации (СОИ).

На ИЛ установлены следующие основные средства измерений (СИ):

- расходомер газа ультразвуковой FLOWSIC 100 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 43980-10);
- датчик давления Метран-150 мод. Метран-150ТА (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 32854-13);
- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 38548-13).

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: вычислители УВП-280 (основной и резервный) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53503-13) и АРМ оператора на базе персональных компьютеров, оснащенных монитором, клавиатурой и печатающим устройством. Вычислители УВП-280 осуществляют обработку сигналов с первичных преобразователей СИ, вычисление физико-химических показателей газа (плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости) в соответствии с ГСССД МР 113-2003 «Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа», расчет объема газа, приведенного к стандартным условиям, передачу информации на верхний уровень СОИ. АРМ оператора предназначен для сбора данных, формирования и печати отчетных документов, отображения и регистрации измерительной и технологической информации, архивирования, построения графиков и таблиц, трендов, архивных данных, а так же любой другой информации выведенной на экран монитора.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКГ.

СИКГ обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение объема газа в рабочих условиях ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- вычисление объема газа, приведенного к стандартным условиям ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- измерение температуры ($^{\circ}\text{C}$), абсолютного давления газа (МПа);
- отображение измерительной и технологической информации на мониторах АРМ оператора;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование и печать отчетных документов.

Общий вид СИКГ представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКГ

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относятся вычислители УВП-280 (далее – вычислители). Вычислители выполняют функции вычисления объема газа, приведенного к стандартным условиям, передачи информации на верхний уровень. К метрологически значимой части ПО относятся конфигурационные файлы вычислителей.

К ПО верхнего уровня относится АРМ оператора, выполняющее функции сбора, хранения, отображения информации, полученной с нижнего уровня ПО, формирования и печати отчетных документов.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Вывод идентификационных данных ПО вычислителей УВП-280, выпущенных до 22.01.2019 на показывающее устройство или посредством подключения внешних устройств не предусмотрен.

Таблица 1 – Идентификационные данные

Идентификационные данные ПО вычислителей УВП-280 приведены в таблице 1.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.17

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	свободный нефтяной газ (СНГ)
Диапазон измерений расхода СНГ в рабочих условиях, м ³ /ч	от 8,48 до 3392
Диапазон измерений расхода СНГ в стандартных условиях, м ³ /ч	от 66,91 до 9200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, %	±3

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочий диапазон температуры газа, °С	от -10 до +20
Рабочий диапазон давления СНГ, МПа (абс.)	от 0,2 до 0,6
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 50
Габаритные размеры СИКГ, мм, не более: - высота - ширина - длина	800 300 2000
Масса, кг, не более	104
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды (температура внутри обогреваемых термочехлов), °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от минус 18 до 37,6 95 от 90 до 110
Средний срок службы, лет	16
Средняя наработка на отказ, ч	140000
Режим работы СИКГ	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества газа (СИКГ) «Топливный газ внешним потребителям» (СИКГ-6) (АО «Востсибнефтегаз») с заводским номером 250-05	–	1 шт.
«СИКГ «Топливный газ внешним потребителям» (СИКГ-6) (ОАО «Востсибнефтегаз»). Паспорт»	ОИ 250-05.00.00.000 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«ГСИ. Методика измерений количества и параметров свободного нефтяного газа «СИКГ. Топливный газ внешним потребителям» (СИКГ 6). ОАО «Востсибнефтегаз», утверждена ФГУП «ВНИИР», свидетельство об аттестации №01.00257-2013/34013-19 от 29.03.2019, номер в реестре ФР.1.29.2019.35482.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества газа «Топливный газ внешним потребителям» (СИКГ-6) (АО «Востсибнефтегаз»)

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 №1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

ГОСТ Р 8.733-2011 «ГСИ. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»

Изготовитель

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

ИНН 0278096217

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, город Уфа, улица Владивостокская, 1а

Тел./факс: 8 (347) 292-79-10

Испытательный центр

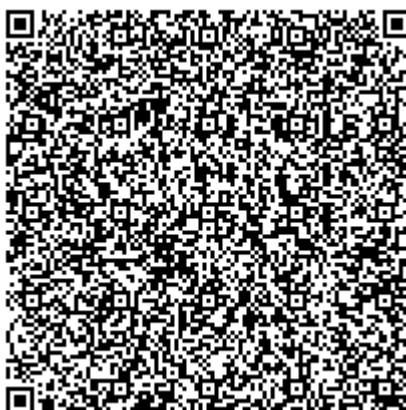
Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, город Казань, улица Журналистов, 2а

Тел: 8 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83978-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «НИКА-ОПТИМАСС»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «НИКА-ОПТИМАСС» (далее по тексту – установки) предназначены для прямых и косвенных измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды и объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, извлекаемых из недр (добываемых из нефтяных скважин) с последующим архивированием и передачей результатов измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на разделении газожидкостного потока продукции нефтяных скважин на жидкостную и газовую составляющие с помощью сепаратора и последующем измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям. Массу скважинной жидкости измеряют прямым методом динамических измерений при сливе или косвенным методом измерений с применением объемных расходомеров жидкости и данных по плотности скважинной жидкости определенных по результатам измерений влагосодержания при помощи поточного влагомера и данных лабораторных измерений плотности обезвоженной дегазированной нефти и пластовой воды. Содержание воды в скважинной жидкости определяют с помощью влагомера или на основании лабораторных измерений или по результатам измерений плотности скважинной жидкости по каналу измерений плотности массового расходомера жидкости с использованием результатов лабораторных измерений плотности обезвоженной дегазированной нефти и пластовой воды. Массу скважинной жидкости без учета воды и попутного нефтяного газа после сепарации определяют как разность массы скважинной жидкости, массы воды и растворенного газа.

Измерение отделенной в процессе сепарации массы скважинной жидкости производится кориолисовыми счетчиками-расходомерами. Измерение выделившегося в процессе сепарации попутного нефтяного газа производится с применением кориолисовых, вихревых или ультразвуковых счетчиков-расходомеров, позволяющих по измеренным значениям давления газа, температуры, коэффициента сжимаемости и времени, вычислить объем и объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям.

В состав установок входят следующие основные части:

- блок технологический (далее по тексту – БТ);
- блок аппаратный (далее по тексту – БА);
- блоки функциональные;
- комплект средств жизнеобеспечения.

В состав БТ входят измерительный и распределительный модули.

Основным элементом измерительного модуля является двухкамерный или однокамерный горизонтальный или вертикальный сепаратор.

Емкость сепарационная предназначена для отделения газа от жидкости, поступающей со скважины, и периодического пропускания жидкости через счетчики жидкости и газа.

Измерительный модуль комплектуется расходомерами жидкости (массовыми), расходомерами газа – массовыми или объемными, влагомерами, преобразователями температуры и давления.

Используемые в составе установок для измерения расхода жидкости и газа средства измерений перечислены в таблицах 1 и 2 соответственно, используемые преобразователи влагосодержания приведены в таблице 3, измерительно-вычислительные контроллеры – в таблице 4.

Таблица 1 – Средства измерений расхода жидкости

Наименование	Регистрационный номер
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	71393-18
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS	76785-19
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS модели RC	75394-19
Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260»	42953-15
Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16
Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	70629-18
Расходомеры-счетчики массовые Optimass x400	53804-13
Расходомеры массовые Promass	15201-11
Расходомеры массовые Promass 100, Promass 200	57484-14
Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500)	68358-17
Счетчики-расходомеры массовые СКАТ	60937-15
Счетчики-расходомеры массовые МИР	68584-17
Счетчики-расходомеры массовые СКАТ-С	75514-19
Расходомеры массовые кориолисовые ГКС FC410, ГКС FC430	62320-15

Таблица 2 – Средства измерений расхода газа

Наименование	Регистрационный номер
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	71393-18
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS	76785-19
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS модели RC	75394-19
Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260»	42953-15
Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16
Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	70629-18
Расходомеры-счетчики массовые Optimass x400	53804-13
Расходомеры массовые Promass	15201-11
Расходомеры массовые Promass 100, Promass 200	57484-14
Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500)	68358-17
Счетчики-расходомеры массовые СКАТ	60937-15
Счетчики-расходомеры массовые МИР	68584-17
Счетчики-расходомеры массовые СКАТ-С	75514-19
Расходомеры массовые кориолисовые ГКС FC410, ГКС FC430	62320-15
Счетчики газа KTM600 РУС	62301-15
Расходомеры Turbo Flow GFG	57146-14

Наименование	Регистрационный номер
Счетчики газа ультразвуковые FLOWSIC 600	43981-11
Счетчики газа ультразвуковые СГУ	57287-14
Счетчики газа вихревые СВГ	13489-13
Расходомеры-счетчики вихревые 8800	14663-12
Расходомеры-счетчики вихревые OPTISWIRL 4070	52514-13
Расходомеры вихревые Prowirl	15202-14
Расходомеры ультразвуковые «Вымпел-100»	60934-15
Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-Вихрь 200 (ЭВ-200)»	42775-14
Датчики расхода газа ДРГ.М	26256-06
Датчики расхода газа «DYMETIC-1223M»	77155-19
Датчики расхода-счетчики «ДАЙМЕТИК-1261»	67335-17
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 7300	67993-17
Расходомеры-счетчики газа ультразвуковые ЭЛМЕТРО-Флоус (ДРУ)	73894-19
Комплексы учёта газа ЭМИС-ЭСКО 2230	60577-15
Расходомеры-счетчики тепловые t-mass	35688-13

Таблица 3 – Средства измерений содержания доли воды

Наименование	Регистрационный номер
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12
Влагомеры поточные ВСН-АТ	62863-15
Влагомеры поточные моделей L и F	56767-14
Измерители обводненности Red Eye [®] модели Red Eye [®] 2G и Red Eye [®] Multiphase	47355-11
Влагомеры сырой нефти ВСН-ПИК-Т	59365-14
Влагомеры микроволновые поточные МПВ700	65112-16
Влагомеры нефти поточные ПВН-615Ф	63101-16
Влагомеры «САТЕЛ-РВВЛ»	69346-17

Для измерений давления применяются измерительные преобразователи давления, с диапазоном измерений от 0 до 10 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5 \%$ и манометры показывающие, с пределами измерений от 0 до 10 МПа, с классом точности не ниже 1,5.

Для измерений разности давлений и гидростатического давления столба жидкости применяются измерительные преобразователи разности давлений и гидростатического давления столба жидкости, с верхним пределом измерений, соответственно 0,4 МПа и 0,016 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5 \%$.

Для измерений температуры применяются измерительные преобразователи температуры, с диапазоном измерений от минус 5 до плюс 100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Вспомогательные средства измерений могут быть любого типа, в том числе:

- измерительные преобразователи давления, с диапазоном измерений от 0 до 25,0 (250) МПа (кгс/см^2) с классом точности не ниже 0,5;
- измерительные преобразователи температуры, с диапазоном измерений от 0 до 100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- измерительные преобразователи разности давлений и гидростатического давления столба жидкости с верхним пределом измерений, соответственно, 400 кПа и 16 кПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5 \%$;

- счетчики жидкостные турбинные, с диапазоном измерений от 0 до 170 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 1,5\%$;
- манометры показывающие, с пределами измерений от 0 до 25,0 (250) МПа (кгс/см²), с классом точности не ниже 1,5.

Для индикации наличия свободного нефтяного газа в скважинной жидкости используются влагомеры многофазные поточные «КВАЛИТЕТ» ВМП.0704 (регистрационный № 79608-20).

В состав модуля БТ входят: входные трубопроводы, блок трехходовых кранов или переключатель скважин многоходовой (далее по тексту – ПСМ) с измерительным трубопроводом, байпасный трубопровод, выходной коллектор, патрубки для подключения передвижной измерительной установки, фильтры.

В состав БА входит блок измерений и обработки информации (далее по тексту – БИОИ) и шкаф силовой взрывозащищенного или общепромышленного исполнения.

В составе БИОИ могут быть применены следующие измерительные контроллеры.

Таблица 4 – Измерительно-вычислительные контроллеры

Наименование	Регистрационный номер
Контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357, (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575	69436-17
Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей 5209, 5232, 5305	56993-14
Контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 2000, Productivity 3000, Protos X, Terminator	65466-16
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-300	15772-11
Модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500	60314-15
Системы управления модульные B&R X20	57232-14
Контроллеры программируемые логические AC500/S500, AC500eCo/S500eCo	51396-12
Контроллеры измерительные K15	75449-19
Контроллеры программируемые логические MKLogic200	67996-17
Контроллеры программируемые логические MKLogic-500	65683-16

Комплекс программного обеспечения (далее по тексту – ПО) предназначен для обеспечения выполнения установками измерительных функций, а также обеспечения безопасного режима эксплуатации технологического оборудования, удаленного контроля и управления установкой.

Установки имеют отдельные исполнения, различающиеся по максимальному массовому расходу скважинной жидкости и объемному расходу свободного попутного нефтяного газа. Пример записи обозначения приведен ниже:

«НИКА-ОПТИМАСС» - XXXX-XX-XXX ТУ 28.99.39-051-29191682-2018

1 2 3 4 5

- 1 – наименование;
- 2 – типоразмер (максимальный массовый расход скважинной жидкости, т/сут) установки;
- 3 – количество подключаемых скважин;
- 4 – климатическое исполнение;
- 5 – обозначение ТУ.



Рисунок 1- Установка измерительная «НИКА-ОПТИМАСС». Общий вид.

Заводской (серийный) номер установок наносится методом лазерной маркировки на таблички, которые крепятся снаружи технологического блока и аппаратного блока, приводится в эксплуатационной документации. Пломбирование установок не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту - ПО) установок обеспечивает реализацию их функций. Защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется путем идентификации и защиты от несанкционированного доступа.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» согласно Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения». Погрешности установок нормированы с учетом влияния ПО.

Идентификационные данные ПО установок приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ScadaPCK32	ScadaPACK 3xx/3xxE	ScadaPACK 5xx/5xxx	Direct Logic	SIMATIC S7-300	SIMATIC S7-400	SIMATIC S7-1200	SIMATIC S7-1500	B&R X20	K15	MKLogic200	MKLogic-500
Идентификационное наименование программного обеспечения	NIKA.MSP32	NIKA.MSP3	NIKA.MSP5	NIKA.MDL	NIKA.MS3	NIKA.MS4	NIKA.MS12	NIKA.MS15	NIKA.MBR	NIKA.MK15	NIKA.MKL2	NIKA.MKL5
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	SP32 .xxxx	SP3 .xxxx	SP5 .xxxx	DL.xxxx	S3.xxxx	S4.xxxx	S12.xxxx	S15.xxxx	BR .xxxx	K15. xxxx	MKL2. xxxx	MKL2. xxxx
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Примечание: xxx – номер подверсии												

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики установок приведены в таблицах 6 и 7

Таблица 6 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости, т/сут	от 0,3 до 4000
Диапазон изменений объёмного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, м ³ /ч (м ³ /сут)	от 1 до 68750 (от 24 до 1650000)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях), % от 0 до 70 % свыше 70 до 95 % свыше 95 %	± 6,0 ± 15,0 не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерении объема газа, %	± 5,0

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Скважинная жидкость
Диапазон давления, МПа, (кгс/см ²)	от 0,3 (3,0) до 16,0 (160)
Диапазон температуры перекачиваемой рабочей среды, °С	от - 5 ¹ до + 100
Диапазон кинематической вязкости рабочей среды, мм ² /с	от 1 до 2500 ²
Диапазон плотности рабочей среды, кг/м ³	от 650 до 1320
Диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 650 до 980
Диапазон плотности пластовой воды, кг/м ³	1000-1320
Объемная доля воды в скважинной жидкости, %	от 0 до 100
Содержание механических примесей не более, мг/л	5000
Содержание парафина не более, % объемных	15,0
Содержание сероводорода, объемное, % не более	25,0
Количество входов для подключения скважин	от 1 до 30
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - потребляемая мощность, кВА, не более	380±38/220±22 50±0,4 20
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	У, М, УХЛ
Средняя наработка на отказ (за исключением компонентов КИП и А, срок службы которых определен в технической документации на данные изделия), ч, не менее	80000
Срок службы, лет	20

¹ – при условии отсутствия кристаллизованной влаги в рабочих условиях скважинной жидкости.
² – при условии состояния жидкости в текучем состоянии, достаточном для обеспечения сепарации газа. В ином случае изготовитель предусматривает техническое решение для обеспечения сепарации, например, предварительный подогрев, увеличение объема сепаратора и т.д. Пропускная способность установки, при вязкости жидкости свыше 500 мм²/с, определяется индивидуально

Знак утверждения типа

наносится в центр титульных листов паспорта и руководства по эксплуатации установок типографическим способом, на таблички БТ и БА – методом лазерной маркировки или аппликацией.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки установок измерительных «НИКА-ОПТИМАСС» приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Комплект поставки установок измерительных «НИКА-ОПТИМАСС»

Наименование	Обозначение	Кол-во
Установка измерительная «НИКА-ОПТИМАСС»	«НИКА-ОПТИМАСС» - XXXX-XX-XXX ТУ 28.99.39- 051-29191682-2018	1 шт.
Руководство по эксплуатации	НПЗУ-00.00.00.000 РЭ	1 экз.
Паспорт	НПЗУ-00.00.00.000 ПС	1 экз.
Комплект ЗИП	—	1 комп.
Комплект монтажных частей	—	1 комп.
Методика поверки поставляется по требованию потребителя.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных «НИКА-ОПТИМАСС».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «НИКА-ОПТИМАСС»

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

ГОСТ 8.637-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков

ПНСТ 360-2019 «Предварительный национальный стандарт РФ. ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

ТУ 28.99.39-051-29191682-2018 Установки измерительные «НИКА-ОПТИМАСС». Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НИКА-ПЕТРОТЭК»
(ООО «НИКА-ПЕТРОТЭК»)
ИНН 7734720936

Юридический адрес: 620075, Российская Федерация, Свердловская область, город Екатеринбург, улица Толмачева, дом 22, офис 5.

Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 427950, Российская Федерация, Удмуртская Республика, город Камбарка, улица Советская, дом 23.

Тел.: +7 (343) 287-49-40

E-mail: info@nikapetrotech.com

Испытательный центр

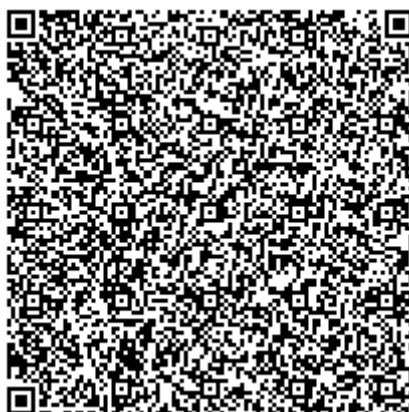
Всероссийский научно - исследовательский институт расходометрии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

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

Телефон: +7 843 272 46 11

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 310592



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83979-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики виброскорости 2A(V)

Назначение средства измерений

Датчики виброскорости 2A(V) (далее по тексту – датчики) предназначены для измерений виброскорости при вибрационных и ударных воздействиях.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на преобразовании механических воздействий в электрические сигналы, пропорциональные виброскорости.

Конструктивно датчики представляют собой пьезокерамический чувствительный элемент, инерционную массу, электронную схему, сигнальные выводы и разъём, заключённые в металлический корпус. Чувствительный элемент изолирован от корпуса для защиты от электромагнитных помех.

Датчики имеют модификации, различающиеся видом выходного сигнала (постоянный ток 4...20 мА или напряжение переменного тока), амплитудным и частотным диапазонами измерений, коэффициентом преобразования, способом закрепления на объекте, типом кабельной заделки и выходным соединителем. Конструктивные особенности датчиков приведены в таблице 1.

Структура обозначений датчиков (символы «X» могут отсутствовать):

2	X	XXX	XX-	XX	(X)
					опция с расширенным температурным диапазоном 125 °С (Т)
					максимальное значение измеряемой виброскорости, мм/с
					буквенное обозначение, определяющее тип кабельной заделки и соединителя (ТА, ТН, ТМ, НА, НН, НМ)
					порядковый номер модификации
					индекс модификации, определяющий вид выходного сигнала: А - ток, V - напряжение
					индекс измеряемой физической величины: 2 - виброскорость

Таблица 1 – Конструктивные особенности датчиков

Модификация	Конструктивные особенности			
	Выходной сигнал	Способ крепления	Расположение сигнальных выводов	Тип кабельной заделки
1	2	3	4	5
2A201ТН-XX	ток	шпилька М6	вертикальное	вилка 2-х штырьковая с резьбой 5/8-24 UNF
2A202ТН-XX				встроенный кабель
2A201ТА-XX				
2A202ТА-XX				встроенный кабель в металлорукаве
2A201ТМ-XX				
2A202ТМ-XX				

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	
2A205HM-XX	ток	винт М8	горизонтальное	встроенный кабель в металлорукаве	
2A206HM-XX				вилка 2-х штырьковая с резьбой 5/8-24 UNF	
2A205HN-XX					
2A206HN-XX				встроенный кабель	
2A205HA-XX					
2A206HA-XX				вилка 2-х штырьковая с резьбой 5/8-24 UNF	
2A203HA-XX		3 винта М4/ шпилька М5			
2A204HA-XX		встроенный кабель в металлорукаве			
2A203HN-XX					
2A204HN-XX		вилка 3-х штырьковая с резьбой 5/8-24 UNF			
2A203HM-XX					
2A204HM-XX					
2V201HM	напряжение				
2V202HM					
2V201HT					
2V202HT					

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, состоящий из арабских цифр, наносится методом лазерной гравировки на корпус.

Внешний вид датчиков приведён на рисунке 1.



Рисунок 1 – Внешний вид датчиков

Пломбирование датчиков не предусмотрено.

Программное обеспечение

отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное значение коэффициента преобразования на базовой частоте 80 Гц: - для 2АХХХХХ-10, мА/(мм·с ⁻¹) - для 2АХХХХХ-20, мА/(мм·с ⁻¹) - для 2АХХХХХ-40, мА/(мм·с ⁻¹) - для 2АХХХХХ-80, мА/(мм·с ⁻¹) - для 2АХХХХХ-160, мА/(мм·с ⁻¹) - для 2АХХХХХ-200, мА/(мм·с ⁻¹) - для 2V201XX, мВ/(мм·с ⁻¹) - для 2V202XX, мВ/(мм·с ⁻¹)	1,6 0,8 0,4 0,2 0,1 0,08 2,5 5,0
Отклонение действительного значения коэффициента преобразования от номинального значения, %, в пределах	±10
Максимальное значение измеряемой виброскорости V _{max} , мм/с: - СКЗ: - для 2АХХХХХ-10 - для 2АХХХХХ-20 - для 2АХХХХХ-40 - для 2АХХХХХ-80 - для 2АХХХХХ-160 - для 2АХХХХХ-200 - амплитудное значение: - для 2V201XX - для 2V202XX	10 20 40 80 160 200 1500 800
Диапазон рабочих частот, Гц*: - для 2А201XX-XX, 2А203XX-XX, 2А205XX-XX - для 2А202XX-XX, 2А204XX-XX, 2А206XX-XX - для 2V201XX - для 2V202XX	от 10 до 1000 от 2 до 1000 от 2 до 3000 от 5 до 1000
Неравномерность частотной характеристики относительно значения на базовой частоте 80 Гц, %, в пределах: - для 2А - для 2V	от +3 до -12,5 ±12,5
Относительный коэффициент поперечного преобразования, %, не более	5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений виброскорости V _{изм} , мм/с, на базовой частоте 80 Гц, % - для 2А - для 2V (в диапазоне амплитуд от 0,5 мм/с до максимальной)	$\pm \left(0,03 + 0,001 \cdot \frac{V_{\max}}{V_{\text{изм}}} \right) \cdot 100$ ±5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений виброскорости, вызванной изменением температуры окружающего воздуха, %/°С: - для 2А - для 2V	±0,2 ±0,1

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от 18 до 25 80
* Максимальный диапазон частот. Настраиваемый диапазон частот, не выходящий за границы максимального, определяется при заказе и указывается в паспорте датчика	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания, В: - для 2A - для 2V	от 10 до 24 от 20 до 30
Габаритные размеры, мм, не более: - для 2A201XX-XX, 2A202XX-XX (диаметр×высота) - для 2A203XX-XX, 2A204XX-XX, 2V (диаметр×высота) - для 2A205XX-XX, 2A206XX-XX (длина×высота×ширина)	24,0×59,0 37,5×46,0 48,0×34,0×24,0
Масса (без кабеля), г, не более: - для 2A201XX-XX, 2A202XX-XX - для 2A203XX-XX, 2A204XX-XX - для 2A205XX-XX, 2A206XX-XX - для 2V	110 145 260 120
Рабочий диапазон температур, °C: - для 2AXXX-XX - для 2AXXX-XX(T) - для 2V	от -40 до +80 от -40 до +120 от -50 до +150

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта ГТБВ.433642ПС и руководства по эксплуатации ГТБВ.433642РЭ типографским способом в левом верхнем углу.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность датчика

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик виброскорости 2XXXXXX-XX	ГТБВ.433642.XXX-XX*	1 шт.
Датчик виброскорости 2XXXXXX-XX. Паспорт	ГТБВ.433642.XXX-XXПС	1 шт.
Датчик виброскорости 2A(V). Руководство по эксплуатации	ГТБВ.433642РЭ	1 экз. на партию
* – индивидуальное обозначение по конструкторской документации		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в ГТБВ.433642РЭ, раздел 2.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к датчикам виброскорости 2A(V)

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»

ГТБВ.433642ТУ. Датчик виброскорости 2A(V). Технические условия

Изготовитель

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

ИНН: 5254494306

Адрес: 607190, г. Саров Нижегородской обл., ул. Шверника, д. 17Б

Телефон: (83130) 49444; Факс: (83130) 49888

E-mail: info@gtlab.pro

Испытательный центр

Федеральное Государственное унитарное предприятие «Российский федеральный ядерный центр - Всероссийский научно-исследовательский институт экспериментальной физики» (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»)

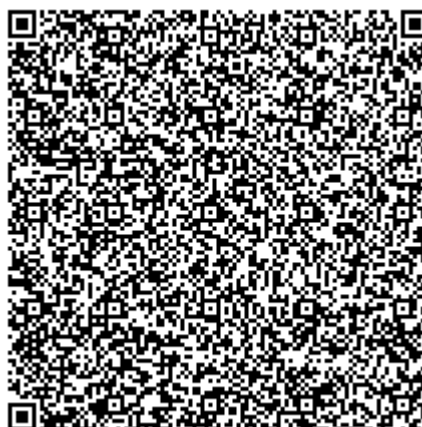
Адрес: 607188 г. Саров Нижегородской обл., пр. Мира, д. 37

Телефон: (83130) 22224, 23375

Факс: (83130) 22232

E-mail: nio30@olit.vniief.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311769 от 07.07.2016 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83980-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Старицкой ВЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Старицкой ВЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

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

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

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий серверы баз данных (БД) АИИС КУЭ со специализированным программным обеспечением (СПО), систему обеспечения единого времени (СОЕВ) на базе устройств синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ) и каналообразующую аппаратуру.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние мгновенных значений на интервале усреднения 30 мин. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется накопление, хранение и передача полученных данных на сервер БД АИИС КУЭ.

Сервер АИИС КУЭ осуществляет опрос УСПД, расположенного на объекте. На верхнем уровне системы (ИБК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов и передача полученной информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ, ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ», ПАО «МРСК Юга» и прочим заинтересованным организациям. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов. Полученные данные и результаты измерений используются для оперативного управления энергопотреблением на Старицкой ВЭС.

АИИС КУЭ осуществляет обмен полученной информацией с АИИС КУЭ утвержденных типов организаций-участников оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), получаемой в виде XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ. Формирование и передача макетов в ПАК КО АО «АТС» и прочим участникам ОРЭМ осуществляется ежедневно оператором через сеть Интернет от АРМ по протоколу ТСР/ІР с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ утвержденных типов смежных субъектов с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ с помощью УССВ на основе приемника сигналов глобальных спутниковых систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Сервер БД при каждом опросе сличает и синхронизирует свои часы с УССВ при расхождении более 1 с. УСПД сличает и синхронизирует свои часы от сервера. При каждом сеансе связи происходит сравнение часов УСПД и счетчиков. Коррекция часов счетчиков происходит при расхождении с часами УСПД более 2с. Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции и величины коррекции часов счетчика, УСПД и сервера отражаются в их журналах событий.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит специализированное ПО сервера сбора и БД АИИС КУЭ ПК «Энергосфера». ПО и конструкция счетчиков, УСПД и сервера сбора и БД после конфигурирования и настройки обеспечивают защиту от несанкционированного доступа и изменения его параметров. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти счетчиков, УСПД и сервера, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и базы данных. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1:

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Наименование метрологически значимого программного модуля ПО	pso_metr.dll

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и базы данных от преднамеренных изменений являются:

- средства обнаружения и фиксации событий, изменений, ошибок (журнал событий);
- средства управления доступом и правами пользователей (пароли);
- средства проверки целостности ПО (так, несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы для метрологически значимой части ПО и сравнением ее с действительным значением);
- средства защиты на физическом уровне (пломбирование и аппаратные ключи).

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» (по Р 50.2.077-2014).

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 4:

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УССВ/ сервер
1	2	3	4	5	6
1	Старицкая ВЭС, РП-35 кВ, яч.2	4МС7 КТ 0,2S Ктт 1200/5 Рег. № 69602-17	4МУ4 КТ 0,5 Ктн 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 44087-10	Альфа А1800 А1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1 Рег. № 31857-20	«ЭКОМ- 3000» Т-С100- М5-B16- G-TE рег. № 17049-19 / ЭНКС-2- 1.1.1- A2B1E2 рег. № 37328-15 / HP Proliant DL380 Gen10
2	Старицкая ВЭС, ВЭУ-1, АВ-1 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-1	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн720/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
3	Старицкая ВЭС, ВЭУ-2, АВ-2 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-2	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн720/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
4	Старицкая ВЭС, ВЭУ-3, АВ-3 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-3	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн720/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
5	Старицкая ВЭС, ВЭУ-4, АВ-4 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-4	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн720/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
6	Старицкая ВЭС, ВЭУ-5, АВ-5 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-5	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн720/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
7	Старицкая ВЭС, ВЭУ-6, АВ-6 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-6	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн720/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
8	Старицкая ВЭС, ВЭУ-7, АВ-7 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-7	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн720/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
9	Старицкая ВЭС, ВЭУ-8, АВ-8 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-8	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн720/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
10	Старицкая ВЭС, ВЭУ-9, АВ-9 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-9	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн720/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	Старицкая ВЭС, ВЭУ-10, АВ-10 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-10	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	«ЭКОМ-3000» Т-С100-М5-В16-Г-ТЕ рег. № 17049-19 / ЭНКС-2-1.1.1-А2В1Е2 рег. № 37328-15 / HP Proliant DL380 Gen10
12	Старицкая ВЭС, ВЭУ-11, АВ-11 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-11	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
13	Старицкая ВЭС, ВЭУ-12, АВ-12 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-12	LGU55x170 КТ 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 КТН720/√3/100/√3 Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	

Примечания:

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

2 Допускается замена УСПД на аналогичный утвержденного типа.

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

4 Допускается изменение наименований ИК.

5 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.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta_{осн}$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta_{сумм}$, %
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; счетчик 0,5S/1)	активная реактивная	0,9 2,3	2,2 3,8
2 – 13 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; счетчик 0,2S/0,5)	активная реактивная	0,8 1,8	1,6 2,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с			$\pm 5,0$

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений 30-минутных приращений электроэнергии и средней мощности.

2 В качестве показателей точности указаны границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана при $\cos\varphi=0,8$ инд ($\sin\varphi=0,6$), $I=0,02(0,05)\cdot I_{ном}$ и колебаниях температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в процессе выполнения измерений от плюс 10 до плюс 35 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	13
Нормальные условия: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,8 до 50,2 0,9 от плюс 21 до плюс 25 0,05
Рабочие условия эксплуатации: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °С - счетчиков, °С - УСПД, °С - сервера, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от минус 25 до плюс 50 от минус 40 до плюс 65 от минус 30 до плюс 50 от плюс 10 до плюс 30 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для электросчетчиков Альфа А1800 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для УСПД «ЭКОМ-3000» - среднее время восстановления работоспособности, ч сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 350000 0,5 70000 1
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 30 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания (ИБП), а счетчиков с помощью дополнительного питания; резервирование каналов связи от ИИК к ИВКЭ (резервный канал связи – резервные жилы кабеля интерфейса RS-485); резервирование каналов связи от ИВКЭ к ИВК (резервный канал связи – коммутируемое соединение Ethernet); резервирование УСПД, резервирование УССВ; резервирование информации с помощью наличия резервных баз данных, перезагрузки и средств контроля зависания и с помощью резервирования сервера, информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии также по электронной почте и сотовой связи;

- мониторинг состояния АИИС КУЭ с помощью удаленного доступа (возможность съема информации со счетчика автономным способом и визуальный контроль информации на счетчике);

- наличие ЗИП, эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов: пломбирование электросчётчиков, промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения, испытательных коробок счетчиков, УСПД, УССВ и сервера БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Измерительные трансформаторы тока	4MC7	3
	LGU55x170	36
Измерительные трансформаторы напряжения	4MU4	3
	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66	36
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4	12
	Альфа А1800 А1805RAL-P4GB-DW-4	1
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	«ЭКОМ-3000» Т-С100-М5-В16-Г-ТЕ	2
УССВ	ЭНКС-2-1.1.1-А2В1Е2	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	2
Сервер БД	HP Proliant DL380 Gen10	2
Паспорт-формуляр АИИС КУЭ	КЭР.411711.872.ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Старицкой ВЭС», аттестованном ООО «Спецэнерго-проект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы» (ООО «Прософт-Системы»)

ИНН 6660149600

Адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194а

Телефон: +7 (343) 356-51-11

Факс: +7 (343) 310-01-06

E-mail: info@prosoftsystems.ru

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

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Комплексные энергетические решения»

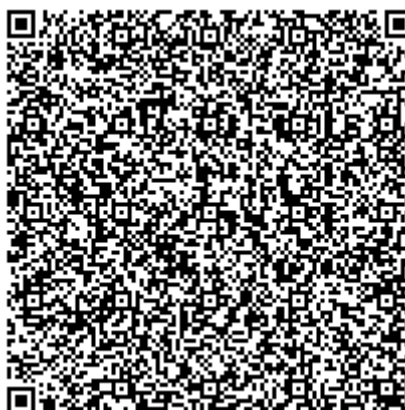
Юридический адрес: 129164, г. Москва, Зубарев переулок, д.15, корп. 1, пом. I, комн. 9

Телефон (факс): +7 (495) 926-63-14

Web-сайт: <https://energy-solution.ru>

E-mail: info@energy-solution.ru

Регистрационный номер ООО «Комплексные энергетические решения» в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации RA.RU.312835 от 29.11.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83981-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Северной ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Ярославской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Северной ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Ярославской области (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень - измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК.

Третий уровень - измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора и обработки данных (ЦСОД) АИИС КУЭ (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных, программное обеспечение (ПО) «Энергия Альфа 2», устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ), каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучета, каналы передачи данных субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД регионального Центра энергоучета, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные передаются в ЦСОД ОАО «РЖД», где происходит оформление отчетных документов.

Дальнейшая передача информации от ЦСОД ОАО «РЖД» третьим лицам осуществляется по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ.

ЦСОД ОАО «РЖД» также 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.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УСВ-3, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК с УСВ-3 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера ИВК при каждом сеансе связи. При расхождении шкал времени сервера ИВК и УСВ-3 равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени сервера ИВК.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера ИВК осуществляется встроенным программным обеспечением по сети Ethernet при каждом сеансе связи. При расхождении шкал времени УСПД и сервера ИВК равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счетчиков электрической энергии со шкалой времени УСПД осуществляется встроенным программным обеспечением по интерфейсу RS-485 при каждом сеансе связи. При расхождении шкал времени счетчиков и УСПД равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени счетчиков.

Факт корректировки времени отражается в журналах событий счетчиков электрической энергии, УСПД и сервера ИВК с указанием времени (включая секунды) корректируемого компонента и величины коррекции.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энергия Альфа 2».

ПО «Энергия Альфа 2» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.3.16
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Состав ИК АИИС КУЭ					
№№ ИК	Наименование присоединения	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД/УСВ
ТП «Козьмодемьянск»					
1	2	3	4	5	6
1	Ввод-1 110 кВ	ТВГ-УЭТМ кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №)52619-13	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3 /100/√3 рег. № 60353-15	A1802RALQ-P4GB-DW- 4 кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327 рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12
2	Ввод-2 110 кВ	ТВГ-УЭТМ кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52619-13	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3 /100/√3 рег. № 60353-15	A1802RALQ-P4GB-DW- 4 кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
ТП «Филино»					
3	фидер 1-6кВ ЯГЭС	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 7069-07	НТМИА кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 67814-17	ЕА05RL-B-4 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	RTU-327 рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	фидер 16-6кВ ЯГЭС	ТПЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 71808-18	НТМИА кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 67814-17	A2R-3-0L-C25-T+ кл. т. 0,5S/- рег. №14555-02	RTU-327 рег. № 19495-03 УСВ-3 рег. № 51644-12
5	фидер 4-6кВ	ТЛК-СТ кл. т.0,5S К _{ТТ} =600/5 рег. № 58720-14	НТМИА кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 67814-17	A2R-3-0L-C4-T+ кл. т. 0,5S/- рег. №14555-02	
6	фидер 7-6кВ	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} =300/5 рег. №1276-59	НТМИА кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 67814-17	A2R-3-0L-C4-T+ кл. т. 0,5S/- рег. №14555-02	
7	фидер 17-6кВ	ТЛК-СТ кл. т.0,5S К _{ТТ} =600/5 рег. № 58720-14	НТМИА кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 67814-17	A2R-3-0L-C4-T+ кл. т. 0,5S/- рег. №14555-02	
ТП «Данилов»					
8	фидер 5-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 51623-12	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	A2R-3-0L-C4-T+ кл. т. 0,5S/- рег. №14555-02	RTU-327 рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12
9	ввод 1-27,5 кВ	ТОЛ-35 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =1000/5 рег. № 47959-16	ЗНОМ-35 кл.т. 0,5 К _{ТН} =27500/100 рег. № 912-70	A2R-3-AL-C29-T+ кл. т. 0,5S/- рег. №14555-02	
ТП «Путятино»					
10	секционная перемычка 110 кВ	ТВ-110* кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 60746-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000/√3 /100/√3 рег. № 24218-03	EA02RALX-P3B- 4W кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-327 рег. № 19495-03 УСВ-3 Рег. № 51644-12

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)									
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %				Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1, 2, 10 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,1	1,1	1,8	1,2	1,2	1,3	2,0
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,6	0,7	0,8	1,3	0,8	0,9	1,0	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,5	0,6	0,9	0,8	0,8	0,9	1,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,5	0,6	0,9	0,8	0,8	0,9	1,2
3, 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,5	2,9	5,5	2,3	2,9	3,2	5,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,5	1,7	3,0	1,7	2,0	2,2	3,4
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,8	1,9	2,7
4, 5, 7, 9 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,1	2,4	2,7	4,9	2,4	2,8	3,1	5,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,9	1,5	1,7	3,1	1,7	2,0	2,2	3,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,2	1,3	2,3	1,6	1,8	1,9	2,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,8	1,9	2,7
8 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,0	2,3	2,7	4,8	2,4	2,7	3,0	5,0
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,4	1,6	2,9	1,7	1,9	2,1	3,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,0	1,2	2,0	1,5	1,7	1,8	2,5
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,0	1,2	2,0	1,5	1,7	1,8	2,5
Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)									
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %					
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)				
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	1,5	2,3	2,0				
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,4	0,9	2,0	1,6				
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	0,8	1,8	1,5				
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	0,8	1,8	1,5				
10 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	3,4	2,6	5,1	4,0				
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,0	1,7	3,0	2,6				
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,4	1,2	2,0	1,9				
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,3	1,2	1,9	1,8				
3 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,7	2,9	5,2	3,5				
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,8	3,0	2,3				
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,5	2,5	2,1				

Продолжение таблицы 3

Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с	± 5
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ: - антенный блок - блок питания и интерфейсы магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -60 до +40 от -40 до +60 от +1 до +50 от -40 до +70 от -25 до +60 0,5

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Электросчетчики Альфа А1800:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Электросчетчики ЕвроАльфа:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
Электросчетчики АЛЬФА:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
УСПД RTU-327:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	40000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСВ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
ИВК:	
- коэффициент готовности, не менее	0,99
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТВГ-УЭТМ	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-СЭЩ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	3 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-110*	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	9 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИА	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	АЛЬФА	6 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	Евро АЛЬФА	2 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Формуляр	71319484.411711.001.29.ПС-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Северной ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Ярославской области», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Северной ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Ярославской области

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

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

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)

ИНН 7708503727

Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д.2

Телефон: +7 (499) 262-99-01

Факс: +7 (499) 262-90-95

Web-сайт: www.rzd.ru

E-mail: info@rzd.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

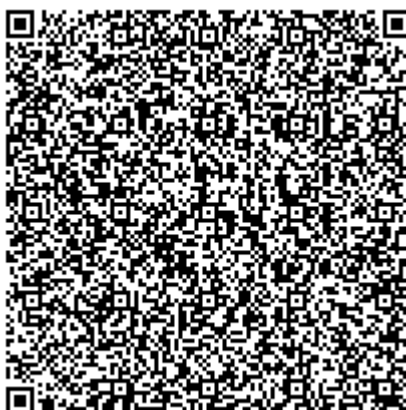
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83982-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом турбогенератора № 6 «Западно-Сибирская ТЭЦ-филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК»

Назначение средства измерения

Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом турбогенератора № 6 «Западно-Сибирская ТЭЦ-филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК» (далее - ИС АСУТП) предназначена для измерений осевых сдвигов, прогиба, расширений и виброскоростей технологических частей оборудования, частоты вращения, положения исполнительных механизмов, давления жидкостей и газообразных сред, перепада давления "масло-водород", разрежений в конденсаторе, расхода жидкостей и газообразных сред, температуры воздуха, жидкостей, газообразных сред и технологических частей оборудования, уровня жидкостей, содержания кислорода, активной и реактивной мощности генератора, силы тока конденсаторных насосов, контроля технологических параметров, их отображения, хранения, диагностики состояния оборудования, формирования сигналов управления и регулирования, формирования сигналов предупредительной и аварийной сигнализации.

Описание средства измерений

ИС АСУТП является средством измерений единичного производства.

ИС АСУТП представляет собой многофункциональную трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

– 1-й уровень включает в себя измерительные модули ввода 6ES7 331-7KF02-0AB0 и 6ES7 331-7PF01-0AB0 из состава устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200, образующие измерительные каналы (ИК). По типу входного сигнала ИК разделяют на ИК унифицированного сигнала постоянного тока в диапазонах от 0 до 5 мА, от 4 до 20 мА, унифицированного сигнала напряжения постоянного тока в диапазоне от 0 до 10 В, ИК сигнала с термопреобразователей сопротивления (ТС) с номинальными статическими характеристиками преобразования по ГОСТ 6651-2009 и ИК сигнала с термопар по ГОСТ Р 8.585-2001.

– 2-й уровень включает в себя процессорный модуль сбора и обработки данных (CPU) CPU 317-2 PN/DP.

– 3-й уровень представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИБК), состоящий из: серверов сбора и обработки данных, серверов визуализации технологического процесса автоматизированных рабочих мест, устройств сетевой коммуникации.

Принцип действия ИС АСУТП основан на непрерывном измерении входных измерительных сигналов, их обработки, визуализации и выдачи управляющих сигналов.

Первичные измерительные преобразователи (далее – ПИП, не входят в состав ИС АСУТП) преобразуют текущие значения параметров технологических процессов в унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 0 до 5 мА и/или от 4 до 20 мА и/или сигналы напряжения постоянного тока от 0 до 10 В и/или сигналы по ГОСТ 6651-2009 и/или сигналы по ГОСТ Р 8.585-2001.

ИС АСУТП осуществляет прием измерительных сигналов технологических процессов следующим образом:

- аналоговые электрические сигналы от ПИП поступают на входы измерительных модулей аналогового ввода. Модули осуществляет аналого-цифровое преобразование в цифровой код;
- CPU циклически опрашивает модули аналогового ввода, производит сбор и обработку данных в цифровом виде, осуществляет преобразование измеренных значений сигналов в значения физических величин;
- далее информация о значениях физических параметров технологического процесса в неизменном виде поступает на ИВК, где регистрируется в базах данных серверов и отображается на мнемосхемах, гистограммах и трендах в единицах физических величин.

ИС АСУТП обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматизированное измерение, регистрация, обработка, контроль, хранение и отображение параметров технологического процесса;
- предупредительная и аварийная сигнализация при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;
- управление технологическим процессом в реальном масштабе времени;
- самодиагностика;
- автоматическое составление отчетов и рабочих (режимных) листов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров;
- ведение журнала событий технических и программных средств;
- обеспечение единого времени компонентов системы.

ИК ИС АСУТП имеют простую структуру, которая позволяет реализовать прямой метод измерений путем последовательных измерительных преобразований. Структурная схема ИС АСУТП приведена на рисунке 1.

Все компоненты ИС АСУТП размещаются в специализированных запираемых шкафах, размещенных в специальных помещениях, имеющие ограничение доступа.

Пломбирование ИС АСУТП не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

ИС работает под управлением программного обеспечения (ПО) состоящего из следующих компонентов:

- SIMATIC WinCC 7 и разработанного на его основе программного проекта автоматизации WinCC «TG6». ПО SCADA (метрологически значимая часть ПО ИС) выполняет функцию отображения результатов измерений технологических параметров, сообщений, мнемосхем, основных параметров технологического процесса, сигналов сигнализации, а также передачи управляющих воздействий от оператора;

- STEP7 v. 5.5 и разработанного на его основе программного проекта автоматизации PLC «TG6». ПО контроллеров SIMATIC S7-300 (метрологически значимая часть ПО ИС) осуществляет автоматизированный сбор, передачу, обработку измерительной информации, обеспечивает работу блокировок, предупредительной и аварийной сигнализации.

Защита от несанкционированного изменения параметров настроек измерительных каналов, алгоритмов измерений, преобразования и вычисления параметров метрологически значимой части ПО обеспечивается системой паролирования доступа к интерфейсу ПО. Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 1.

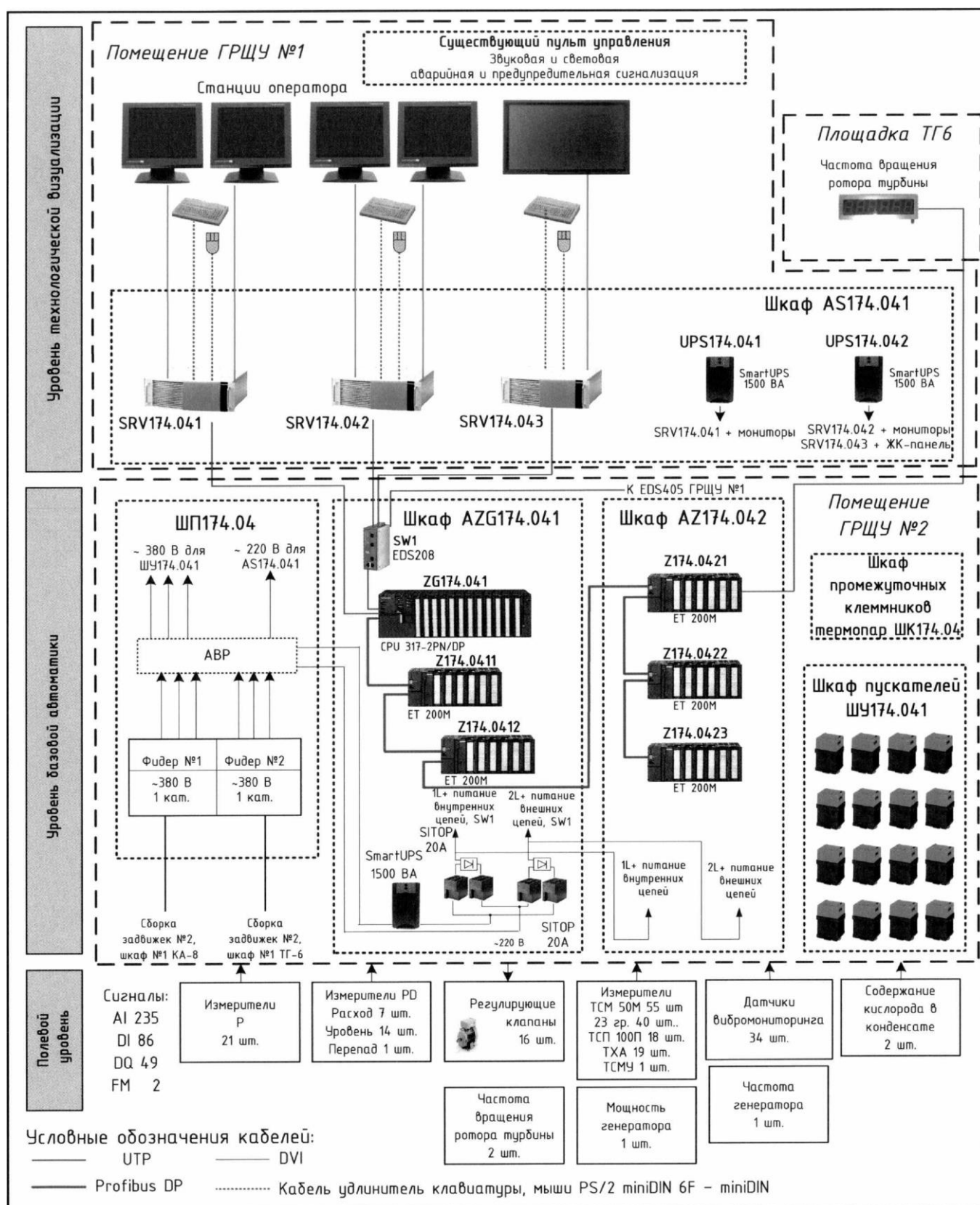


Рисунок 1 - Структурная схема ИС АСУТП

Таблица 1– Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Проект контроллера PLC: «TG6» Проект WinCC подсистемы визуализации: «TG6»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	—
Цифровой идентификатор ПО	Для файла конфигурации проекта PLC «TG6»: \TG6_Real\ombstx\offline\00000001\BAUSTEIN.DBT 5a335ee77dbf92445342f392d20a6477 \TG6_Real\ombstx\offline\00000001\SUBBLK.DBT ccc56065eb119ba7ce1db8a1e5139431 Для файла конфигурации проекта WinCC «TG6»: \TG6\TG6.mcp 6df6204200dfe952cf93219ca4068a63 \TG6\TG6.mdf aa5404f24848794010c57ec384f8fd56
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО контроллера. Уровень защиты ПО контроллера и ПО ИВК от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по классификации Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблице 2, технические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики измерительных каналов

Измеряемые физические величины	Тип сигнала	Модуль ввода	Контроллер	Пределы допускаемой абсолютной погрешности
Осовой сдвиг ротора турбины, прогиб ротора турбины, относительное расширение ротора, тепловое расширение, виброскорость технологических частей оборудования, частота генератора, положение клапана, положение сервомотора, положение синхронизатора, положение РДПО, положение РТПО, давление жидкости и газообразных сред, перепад давления "масло-водород", разрежение в конденсаторе, расход жидкости и газообразных сред, уровень жидкости, активная и реактивная мощность генератора, температура воздуха	AI, от 4 до 20 мА	6ES7 331-7KF02-0AB0 пер. № 66213-16	Simatic S7-300 6ES7317-2EK14-0AB0	$\pm \left(\frac{0,7}{100} \cdot (X_{max} - X_{min}) \right)^*$
Содержание кислорода	AI, от 0 до 5 мА	6ES7 331-7KF02-0AB0 пер. № 66213-16	Simatic S7-300 6ES7317-2EK14-0AB0	$\pm \left(\frac{0,7}{100} \cdot (X_{max} - X_{min}) \right)^*$
Ток конденсатного насоса	AI, от 0 до 10 В	6ES7 331-7KF02-0AB0 пер. № 66213-16	Simatic S7-300 6ES7317-2EK14-0AB0	$\pm \left(\frac{0,8}{100} \cdot (X_{max} - X_{min}) \right)^*$
Температура газообразных сред и технологических частей оборудования	AI, по ГОСТ Р 8.585-2001	6ES7 331-7KF02-0AB0 пер. № 66213-16	Simatic S7-300 6ES7317-2EK14-0AB0	$\pm 1,1$ °C
Температура воздуха, жидкости, газообразных сред и технологических частей оборудования	AI, по ГОСТ 6651-2009	6ES7 331-7PF01-0AB0 пер. № 66213-16	Simatic S7-300 6ES7317-2EK14-0AB0	$\pm 1,0$ °C
Примечание- Xmax и Xmin - максимальное и минимальное значение диапазона измеряемой физической величины; * - абсолютная погрешность в единице измерения, соответствующая измеряемой физической величине.				

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС АСУТП

Наименования характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц – напряжение постоянного тока, В	220±22 50±0,4 24±2,4
Параметры сигналов с измерительных преобразователей: – электрический ток (по ГОСТ 26.011-80), мА – напряжение постоянного тока (по ГОСТ 26.011-80), В – сигналы с ТС – сигналы термопар	от 4 до 20; от 0 до 5 от 0 до 10 по ГОСТ 6651-2009 по ГОСТ Р 8.585-2001
Климатические условия эксплуатации	определены документацией компонентов
Надежность применяемых в ИС АСУТП компонентов	определены документацией компонентов
Средний срок службы, лет, не менее	8

ПО ИС АСУТП поддерживает синхронизацию с сервером точного времени, обеспечивая привязку времени полученных данных к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC (SU) с погрешностью в пределах ± 3 с.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Модуль аналогового ввода	6ES7 331-7KF02-0AB0	20 шт.
Модуль аналогового ввода	6ES7 331-7PF01-0AB0	16 шт.
Контроллер программируемый	SIMATIC S7-300 CPU317-2PN/DP	1 шт.
Компьютер промышленного исполнения	SRV174.041, SRV174.042, SRV174.043	3 шт.
Западно-Сибирская ТЭЦ-филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК» Котельный цех. Турбинный цех Замена оборудования АСУТП и КИП Котлоагрегатов №6-8, турбогенераторов № 6-7 и РОУ, ПДУ 1-й очереди. Подсистема «АСУТП ТУРБОГЕНЕРАТОРА № 6». Подсистема «АСУТП ТУРБОГЕНЕРАТОРА № 4». Руководство пользователя	РИЦ174.04-ИЭ	1 экз.
Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом турбогенератора № 6 «Западно-Сибирская ТЭЦ-филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК». Паспорт	РИЦ174-2021.ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

отсутствуют.

Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе измерительной автоматизированной системы управления технологическим процессом турбогенератора № 6 «Западно-Сибирская ТЭЦ-филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК».

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат» (АО «ЕВРАЗ ЗСМК»)

ИНН 4218000951

Адрес: 654043, Россия, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, шоссе Космическое, 16

Телефон: (3843) 59-59-00

E-mail: zsmk@evraz.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области - Кузбассе» (ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

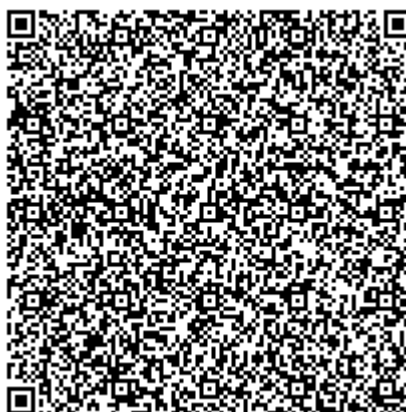
Адрес: 654032, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Народная, д. 49

Юридический адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Телефон: (3843) 36-41-41

E-mail: info@nf.kuzcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Кузбасский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312319 от 21.11.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83983-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счётчики воды ультразвуковые PROTO

Назначение средства измерений

Счётчики воды ультразвуковые PROTO (далее также – счётчики) предназначены для измерений объёма холодной питьевой или чистой технической и горячей воды. Счётчики предназначены для применения в системах хозяйственно-питьевого водоснабжения индивидуальных жилых домов, квартир и других объектов жилищно-коммунального хозяйства.

Описание средства измерений

Принцип действия счётчиков основан на измерении времени прохождения ультразвукового сигнала через измеряемую среду (воду) в прямом и обратном направлениях, возникающая при этом разность времени прохождения, пропорциональная скорости движения измеряемой среды, преобразуется в значение объёма, которое отображается на жидкокристаллическом индикаторе (далее также – ЖКИ) и передается по радиоканалу на базовую станцию или иное оборудование.

Конструктивно счётчики состоят из пластикового корпуса и трубки с ультразвуковыми датчиками. В корпусе размещён электронный модуль, включающий в себя: модуль обработки данных, радиомодуль, встроенный источник питания. На лицевой панели пластикового корпуса расположен ЖКИ, светодиодный индикатор и механическая кнопка. Цвет лицевой панели счётчиков может быть любым и регламентируется условиями договора.

Горизонтальное или вертикальное расположение не влияет на измерительные способности счётчиков.

В соответствии с принципом действия счётчики обеспечивают выполнение следующих функций:

- хранение данных об объёме воды, прошедшем через счётчики в прямом направлении с нарастающим итогом;
- регистрация и индикация обратного потока воды;
- вывод информации из подменю на ЖКИ;
- вывод информации системы встроенного контроля на устройство индикации;
- передача данных по радиоканалу с интервалом не реже 1 раз в сутки, не чаще 1 раза в 5 минут.

Показания счётчиков сохраняются в энергонезависимой памяти не реже одного раза в сутки, непосредственно перед передачей по радиоканалу.

Счётчики выпускаются в исполнениях, отличающихся технологией передачи данных, температурным исполнением, соотношением расходов, а также номинальным объёмным расходом Q_n .

Структура условного обозначения исполнений счётчиков:

Счётчик воды ультразвуковой PROTO X

X – индекс, обозначающий технологию передачи данных и принимающий значения:

IoT – технология NB-IoT;

Fi – технология NB-Fi;

LR – технология LoRaWAN;

SF – технология SigFox;

G – технология GSM/LTE.

Допускается указывать несколько технологий передачи данных одновременно, при этом индексы должны разделяться при помощи точки.

Температурное исполнение, соотношение расходов, а также Q_n указываются на лицевой панели счётчиков.

Серийный номер наносится на лицевую панель счётчиков любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид счётчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки) представлен на рисунке 1. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба с нанесением знака поверки.



Рисунок 1 - Общий вид счётчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки)

Программное обеспечение

Счётчики имеют встроенное программное обеспечение (далее также – ПО), устанавливаемое в энергонезависимую память при изготовлении. Встроенное ПО счётчиков разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. К метрологически значимой части относятся программные модули, выполняющие функции сбора, передачи, обработки и представления измерительной информации. К метрологически незначимой части относятся программные модули меню, формата отображения данных, структуры коммуникационного протокола.

Конструкция счётчиков исключает возможность несанкционированного влияния на встроенное ПО и измерительную информацию.

Метрологические характеристики счётчиков нормированы с учётом влияния встроенного ПО.

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

Идентификационные данные встроенного ПО счётчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	Wtr
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	01.01.02
Цифровой идентификатор ПО	4b380E

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики для счётчиков с номинальным объёмным расходом Q_n равным 1,6 м³/ч

Наименование характеристики	Значение		
Соотношение расходов ($Q_n/Q_{\text{наим}}$)	R100	R125	R160
Минимальный объёмный расход $Q_{\text{наим}}$, м³/ч	0,016	0,013	0,010
Переходной объёмный расход Q_p , м³/ч	0,026	0,020	0,016
Номинальный объёмный расход Q_n , м³/ч	1,600		
Максимальный объёмный расход $Q_{\text{наиб}}$, м³/ч	2,000		
Порог чувствительности, м³/ч, не более	0,003		

Таблица 3 – Метрологические характеристики для счётчиков с номинальным объёмным расходом Q_n равным 2,5 м³/ч

Наименование характеристики	Значение				
Соотношение расходов ($Q_n/Q_{\text{наим}}$)	R100	R125	R160	R200	R250
Минимальный объёмный расход $Q_{\text{наим}}$, м³/ч	0,025	0,020	0,016	0,013	0,010
Переходной объёмный расход Q_p , м³/ч	0,040	0,032	0,025	0,020	0,016
Номинальный объёмный расход Q_n , м³/ч	2,500				
Максимальный объёмный расход $Q_{\text{наиб}}$, м³/ч	3,125				
Порог чувствительности, м³/ч, не более	0,003				

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объёма, %:	
- в диапазоне расходов $Q_{\text{наим}} \leq Q < Q_{\text{п}}$ (при температуре измеряемой среды от +5 до +90 °С)	±5
- в диапазоне расходов $Q_{\text{п}} \leq Q \leq Q_{\text{макс}}$ (при температуре измеряемой среды от +5 до +30 °С включ.)	±2
- в диапазоне расходов $Q_{\text{п}} \leq Q \leq Q_{\text{макс}}$ (при температуре измеряемой среды св. +30 до +90 °С)	±3
Единица младшего разряда счётного устройства, м³:	
- в рабочем режиме	0,1
- в режиме поверки	0,00001

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальный диаметр	DN 15
Давление измеряемой среды, МПа, не более	1,6
Потеря давления при $Q_{\text{наиб}}$, МПа, не более:	
- для счётчика с $Q_{\text{н}}$ 1,6 м³/ч	0,016
- для счётчика с $Q_{\text{н}}$ 2,5 м³/ч	0,040
Диапазоны температуры измеряемой среды, °С:	
- для температурного исполнения Т30	от +5 до +30
- для температурного исполнения Т50	от +5 до +50
- для температурного исполнения Т70	от +5 до +70
- для температурного исполнения Т90	от +5 до +90
Измеряемая среда	Вода питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения по СанПиН 2.1.3684-21
Рабочее положение счётчиков	Горизонтальное и вертикальное
Ёмкость счётного механизма, м³:	
- в рабочем режиме	99999,9
- в режиме поверки	9,99999
Напряжение питания от встроенного источника постоянного тока, В	3,6
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более	85×110×96
Масса, кг, не более	0,4
Рабочие условия измерений:	
- температура окружающей среды, °С	от +5 до +50
- относительная влажность (при температуре окружающей среды +40 °С), %, не более	93
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой, по ГОСТ 14254-2015	IP67
Средняя наработка на отказ, ч	150000
Средний срок службы, лет	12

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом и на лицевую панель счётчиков любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счётчик воды ультразвуковой PROTO*	-	1 шт.
Паспорт	05967669.53.46.0001.222.00 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации**	05967669.53.46.0001.222.00 РЭ	1 экз.
Упаковка (индивидуальная)***	-	1 шт.
* По согласованию с заказчиком в комплектность дополнительно может быть включен монтажный комплект. ** Предоставляется по запросу. Допускается поставка одного руководства на партию счётчиков. *** По требованию заказчика допускается отгрузка счётчиков в транспортной таре.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счётчикам воды ультразвуковым PROTO

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 года № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости.

ТУ 26.51.52.004-05967669-2021 «Счётчики воды ультразвуковые PROTO. Технические условия»

Изготовитель

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

Адрес деятельности: 142402, Московская обл., г. Ногинск, ул. Ильича, промплощадка № 1, часть стр. 2, пом. 1

Место нахождения и адрес юридического лица: 105120, г. Москва, вн. тер.г. муниципальный округ Басманный, ул. Нижняя Сыромятническая, д. 10, стр. 9, помещ. II, ком. 29

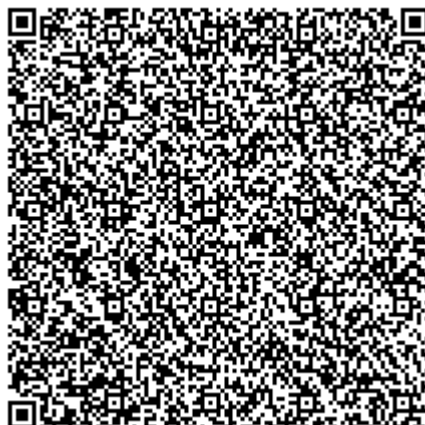
ИНН 9717049976

Испытательный центр

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

Место нахождения и адрес юридического лица: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д.2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1 (далее – трансформаторы) предназначены для применения в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц с номинальными напряжениями 110 кВ с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов заключается в преобразовании напряжения промышленной частоты в напряжение для измерения, а также обеспечения гальванического разделения измерительных приборов от цепи высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения состоят из магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичных и вторичной обмоток с высоковольтной изоляцией, конструктивных вспомогательных деталей, соединяющих части трансформаторов в единую конструкцию. Активная часть трансформаторов находится в изоляционной крышке, заполненной трансформаторным маслом и установленной на основание.

Общий вид трансформаторов напряжения и места пломбирования представлены на рисунке 1.

Знак поверки наносится на крышку клеммной коробки или на свидетельство о поверке.

Заводской номер трансформатора наносится на самоклеящуюся информационную табличку (шилด์) на корпусе.

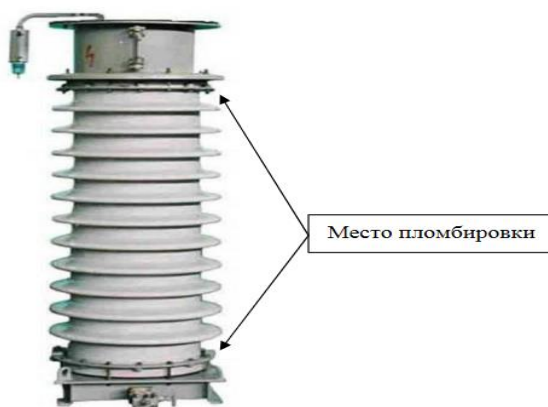


Рисунок 1 – Общий вид трансформатора напряжения и места пломбирования

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Характеристика	Значение
Модификация трансформатора	НКФ-110-57 У1
Заводской номер	25 541, 17 102, 24 613
Класс напряжения, кВ	110
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	110/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки, кВ:	
- основной	0,1/ $\sqrt{3}$
- дополнительной	0,1/3
- основной	0,5
- дополнительной №1	1
- дополнительной №2	3Р
Номинальная мощность вторичной обмотки, В·А:	
- основной	400
- дополнительной №1	600
- дополнительной №2	1200
Предельная мощность вторичных обмоток, В·А	2000
Номинальная частота, Гц	50
Габаритные размеры, мм, не более	630×630×2080
Масса, кг, не более	770

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	от -45 да +40
- температура окружающей среды, °С	

Знак утверждения типа

наносится на паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57У1	3 шт.
Трансформатор напряжения НКФ 110-57У1. Паспорт	-	3 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

указаны в паспорте в разделе 2 «Общие сведения».

Нормативные документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения серии НКФ

ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

Изготовитель

Коммандитное общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры»
(КО «ЗЗВА»), Украина
Адрес: Украина, 69069, Запорожье, Днепропетровское шоссе, 13
Тел.: + 38 (061) 220-63-19
E-mail: office@zva.zp.ua
Web-сайт: www.zva.zp.ua

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7(495) 437-55-77
Факс: +7(495) 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru
Web-сайт: www.vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83985-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-92

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-92 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

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

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера на величину более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-92.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях (±δ), %
1	ВРУ-1 0,4 кВ ТК-92 Лента, Ввод 1 0,4 кВ	ТТЕ-100 Кл.т. 0,5S 1600/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP Pro- Liant DL160 Gen10	Актив- ная	1,0	3,3
2	ВРУ-1 0,4 кВ ТК-92 Лента, Ввод 2 0,4 кВ	ТТЕ-100 Кл.т. 0,5S 1600/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Реак- тивная	2,1	5,6
							Актив- ная	1,0	3,3
3	ВРУ-2 0,4 кВ ТК-92 Лента, Ввод 3 0,4 кВ	ТТЕ-100 Кл.т. 0,5S 1200/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Реак- тивная	2,1	5,6
					Актив- ная	1,0	3,3		
4	ВРУ-2 0,4 кВ ТК-92 Лента, Ввод 4 0,4 кВ	ТТЕ-100 Кл.т. 0,5S 1200/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	Реак- тивная	2,1	5,6		
					Актив- ная	1,0	3,3		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	4
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 30 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
 - параметрирования;
 - коррекции времени в счетчиках;
 - формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - пропадания питания;
 - коррекции времени в счетчиках и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиками;
 - замены счетчика;
 - полученные с уровня ИИК «Журналы событий».

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-100	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	4
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL160 Gen10	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.014	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-92», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-92

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 «Лента» (ООО «Лента»)

ИНН 7814148471

Адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, литера Б

Телефон (факс): (812) 380-61-31

Web-сайт: lenta.com

E-mail: info@lenta.com

Испытательный центр

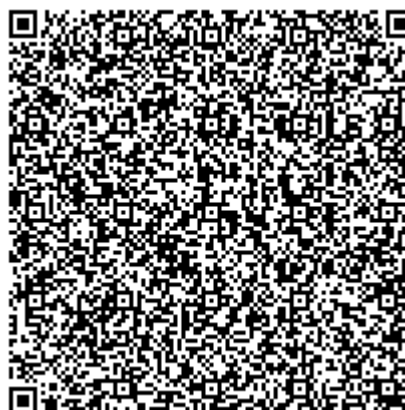
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83986-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом в роликовой печи № 3 АО «ЕВРАЗ ЗСМК»

Назначение средства измерения

Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом в роликовой печи № 3 АО «ЕВРАЗ ЗСМК» (далее - ИС АСУТП) предназначена для измерений объемного расхода газа и воздуха, давления газа и воздуха, температуры газа и воздуха, разрежения газа, влажности газа, контроля технологических параметров, их отображения и хранения, диагностики состояния оборудования, формирования сигналов управления и регулирования, формирования сигналов предупредительной и аварийной сигнализации.

Описание средства измерений

ИС АСУТП является средством измерений единичного производства.

ИС АСУТП представляет собой многофункциональную трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

– 1-й уровень включает в себя измерительные модули ввода 6ES7 331-7KF02-0AB0 из состава контроллера программируемого (PLC) Simatic S7-300, образующие измерительные каналы (ИК). По типу входного сигнала ИК разделяют на ИК измерения унифицированного сигнала постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА и ИК сигнала с термопар по ГОСТ Р 8.585-2001.

– 2-й уровень включает в себя процессорные модули сбора и обработки данных (CPU) CPU315- 2PN/DP.

– 3-й уровень представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИБК), состоящий из: серверов сбора и обработки данных, серверов визуализации технологического процесса автоматизированных рабочих мест, устройств сетевой коммуникации.

Принцип действия ИС АСУТП основан на непрерывном измерении унифицированных сигналов 4-20 мА и сигналов с термопар, их обработки, визуализации и выдачи управляющих сигналов.

Первичные измерительные преобразователи (далее – ПИП, не входят в состав ИС АСУТП) преобразуют текущие значения параметров технологических процессов в унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА и/или сигналы по ГОСТ Р 8.585-2001.

ИС АСУТП осуществляет прием измерительных сигналов технологического процесса следующим образом:

– аналоговые электрические сигналы от ПИП поступают на входы измерительных модулей аналогового ввода. Модули осуществляет аналого-цифровое преобразование в цифровой код;

– CPU циклически опрашивает модули аналогового ввода, производит сбор и обработку данных в цифровом виде, осуществляет преобразование измеренных значений сигналов в значения физических величин;

– далее информация о значениях физических параметров технологического процесса в неизменном виде поступает на ИВК, где регистрируется в базах данных серверов и отображается на мнемосхемах, гистограммах и трендах в единицах физических величин.

ИС АСУТП обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматизированное измерение, регистрация, обработка, контроль, хранение и отображение параметров технологического процесса;
- предупредительная и аварийная сигнализация при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;
- управление технологическим процессом в реальном масштабе времени;
- самодиагностика;
- автоматическое составление отчетов и рабочих (режимных) листов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров;
- ведение журнала событий технических и программных средств;
- обеспечение единого времени компонентов системы.

ИК ИС АСУТП имеют простую структуру, которая позволяет реализовать прямой метод измерений путем последовательных измерительных преобразований. Структурная схема ИС АСУТП приведена на рисунке 1.

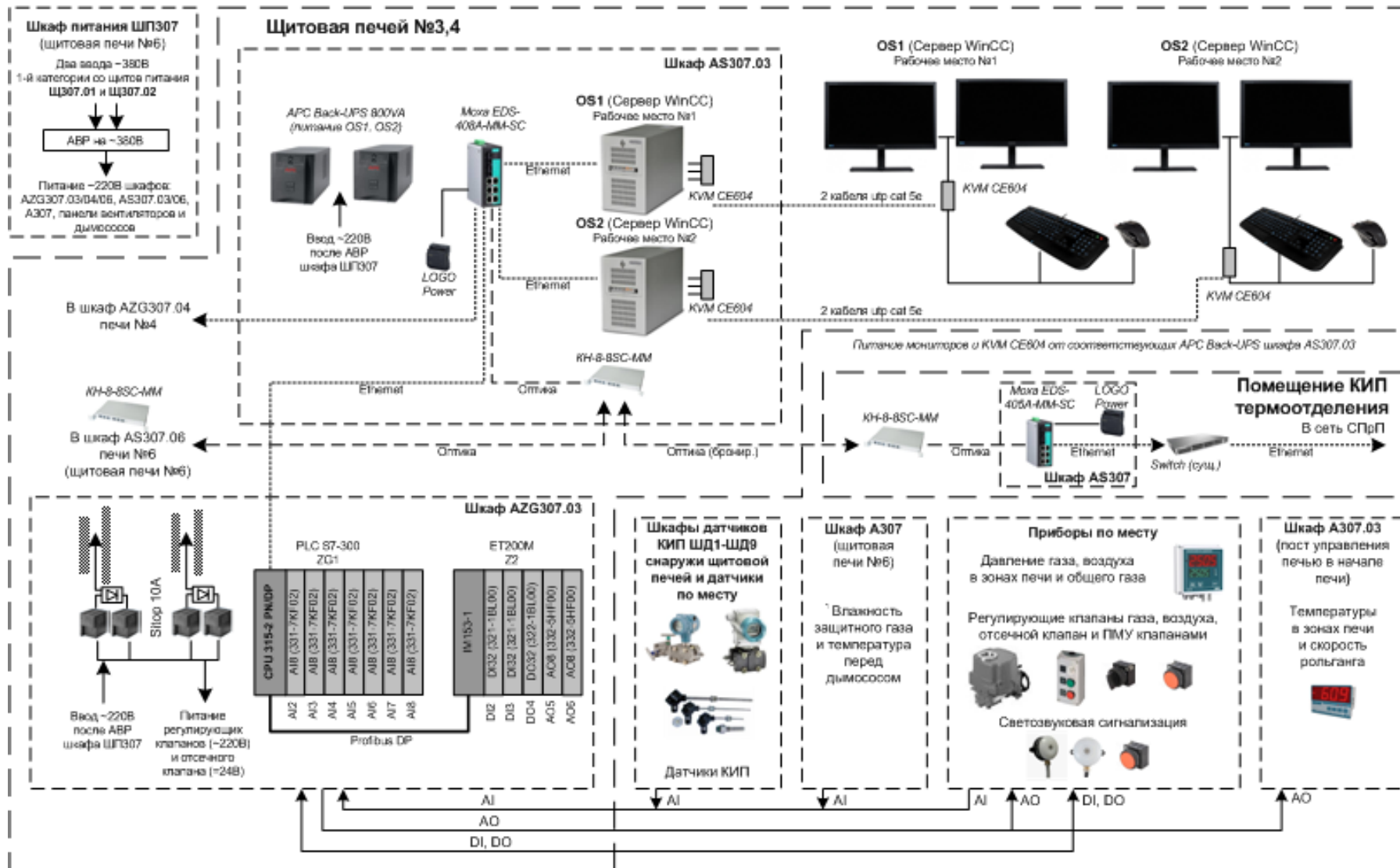


Рисунок 1 - Структурная схема ИС АСУТП

Все компоненты ИС АСУТП размещаются в специализированных запираемых шкафах, размещенных в специальных помещениях, имеющие ограничение доступа.

Пломбирование ИС АСУТП не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

ИС работает под управлением программного обеспечения (ПО) состоящего из следующих компонентов:

- Simatic WinCC 7 и разработанного на его основе программного проекта автоматизации «Roller_Pechi». ПО SCADA (метрологически значимая часть ПО ИС) выполняет функцию отображения результатов измерений технологических параметров, сообщений, мнемосхем, основных параметров технологического процесса, сигналов сигнализации, а также передачи управляющих воздействий от оператора;

- STEP7 v. 5 и разработанного на его основе программного проекта автоматизации «Rolik_pec3». ПО контроллера Simatic S7-300 (метрологически значимая часть ПО ИС) осуществляет автоматизированный сбор, передачу, обработку измерительной информации, обеспечивает работу блокировок, предупредительной и аварийной сигнализации.

Защита от несанкционированного изменения параметров настроек измерительных каналов, алгоритмов измерений, преобразования и вычисления параметров метрологически значимой части ПО обеспечивается системой паролирования доступа к интерфейсу ПО. Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 1.

Таблица 1– Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Проект контроллера PLC: «Rolik_pec3» Проект WinCC подсистемы визуализации: «Roller_Pechi»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	—
Цифровой идентификатор ПО	Для файла конфигурации проекта PLC «Rolik_pec3»: Rolik_pec3\ombstx\offline\00000001\BAUSTEIN.DBT 667c2bc8699733b6ce20e246cc0fb9f5 Rolik_pec3\ombstx\offline\00000001\SUBBLK.DBT a40e02e2e64974fe3978690c6873e72d Для файла конфигурации проекта WinCC «Roller_Pechi»: Roller_Pechi\Roller_Pechi.mcp 12171660e5769bac2df8bdcf2be1fa5b Roller_Pechi\Roller_Pechi.mdf 0f463a7ff98c12d470a9818ed483100a
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО контроллера. Уровень защиты ПО контроллера и ПО ИВК от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по классификации Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблице 2, технические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики измерительных каналов

Измеряемые физические величины	Тип сигнала	Модуль ввода	Контроллер	Пределы допускаемой абсолютной погрешности
Объемный расход газа и воздуха, давление газа и воздуха, температура газа и воздуха, разрежение газа, влажность газа	AI, от 4 до 20 мА	6ES7 331-7KF02-0AB0 рег. № 15772-11	Simatic S7-300 CPU315-2PN/DP, рег. № 15772-11	$\pm \left(\frac{0,7}{100}\right) \cdot (X_{max} - X_{min})^*$
Температура газа	AI, по ГОСТ Р 8.585-2001	6ES7 331-7KF02-0AB0 рег. № 15772-11	Simatic S7-300 CPU315-2PN/DP, рег. № 15772-11	$\pm \left(\frac{1,1}{100}\right) \cdot (X_{max} - X_{min})^*$
Примечание- X _{max} и X _{min} - максимальное и минимальное значение диапазона измеряемой физической величины; * - абсолютная погрешность в единице измерения, соответствующая измеряемой физической величине.				

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС АСУТП

Наименования характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц – напряжение постоянного тока, В	220±22 50±0,4 24±2,4
Параметры сигналов с измерительных преобразователей: – электрический ток (по ГОСТ 26.011-80), мА – сигналы термопар	от 4 до 20 по ГОСТ Р 8.585-2001
Климатические условия эксплуатации	определены документацией компонентов
Надежность применяемых в ИС АСУТП компонентов	определены документацией компонентов
Средний срок службы, лет, не менее	8

ПО ИС АСУТП поддерживает синхронизацию с сервером точного времени, обеспечивая привязку времени полученных данных к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC (SU) с погрешностью в пределах ±3 с.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Модуль аналогового ввода	6ES7 331-7KF02-0AB0	6 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Контроллер программируемый	Simatic S7-300 CPU 315- 2PN/DP	1 шт.
Компьютер промышленного исполнения	OS1, OS2	2 шт.
ООО «ЕвразТехника». ОА «ЕВРАЗ ЗСМК». Сталепрокатное производство. Модернизация роликовых печей №3, 4, 6 участка термообработки. Инструкция по эксплуатации для технологического персонала.	РИЦ307.00-ИЭ.01	1 экз.
ООО «ЕвразТехника». ОА «ЕВРАЗ ЗСМК». Сталепрокатное производство. Модернизация роликовых печей №3, 4, 6 участка термообработки. Инструкция по эксплуатации для обслуживающего персонала.	РИЦ307.00-ИЭ.02	1 экз.
ООО «ЕвразТехника». ОА «ЕВРАЗ ЗСМК». Сталепрокатное производство. Модернизация роликовых печей №3, 4, 6 участка термообработки. Описание программного обеспечения.	РИЦ307.00-ПА	1 экз.
ООО «ЕвразТехника». ОА «ЕВРАЗ ЗСМК». Сталепрокатное производство. Модернизация роликовых печей №3, 4, 6 участка термообработки. Описание информационного обеспечения.	РИЦ307.00-П5	1 экз.
Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом в роликовой печи № 3 АО «ЕВРАЗ ЗСМК». Паспорт.	РИЦ307.03-2021.ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
отсутствуют.

Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе измерительной автоматизированной системы управления технологическим процессом в роликовой печи № 3 АО «ЕВРАЗ ЗСМК».

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕвразТехника» (ООО «ЕвразТехника»)
ИНН 7707500530

Адрес: 654043, Россия, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, шоссе Космическое, 16

Юридический адрес: 121353, г. Москва, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: (495) 933-23-58

E-mail: ET@evraz.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области - Кузбассе» (ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

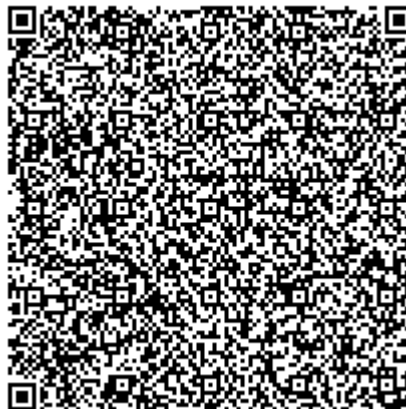
Адрес: 654032, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Народная, д. 49

Юридический адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Телефон: (3843) 36-41-41

E-mail: info@nf.kuzcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Кузбасский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312319 от 21.11.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83987-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом в роликовой печи № 4 АО «ЕВРАЗ ЗСМК»

Назначение средства измерения

Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом в роликовой печи № 4 АО «ЕВРАЗ ЗСМК» (далее - ИС АСУТП) предназначена для измерений объемного расхода газа и воздуха, давления газа и воздуха, температуры газа и воздуха, разрежения газа, влажности газа, контроля технологических параметров, их отображения и хранения, диагностики состояния оборудования, формирования сигналов управления и регулирования, формирования сигналов предупредительной и аварийной сигнализации.

Описание средства измерений

ИС АСУТП является средством измерений единичного производства.

ИС АСУТП представляет собой многофункциональную трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

– 1-й уровень включает в себя измерительные модули ввода 6ES7 331-7KF02-0AB0 из состава контроллера программируемого (PLC) Simatic S7-300, образующие измерительные каналы (ИК). По типу входного сигнала ИК разделяют на ИК измерения унифицированного сигнала постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА и ИК сигнала с термопар по ГОСТ Р 8.585-2001.

– 2-й уровень включает в себя процессорные модули сбора и обработки данных (CPU) CPU315- 2PN/DP.

– 3-й уровень представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИБК), состоящий из: серверов сбора и обработки данных, серверов визуализации технологического процесса автоматизированных рабочих мест, устройств сетевой коммуникации.

Принцип действия ИС АСУТП основан на непрерывном измерении унифицированных сигналов 4-20 мА и сигналов с термопар, их обработки, визуализации и выдачи управляющих сигналов.

Первичные измерительные преобразователи (далее – ПИП, не входят в состав ИС АСУТП) преобразуют текущие значения параметров технологических процессов в унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА и/или сигналы по ГОСТ Р 8.585-2001.

ИС АСУТП осуществляет прием измерительных сигналов технологического процесса следующим образом:

– аналоговые электрические сигналы от ПИП поступают на входы измерительных модулей аналогового ввода. Модули осуществляет аналого-цифровое преобразование в цифровой код;

– CPU циклически опрашивает модули аналогового ввода, производит сбор и обработку данных в цифровом виде, осуществляет преобразование измеренных значений сигналов в значения физических величин;

– далее информация о значениях физических параметров технологического процесса в неизменном виде поступает на ИВК, где регистрируется в базах данных серверов и отображается на мнемосхемах, гистограммах и трендах в единицах физических величин.

ИС АСУТП обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматизированное измерение, регистрация, обработка, контроль, хранение и отображение параметров технологического процесса;
- предупредительная и аварийная сигнализация при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;
- управление технологическим процессом в реальном масштабе времени;
- самодиагностика;
- автоматическое составление отчетов и рабочих (режимных) листов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров;
- ведение журнала событий технических и программных средств;
- обеспечение единого времени компонентов системы.

ИК ИС АСУТП имеют простую структуру, которая позволяет реализовать прямой метод измерений путем последовательных измерительных преобразований. Структурная схема ИС АСУТП приведена на рисунке 1.

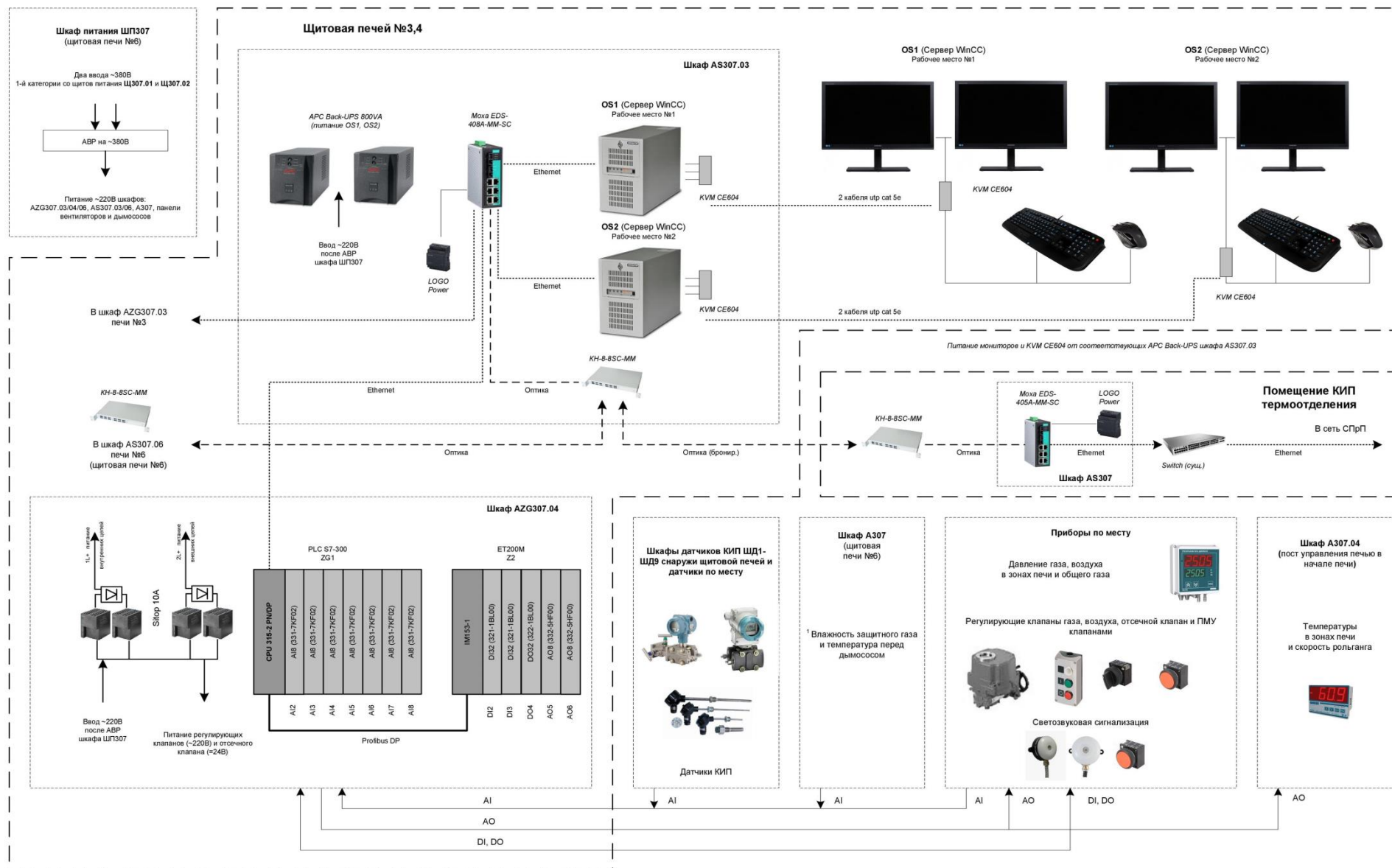


Рисунок 1 - Структурная схема ИС АСУТП

Все компоненты ИС АСУТП размещаются в специализированных запираемых шкафах, размещенных в специальных помещениях, имеющие ограничение доступа.

Пломбирование ИС АСУТП не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

ИС работает под управлением программного обеспечения (ПО) состоящего из следующих компонентов:

- Simatic WinCC 7 и разработанного на его основе программного проекта автоматизации «Roller_Pechi». ПО SCADA (метрологически значимая часть ПО ИС) выполняет функцию отображения результатов измерений технологических параметров, сообщений, мнемосхем, основных параметров технологического процесса, сигналов сигнализации, а также передачи управляющих воздействий от оператора;

- STEP7 v. 5 и разработанного на его основе программного проекта автоматизации «Rolik_pec4». ПО контроллера Simatic S7-300 (метрологически значимая часть ПО ИС) осуществляет автоматизированный сбор, передачу, обработку измерительной информации, обеспечивает работу блокировок, предупредительной и аварийной сигнализации.

Защита от несанкционированного изменения параметров настроек измерительных каналов, алгоритмов измерений, преобразования и вычисления параметров метрологически значимой части ПО обеспечивается системой паролирования доступа к интерфейсу ПО. Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 1.

Таблица 1– Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Проект контроллера PLC: «Rolik_pec4» Проект WinCC подсистемы визуализации: «Roller_Pechi»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	—
Цифровой идентификатор ПО	Для файла конфигурации проекта PLC «Rolik_pec4»: Rolik_pec4\ombstx\offline\00000001\BAUSTEIN.DBT 3bf21b7c777adcb1fc6354cd48878fac Rolik_pec4\ombstx\offline\00000001\SUBBLK.DBT f9e18fa2ea148e6ad0385fee18b0a537 Для файла конфигурации проекта WinCC «Roller_Pechi»: Roller_Pechi\Roller_Pechi.mcp 12171660e5769bac2df8bdcf2be1fa5b Roller_Pechi\Roller_Pechi.mdf 0f463a7ff98c12d470a9818ed483100a
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО контроллера. Уровень защиты ПО контроллера и ПО ИВК от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по классификации Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблице 2, технические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики измерительных каналов

Измеряемые физические величины	Тип сигнала	Модуль ввода	Контроллер	Пределы допускаемой абсолютной погрешности
Объемный расход газа и воздуха, давление газа и воздуха, температура газа и воздуха, разрежение газа, влажность газа	AI, от 4 до 20 мА	6ES7 331-7KF02-0AB0 рег. № 15772-11	Simatic S7-300 CPU315-2PN/DP, рег. № 15772-11	$\pm \left(\frac{0,7}{100}\right) \cdot (X_{max} - X_{min})^*$
Температура газа	AI, по ГОСТ Р 8.585-2001	6ES7 331-7KF02-0AB0 рег. № 15772-11	Simatic S7-300 CPU315-2PN/DP, рег. № 15772-11	$\pm \left(\frac{1,1}{100}\right) \cdot (X_{max} - X_{min})^*$
Примечание- X _{max} и X _{min} - максимальное и минимальное значение диапазона измеряемой физической величины; * - абсолютная погрешность в единице измерения, соответствующая измеряемой физической величине.				

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС АСУТП

Наименования характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц – напряжение постоянного тока, В	220±22 50±0,4 24±2,4
Параметры сигналов с измерительных преобразователей: – электрический ток (по ГОСТ 26.011-80), мА – сигналы термопар	от 4 до 20 по ГОСТ Р 8.585-2001
Климатические условия эксплуатации	определены документацией компонентов
Надежность применяемых в ИС АСУТП компонентов	определены документацией компонентов
Средний срок службы, лет, не менее	8

ПО ИС АСУТП поддерживает синхронизацию с сервером точного времени, обеспечивая привязку времени полученных данных к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC (SU) с погрешностью в пределах ±3 с.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Модуль аналогового ввода	6ES7 331-7KF02-0AB0	6 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Контроллер программируемый	Simatic S7-300 CPU 315- 2PN/DP	1 шт.
Компьютер промышленного исполнения	OS1, OS2	2 шт.
ООО «ЕвразТехника». ОА «ЕВРАЗ ЗСМК». Сталепрокатное производство. Модернизация роликовых печей №3, 4, 6 участка термообработки. Инструкция по эксплуатации для технологического персонала.	РИЦ307.00-ИЭ.01	1 экз.
ООО «ЕвразТехника». ОА «ЕВРАЗ ЗСМК». Сталепрокатное производство. Модернизация роликовых печей №3, 4, 6 участка термообработки. Инструкция по эксплуатации для обслуживающего персонала.	РИЦ307.00-ИЭ.02	1 экз.
ООО «ЕвразТехника». ОА «ЕВРАЗ ЗСМК». Сталепрокатное производство. Модернизация роликовых печей №3, 4, 6 участка термообработки. Описание программного обеспечения.	РИЦ307.00-ПА	1 экз.
ООО «ЕвразТехника». ОА «ЕВРАЗ ЗСМК». Сталепрокатное производство. Модернизация роликовых печей №3, 4, 6 участка термообработки. Описание информационного обеспечения.	РИЦ307.00-П5	1 экз.
Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом в роликовой печи № 4 АО «ЕВРАЗ ЗСМК». Паспорт.	РИЦ307.04-2021.ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
отсутствуют.

Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе измерительной автоматизированной системы управления технологическим процессом в роликовой печи № 4 АО «ЕВРАЗ ЗСМК».

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕвразТехника» (ООО «ЕвразТехника»)
ИНН 7707500530

Адрес: 654043, Россия, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, шоссе Космическое, 16

Юридический адрес: 121353, г. Москва, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: (495) 933-23-58

E-mail: ET@evraz.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области - Кузбассе» (ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

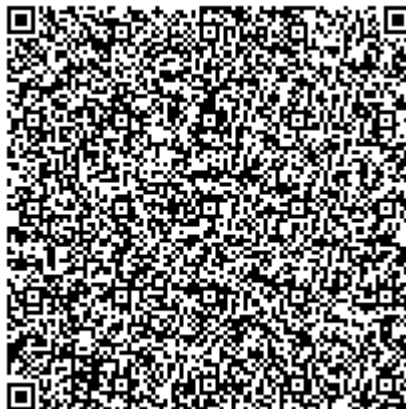
Адрес: 654032, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Народная, д. 49

Юридический адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Телефон: (3843) 36-41-41

E-mail: info@nf.kuzcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Кузбасский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312319 от 21.11.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83988-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом в роликовой печи № 6 АО «ЕВРАЗ ЗСМК»

Назначение средства измерения

Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом в роликовой печи № 6 АО «ЕВРАЗ ЗСМК» (далее - ИС АСУТП) предназначена для измерений объемного расхода газа и воздуха, давления газа и воздуха, температуры газа и воздуха, разрежения газа, влажности газа, контроля технологических параметров, их отображения и хранения, диагностики состояния оборудования, формирования сигналов управления и регулирования, формирования сигналов предупредительной и аварийной сигнализации.

Описание средства измерений

ИС АСУТП является средством измерений единичного производства.

ИС АСУТП представляет собой многофункциональную трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

– 1-й уровень включает в себя измерительные модули ввода 6ES7 331-7KF02-0AB0 из состава контроллера программируемого (PLC) Simatic S7-300, образующие измерительные каналы (ИК). По типу входного сигнала ИК разделяют на ИК измерения унифицированного сигнала постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА и ИК сигнала с термопар по ГОСТ Р 8.585-2001.

– 2-й уровень включает в себя процессорные модули сбора и обработки данных (CPU) CPU315- 2PN/DP.

– 3-й уровень представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), состоящий из: серверов сбора и обработки данных, серверов визуализации технологического процесса автоматизированных рабочих мест, устройств сетевой коммуникации.

Принцип действия ИС АСУТП основан на непрерывном измерении унифицированных сигналов 4-20 мА и сигналов с термопар, их обработки, визуализации и выдачи управляющих сигналов.

Первичные измерительные преобразователи (далее – ПИП, не входят в состав ИС АСУТП) преобразуют текущие значения параметров технологических процессов в унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА и/или сигналы по ГОСТ Р 8.585-2001.

ИС АСУТП осуществляет прием измерительных сигналов технологического процесса следующим образом:

– аналоговые электрические сигналы от ПИП поступают на входы измерительных модулей аналогового ввода. Модули осуществляет аналого-цифровое преобразование в цифровой код;

– CPU циклически опрашивает модули аналогового ввода, производит сбор и обработку данных в цифровом виде, осуществляет преобразование измеренных значений сигналов в значения физических величин;

– далее информация о значениях физических параметров технологического процесса в неизменном виде поступает на ИВК, где регистрируется в базах данных серверов и отображается на мнемосхемах, гистограммах и трендах в единицах физических величин.

ИС АСУТП обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматизированное измерение, регистрация, обработка, контроль, хранение и отображение параметров технологического процесса;
- предупредительная и аварийная сигнализация при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;
- управление технологическим процессом в реальном масштабе времени;
- самодиагностика;
- автоматическое составление отчетов и рабочих (режимных) листов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров;
- ведение журнала событий технических и программных средств;
- обеспечение единого времени компонентов системы.

ИК ИС АСУТП имеют простую структуру, которая позволяет реализовать прямой метод измерений путем последовательных измерительных преобразований. Структурная схема ИС АСУТП приведена на рисунке 1.

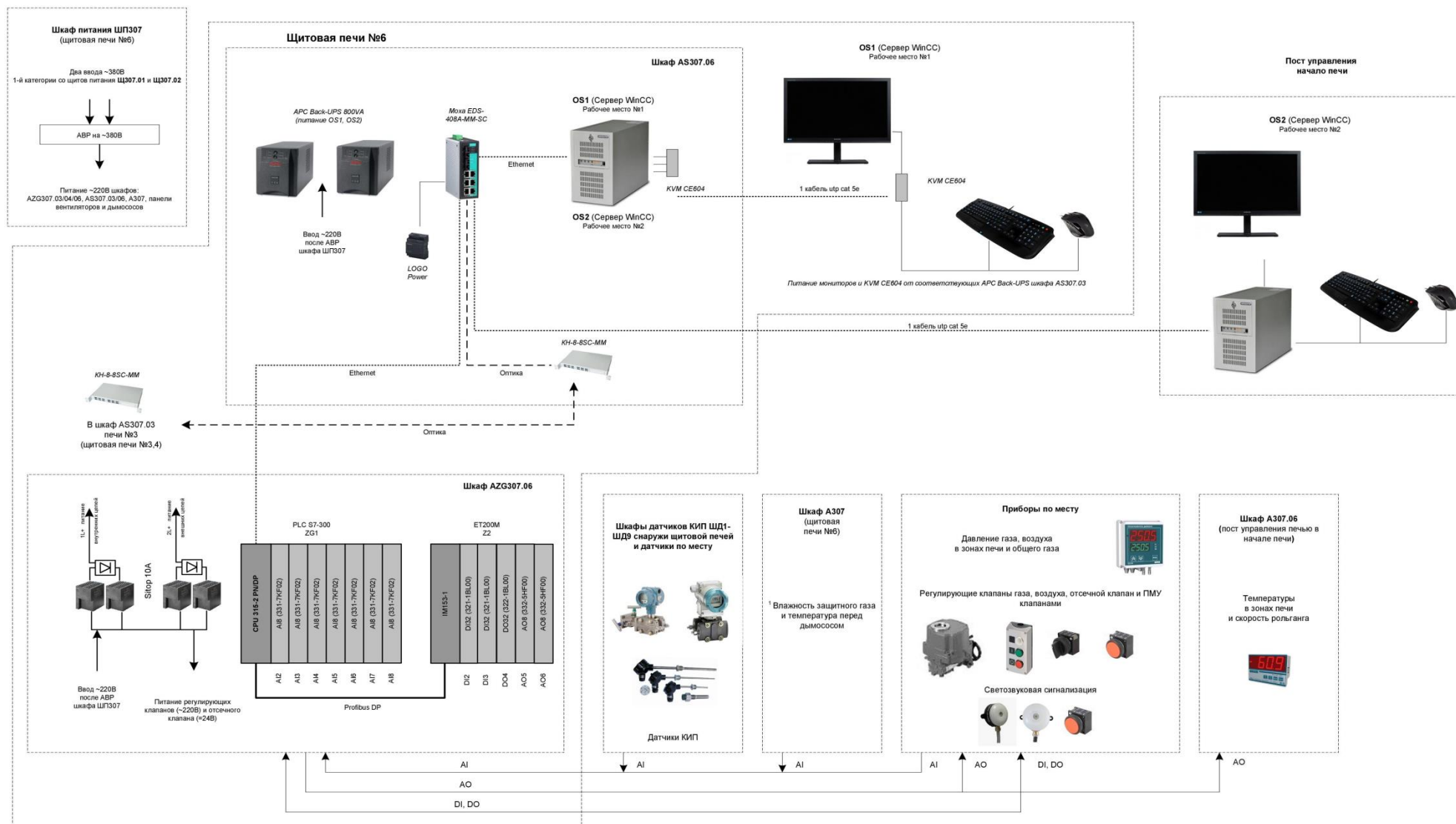


Рисунок 1 - Структурная схема ИС АСУТП

Все компоненты ИС АСУТП размещаются в специализированных запираемых шкафах, размещенных в специальных помещениях, имеющие ограничение доступа.

Пломбирование ИС АСУТП не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

ИС работает под управлением программного обеспечения (ПО) состоящего из следующих компонентов:

- Simatic WinCC 7 и разработанного на его основе программного проекта автоматизации «Roller_Pechi». ПО SCADA (метрологически значимая часть ПО ИС) выполняет функцию отображения результатов измерений технологических параметров, сообщений, мнемосхем, основных параметров технологического процесса, сигналов сигнализации, а также передачи управляющих воздействий от оператора;

- STEP7 v. 5 и разработанного на его основе программного проекта автоматизации «Rolik_pech6». ПО контроллера Simatic S7-300 (метрологически значимая часть ПО ИС) осуществляет автоматизированный сбор, передачу, обработку измерительной информации, обеспечивает работу блокировок, предупредительной и аварийной сигнализации.

Защита от несанкционированного изменения параметров настроек измерительных каналов, алгоритмов измерений, преобразования и вычисления параметров метрологически значимой части ПО обеспечивается системой паролирования доступа к интерфейсу ПО. Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 1.

Таблица 1– Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Проект контроллера PLC: «Rolik_pech6» Проект WinCC подсистемы визуализации: «Roller_Pechi»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	—
Цифровой идентификатор ПО	Для файла конфигурации проекта PLC «Rolik_pech6»: Rolik_pech6\ombstx\offline\00000001\BAUSTEIN.DBT 9b1c87c482670aab802c69d989b00b25 Rolik_pech6\ombstx\offline\00000001\SUBBLK.DBT a8704bda73457d95ee9a7ff8c316ceaa Для файла конфигурации проекта WinCC «Roller_Pechi»: Roller_Pechi\Roller_Pechi.mcp 12171660e5769bac2df8bdcf2be1fa5b Roller_Pechi\Roller_Pechi.mdf 0f463a7ff98c12d470a9818ed483100a
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО контроллера. Уровень защиты ПО контроллера и ПО ИВК от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по классификации Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблице 2, технические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики измерительных каналов

Измеряемые физические величины	Тип сигнала	Модуль ввода	Контроллер	Пределы допускаемой абсолютной погрешности
Объемный расход газа и воздуха, давление газа и воздуха, температура газа и воздуха, разрежение газа, влажность газа	AI, от 4 до 20 мА	6ES7 331-7KF02-0AB0 рег. № 15772-11	Simatic S7-300 CPU315-2PN/DP, рег. № 15772-11	$\pm \left(\frac{0,7}{100}\right) \cdot (X_{max} - X_{min})^*$
Температура газа	AI, по ГОСТ Р 8.585-2001	6ES7 331-7KF02-0AB0 рег. № 15772-11	Simatic S7-300 CPU315-2PN/DP, рег. № 15772-11	$\pm \left(\frac{1,1}{100}\right) \cdot (X_{max} - X_{min})^*$
Примечание- X _{max} и X _{min} - максимальное и минимальное значение диапазона измеряемой физической величины; * - абсолютная погрешность в единице измерения, соответствующая измеряемой физической величине.				

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС АСУТП

Наименования характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц – напряжение постоянного тока, В	220±22 50±0,4 24±2,4
Параметры сигналов с измерительных преобразователей: – электрический ток (по ГОСТ 26.011-80), мА – сигналы термопар	от 4 до 20 по ГОСТ Р 8.585-2001
Климатические условия эксплуатации	определены документацией компонентов
Надежность применяемых в ИС АСУТП компонентов	определены документацией компонентов
Средний срок службы, лет, не менее	8

ПО ИС АСУТП поддерживает синхронизацию с сервером точного времени, обеспечивая привязку времени полученных данных к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC (SU) с погрешностью в пределах ±3 с.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Модуль аналогового ввода	6ES7 331-7KF02-0AB0	6 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Контроллер программируемый	Simatic S7-300 CPU 315- 2PN/DP	1 шт.
Компьютер промышленного исполнения	OS1, OS2	2 шт.
ООО «ЕвразТехника». ОА «ЕВРАЗ ЗСМК». Сталепрокатное производство. Модернизация роликовых печей №3, 4, 6 участка термообработки. Инструкция по эксплуатации для технологического персонала.	РИЦ307.00-ИЭ.01	1 экз.
ООО «ЕвразТехника». ОА «ЕВРАЗ ЗСМК». Сталепрокатное производство. Модернизация роликовых печей №3, 4, 6 участка термообработки. Инструкция по эксплуатации для обслуживающего персонала.	РИЦ307.00-ИЭ.02	1 экз.
ООО «ЕвразТехника». ОА «ЕВРАЗ ЗСМК». Сталепрокатное производство. Модернизация роликовых печей №3, 4, 6 участка термообработки. Описание программного обеспечения.	РИЦ307.00-ПА	1 экз.
ООО «ЕвразТехника». ОА «ЕВРАЗ ЗСМК». Сталепрокатное производство. Модернизация роликовых печей №3, 4, 6 участка термообработки. Описание информационного обеспечения.	РИЦ307.00-П5	1 экз.
Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом в роликовой печи № 6 АО «ЕВРАЗ ЗСМК». Паспорт.	РИЦ307.06-2021.ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
отсутствуют.

Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе измерительной автоматизированной системы управления технологическим процессом в роликовой печи № 6 АО «ЕВРАЗ ЗСМК».

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕвразТехника» (ООО «ЕвразТехника»)
ИНН 7707500530

Адрес: 654043, Россия, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, шоссе Космическое, 16

Юридический адрес: 121353, г. Москва, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: (495) 933-23-58

E-mail: ET@evraz.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области - Кузбассе» (ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

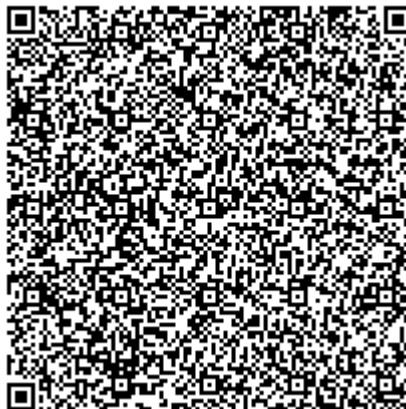
Адрес: 654032, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Народная, д. 49

Юридический адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Телефон: (3843) 36-41-41

E-mail: info@nf.kuzcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Кузбасский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312319 от 21.11.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83989-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ЦППН № 2 УПСВ «Мочалеевская» АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ЦППН № 2 УПСВ «Мочалеевская» АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированного измерения массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси, определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на прямом методе динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси.

При прямом методе динамических измерений массу нефтегазоводяной смеси измеряют с помощью счетчиков-расходомеров массовых кориолисовых «ЭМИС-МАСС 260», и результат измерений получают непосредственно. Выходные электрические сигналы счетчика-расходомера массового кориолисового «ЭМИС-МАСС 260» поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК), который преобразует их в массу нефтегазоводяной смеси.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (далее – БИЛ), в состав которого входит одна рабочая измерительная линия (далее – ИЛ 1) и одна контрольно-резервная измерительная линия (далее – ИЛ 2), блока измерений показателей качества (далее – БИК), блока фильтров, системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКНС и ее компоненты.

В состав СИКНС входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на аналогичные утвержденного типа, приведенные в таблице 1

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2	3
Счетчик-расходомер массовый кориолисовый «ЭМИС-МАСС 260»	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2)	77657-20
Преобразователь давления измерительный СДВ	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2), 1 (БИК)	28313-11
Термопреобразователь универсальный ТПУ 0304, мод. ТПУ 0304Exd/M1-H	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2), 1 (БИК)	50519-17
Расходомер-счётчик жидкости «РВШ-ТА»	2 (БИК)	78390-20
Влагомер сырой нефти ВСН-2	2 (БИК)	24604-12
Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»	1 (СОИ)	52866-13

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

Пломбировка СИКНС не предусмотрена. Конструкция не предусматривает возможность нанесения заводских и (или) серийных номеров непосредственно на СИКНС. С целью обеспечения идентификации заводской номер установлен в формуляре.

Программное обеспечение

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

ПО СИКНС реализовано в ИВК и ПО автоматизированного рабочего места «Генератор отчетов АБАК REPORTER» (далее – АРМ оператора). ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях СИКНС в целях утверждения типа.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части ИВК и ПО АРМ оператора СИКНС приведены в таблице 2

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение							
	ИБК							АРМ оператора
1	2							3
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	ngas2015.bex	mivisc.bex	mi3548.bex	ttriso.bex	AbakC2.bex	LNGmr273.bex	mDLL.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.2.5.16
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	4069091340	3133109068	3354585224	2333558944	1686257056	2555287759	362319064	ef9f814ff4180d55bd94d0deb d230d76
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32							MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 12 до 140
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Примечание – пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси нормируется в соответствии с документом: «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ЦППН № 2 УПСВ «Мочалеевская» АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2021.40724)	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
1	2
Температура окружающего воздуха, °С:	от - 40 до + 40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	(380±38)/(220±22) 50±1
Средний срок службы, лет, не менее	10

Продолжение таблицы 4

1	2
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С - кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ - объемная доля воды, %, - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ - массовая доля механических примесей, % - содержание растворенного газа, м ³ /м ³ - содержание свободного газа	нефтегазоводяная смесь от 0,1 до 4,0 от 0 до + 40 от 0 до 30 от 845 до 875 от 0 до 100 от 100 до 5 000 от 0,01 до 0,05 от 0 до 10 не допускается

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технологической инструкции СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ЦППН № 2 УПСВ «Мочалеевская» АО «Самаранефтегаз», зав. № 494882	—	1 шт.
Технологическая инструкция СИКНС	П1-01.05 ТИ-026 ЮЛ-035	1 экз.
Формуляр на СИКНС	—	1 экз.
Методика поверки	МП 20-01653-24-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ЦППН № 2 УПСВ «Мочалеевская» АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2021.40724).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ЦППН № 2 УПСВ «Мочалеевская» АО «Самаранефтегаз»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

ПНСТ 360-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Адрес: 443071, г. Самара, Волжский проспект, д. 50

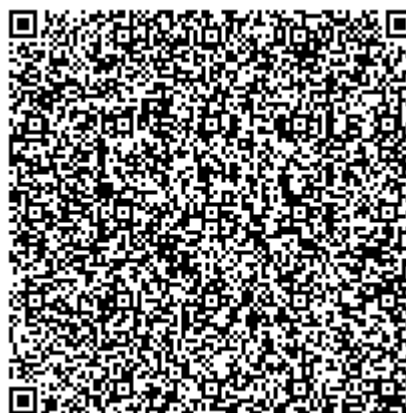
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Адрес (место нахождения): 446200, .Россия, Самарская область, г. Новокуйбышевск, ул.
Научная, дом 3 стр. 6

Адрес юридического лица: 117152, Россия, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1.

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц: RA.RU 312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83990-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Генераторы сигналов произвольной формы серии EDU33210

Назначение средства измерений

Генераторы сигналов произвольной формы серии EDU33210 (далее по тексту – генераторы) предназначены для формирования сигналов стандартных форм: синусоидального, прямоугольного, пилообразного, треугольного, импульсного, гауссовского шума, псевдослучайной бинарной последовательности, напряжения постоянного тока, а также сигналов произвольной формы.

Описание средства измерений

Генераторы представляют собой лабораторные измерительные приборы.

Принцип их действия основан на прямом цифровом синтезе (DDS), когда выходной сигнал получается из опорной частоты в соответствии с управляющими цифровыми сигналами. Таблица отсчетов формируемого сигнала считывается из памяти, поступает на вход цифро-аналогового преобразователя, вырабатывающего последовательность ступеней выходного напряжения, аппроксимирующих требуемую форму выходного сигнала. Ступенчатое напряжение сглаживается фильтром нижних частот, в результате чего формируется заданная форма сигнала. Частота и амплитуда синтезируемого сигнала в любой момент времени точно известны, а погрешность их установки определяется точностью цифровой системы синтеза.

Основные узлы генераторов: опорный генератор, делитель (умножитель) частоты, накапливающий сумматор, ПЗУ, ЦАП, фильтр нижних частот (ФНЧ), компаратор, микропроцессор, схема интерфейсов, источник питания, клавиатура, ЖК-дисплей.

Генераторы сигналов произвольной формы серии EDU33210 выпускаются в двух модификациях: EDU33211A, EDU33212A, отличающихся количеством выходных каналов.

Конструктивно генераторы выполнены в виде моноблока.

На передней панели генераторов расположены: ЖК-дисплей, клавиатура, разъем интерфейса USB для сохранения/загрузки форм сигналов, вход внешней синхронизации, вход внешней модуляции, выход запуска, выходы сигнала.

На задней панели генераторов расположены: гнездо замка Кенсингтон, вентилятор обдува, разъемы интерфейсов LAN и USB, разъем сети питания.

Генераторы имеют ручку для переноски.

Общий вид генераторов представлен на рисунках 1 – 2.

Пломбирование генераторов сигналов произвольной формы серии EDU33210 не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на генераторы не предусмотрено.

Место нанесения заводских (серийных) номеров – на тыльной панели корпуса; способ нанесения – типографская печать на бумажной наклейке; формат – буквенно-цифровой код, состоящий из букв латинского алфавита и арабских цифр.



Рисунок 1 – Общий вид генераторов сигналов произвольной формы модификации EDU33211A.
Вид спереди



Рисунок 2 – Общий вид генераторов сигналов произвольной формы модификации EDU33212A.
Вид спереди



Рисунок 3 – Общий вид генераторов сигналов произвольной формы серии EDU33210.
Вид сзади

Программное обеспечение

Генераторы работают под управлением встроенного программного обеспечения (ПО).

Встроенное ПО (микропрограмма) реализовано аппаратно и является метрологически значимым. Метрологические характеристики приборов нормированы с учетом влияния встроенного ПО. Микропрограмма заносится в программируемое постоянное запоминающее устройство (ППЗУ) приборов предприятием-изготовителем и недоступна для потребителя.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	–
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	K-01.00.01
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Виды выходных сигналов генераторов

Наименование характеристики	Значение
Виды выходных сигналов стандартных форм	синусоидальный, прямоугольный, пилообразный, треугольный, импульсный, гауссовский шум, псевдослучайная бинарная последовательность, напряжение постоянного тока
Виды выходных сигналов произвольных форм (встроенные в генератор)	кардиоида, экспоненциальный фронт, экспоненциальный спад, гауссов импульс, гаверсинус (Haversine), функция Лоренца (Lorentz), производная от функции Лоренца (D-Lorentz), пилообразный с отрицательным наклоном (Negative Ramp), кардинальный синус (sinc)

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Вид выходного сигнала (определяемый пользователем)	произвольный, с длиной записи до 8 млн. точек на канал
Режимы работы	непрерывная генерация, модуляция, качание частоты, пакетный запускаемый, пакетный стробируемый
Виды модуляции	амплитудная (AM), частотная (FM), фазовая (PM), частотная манипуляция (FSK), двоичная фазовая манипуляция (BPSK), широтно-импульсная модуляция (PWM)

Таблица 3 – Амплитудные характеристики генераторов

Наименование характеристики	Значение	
	EDU33211A	EDU33212A
Число выходных каналов	1	2
Выходной импеданс, Ом	50	
Диапазон размаха выходного напряжения - на нагрузке 50 Ом, В - в режиме холостого хода, В	от 0,001 до 10 от 0,002 до 20	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки размаха выходного напряжения синусоидальной формы на частоте 1 кГц, В	$\pm(0,01 \cdot U + 0,001)$ ¹⁾ $\pm(0,02 \cdot U + 0,001)$ ²⁾	
Диапазон установки постоянного напряжения смещения - на нагрузке 50 Ом, В - в режиме холостого хода, В	± 5 ± 10	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки постоянного напряжения смещения, В	$\pm(0,01 \cdot U_{см.} + 0,01 \cdot U + 0,005)$	
Примечания ¹⁾ – в нормальных условиях измерений; ²⁾ – в рабочих условиях измерений; U – установленное значение выходного напряжения, В; U _{см.} – установленное значение постоянного напряжения смещения, В		

Таблица 4 – Частотные характеристики генераторов

Наименование характеристики	Значение	
	EDU33211A	EDU33212A
Число выходных каналов	1	2
Диапазон частот выходного сигнала	от 1 мкГц до 20 МГц	от 1 мкГц до 20 МГц
Разрешающая способность по частоте, мкГц	1	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки частоты выходного сигнала, Гц	$\pm(1 \cdot 10^{-6} \cdot F + 15 \cdot 10^{-12})$ ³⁾ $\pm(2 \cdot 10^{-6} \cdot F + 15 \cdot 10^{-12})$ ⁴⁾	
Примечания		
³⁾ – в нормальных условиях измерений;		
⁴⁾ – в рабочих условиях измерений;		
F – установленное значение частоты сигнала, Гц		

Таблица 5 – Характеристики выходных сигналов

Наименование характеристики	Значение
Синусоидальный сигнал	
Диапазон частот	от 1 мкГц до 20 МГц
Неравномерность АЧХ относительно частоты 1 кГц в диапазоне частот: до 100 кГц, дБ св. 100 кГц до 5 МГц, дБ св. 5 до 20 МГц, дБ	$\pm 0,1$ $\pm 0,15$ $\pm 0,3$
Прямоугольный и импульсный сигналы	
Диапазон частот	от 1 мкГц до 10 МГц
Минимальная длительность импульса, нс	16 с разрешением 100 пс
Диапазон установки коэффициента заполнения, %	от 0,01 до 99,99 с разрешением 0,01
Пилообразный и треугольный сигнал	
Диапазон частот	от 1 мкГц до 200 кГц
Симметричность, %	от 0 до 100 с разрешением 0,1
Нелинейность при амплитуде выходного сигнала в диапазоне от 5 до 95 %, %	не более 0,1
Гауссовский шум	
Полоса частот	от 1 мкГц до 20 МГц
Псевдослучайная бинарная последовательность	
Скорость передачи данных (битрейт)	от 1 Мбит до 50 Мбит с разрешением 1 Мбит
Сигнал произвольной формы	
Длина записи, точек	от 8 до 8 млн. (1 млн на одну форму)
Частота дискретизации	от 1 мкГц до 250 МГц
Разрешение по уровню, бит	16
Характеристики амплитудной модуляции (АМ)	
Коэффициент АМ	от 0 до 120 % с разрешением 0,01 %
Характеристики частотной модуляции (FM)	
Девияция	от 1 мкГц до 15 МГц с разрешением 1 мкГц

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Характеристики фазовой модуляции (PM)	
Девияция, градусов	от 0 до 360 с разрешением 0,1
Характеристики широтно-импульсной модуляции (PWM)	
Девияция, %	от 0 до 100 с разрешением 0,01

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры дисплея	цветной ЖК TFT, диагональ 7 дюйма, разрешение 800 на 480 точек
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	230 50
Габаритные размеры, мм, (длина×ширина×высота)	314×130×165
Масса, кг	3,1
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %	от +18 до +28 80
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %	от 0 до +55 80
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	10 000

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель генераторов способом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Генератор сигналов произвольной формы серии EDU33210 (модификация по заказу)	—	1 шт.
Кабель питания	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации в разделе 6. «Руководство по выполнению измерений».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к генераторам сигналов произвольной формы серии EDU33210

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

Изготовитель

Компания «Keysight Technologies, Inc.», США

Место нахождения и адрес юридического лица: 1400 Fountaingrove Parkway Santa Rosa, CA 95403-1738, USA

Адрес деятельности: 1400 Fountaingrove Parkway Santa Rosa, CA 95403-1738, USA

Завод-изготовитель:

«Keysight Technologies (Chengdu) Co., Ltd. & Keysight Technologies (China) Co., Ltd.», Китай

Адрес деятельности: 1F, 2F, & 4F No.116, 4th Tian Fu Street Chengdu Hi-Tech Industrial Development Zone (South), Chengdu, China, 610041

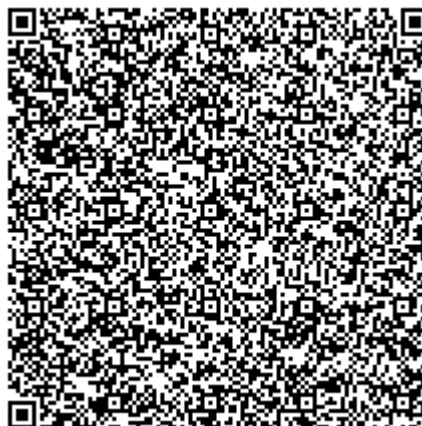
Испытательный центр

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

Место нахождения: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46.

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

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83991-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы рентгеноспектральные поточные цифровые АРП-2Ц

Назначение средства измерений

Анализаторы рентгеноспектральные поточные цифровые АРП-2Ц предназначены для измерений массовой доли химических элементов от кальция до урана в технологических продуктах переработки минерального сырья, горных пород и руд, твердых, порошкообразных материалов.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на методе вторичного рентгеновского излучения. Первичные рентгеновские лучи, создаваемые рентгеновской трубкой, облучают анализируемую пробу и вызывают вторичное рентгеновское излучение, спектр которого зависит от элементного состава пробы. В качестве источника возбуждения используется рентгеновская трубка.

Расчет массовой доли анализируемых элементов основан на зависимости интенсивности излучения от его массовой доли в пробе. Для расчета применяется метод фундаментальных параметров.

Конструктивно анализаторы выполнены в виде моноблока, содержащего малогабаритный источник рентгеновского излучения, предусилитель, кремниевый дрейфовый детектор (SDD), блок управления и стабилизации питания и связи со встроенным модулем связи с ПК, узел позиционирования образца с устройством вращения.

Нанесение знака поверки на анализатор не предусмотрено.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр анализатора, в виде цифрового обозначения, наносится на маркировочную табличку.

Общий вид анализатора, место нанесения знака утверждения типа и схема пломбирования от несанкционированного доступа представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид средства измерений, место нанесения знака утверждения типа и схема пломбирования от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Анализаторы оснащены программным обеспечением (ПО), позволяющим управлять работой анализатора, отображать результаты измерений, обрабатывать, передавать и хранить полученные данные.

Влияние ПО на метрологические характеристики анализаторов учтено при нормировании их характеристик.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование программного обеспечения	AnalyzerNet.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.1.0

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон определяемых элементов	от Са до U
Диапазон измерений массовой доли элементов, %	от 0,05 до 75,0
Предел допускаемого относительного среднеквадратического отклонения (ОСКО) случайной составляющей относительной погрешности измерений массовой доли элементов, %, в поддиапазоне измерений:	
- от 0,05 % до 0,2 % включ.	10
- св. 0,2 % до 1,0 % включ.	8,0
- св. 1,0 % до 10,0 % включ.	5,0
- св. 10,0 % до 50,0 % включ.	3,0
- св. 50,0 % до 75,0 %	1,0

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой доли элементов, %, в поддиапазоне измерений:	
- от 0,05 % до 0,2 % включ.	±30
- св. 0,2 % до 1,0 % включ.	±15
- св. 1,0 % до 10,0 % включ.	±10
- св. 10,0 % до 50,0 % включ.	±8
- св. 50,0 % до 75,0 %	±4
Порог обнаружения химических элементов, %, не более	0,01

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество одновременно определяемых элементов, не менее	10
Время установления рабочего режима, мин, не более	20
Время измерения, с	от 20 до 900
Масса, кг, не более	6
Габаритные размеры (диаметр×высота), мм, не более	190×230
Срок службы, лет, не менее	6
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	230 ⁺²³ _{-34,5}
- частота переменного тока, Гц	50±1
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от +5 до +40
- относительная влажность воздуха, %, при 25°С, без конденсата	от 20 до 95

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку анализатора согласно рисунку 1, на титульный лист руководства по эксплуатации анализатора типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор рентгеноспектральный поточный цифровой	АРП-2Ц	1 шт.
Шкаф питания	по согласованию с заказчиком	1 шт.
Управляющий компьютер		1 шт.
Прикладная программа ПО (на CD-диске) с электронным ключом	-	1 шт.
Ключ шестигранный	-	2 шт.
Руководство пользователя ПО	ПРГТ.415442.002 ПО	1 шт.
Паспорт	ПРГТ.415441.002 ПС	1 шт.
Схема соединений электрическая	ПРГТ.415441.002 Э4	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ПРГТ.415441.002 РЭ	1 шт.
Ведомость эксплуатационных документов	ПРГТ.415441.002 ЭД	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Использование анализатора» и в п. 4.2 «Методика измерений» руководства по эксплуатации ПРГТ.415441.002 РЭ, а также в аттестованных (стандартизованных) методиках измерений (при использовании в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам рентгеноспектральным поточным цифровым АРП-2Ц

ГОСТ Р 8.735.0-2011 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в жидких и твердых веществах и материалах. Основные положения ПРГТ.415441.002 ТУ Анализаторы рентгеноспектральные поточные цифровые АРП-2Ц

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техноаналитприбор»

(ООО «Техноаналитприбор»)

ИНН 7705987050

Адрес: 105120, г. Москва, ул. Нижняя Сыромятническая, д. 11, корп. Б, этаж 3, пом. I, комн. 15

Юридический адрес: 115184, г. Москва, ул. Большая Татарская, д. 35, стр. 7-9, этаж 3, пом. II, ком.10

Телефон: +7 (499) 755-90-88

E-mail: info@techade.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»

(ФБУ «Ростест-Москва»)

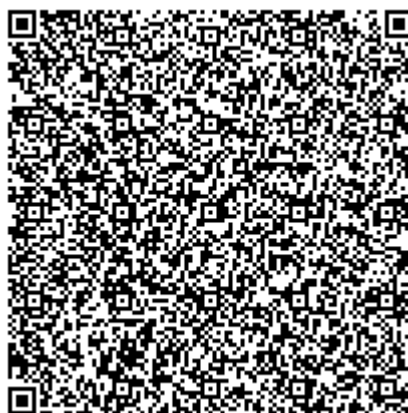
Адрес: 117418, Москва, Нахимовский пр., 31

Телефон: +7(499) 129-19-11

Факс: +7(499) 124-99-96

e-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83992-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4

Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го и 2-го уровня измерительных каналов			УСПД
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Качканар – Янтарь (ВЛ 220 кВ Янтарь)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04
2	ОВМ 220 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
3	ВЛ 110 кВ ГОК – Качканар 7 (ВЛ 110 кВ ГОК7)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
4	ВЛ 110 кВ ГОК – Качканар 8 (ВЛ 110 кВ ГОК8)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
5	ВЛ 110 кВ Качканар – Арбатская (ВЛ 110 кВ Арбатская)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
6	ВЛ 110 кВ ГОК – Качканар 5 (ВЛ 110 кВ ГОК5)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
7	ВЛ 110 кВ Гранит – Качканар с отпайками (ВЛ 110 кВ Гранит)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
8	ВЛ 110 кВ Качканар – Промысла с отпайками (ВЛ 110 кВ Промысла)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
9	ВЛ 110 кВ ГОК – Качканар 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ ГОК1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ВЛ 110 кВ ГОК – Качканар 10 (ВЛ 110 кВ ГОК10)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04
11	ВЛ 110 кВ ГОК – Качканар 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ ГОК2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
12	ВЛ 110 кВ ГОК – Качканар 3 с отпайкой на ПС Качканар (тяга) (ВЛ 110 кВ ГОК3)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
13	ВЛ 110 кВ ГОК – Качканар 4 с отпайкой на ПС Качканар (тяга) (ВЛ 110 кВ ГОК4)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
14	ВЛ 110 ГОК – Качканар 6 (ВЛ 110 кВ ГОК6)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
15	ВЛ 110 ГОК – Качканар 9 (ВЛ 110 кВ ГОК9)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
16	ОВМ 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.					

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 6, 9 – 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
3 – 5, 7, 8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 6, 9 – 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
3 – 5, 7, 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 6, 9 – 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
3 – 5, 7, 8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 6, 9 – 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
3 – 5, 7, 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4

Продолжение таблицы 3

Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с	5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).	

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка до отказа, ч, не менее	120000 72 70000 72 75000

Продолжение таблицы 4

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

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	74600-19	33
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. М3	56255-14	15
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	60353-15	12
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	31857-20	11
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	25971-06	5
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-04	1
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	40586-12	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.У014-ФО	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

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

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

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

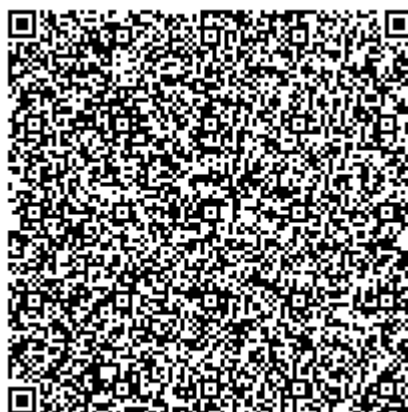
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83993-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ростовской ТЭЦ-2 ООО «Лукойл-Ростовэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ростовской ТЭЦ-2 ООО «Лукойл-Ростовэнерго» (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, многоуровневую 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 (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) Ростовской ТЭЦ-2 ООО «Лукойл-Ростовэнерго», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

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

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

реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСП/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД и УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени приемника более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

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

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

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

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».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» expimp.exe, HandInput.exe, PSO.exe, SrvWDT.exe, adcenter.exe, AdmTool.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4
Цифровой идентификатор ПО	9F2AA3085B85BEF746ECD04018227166 2F968830F6FF3A22011471D867A07785 A121F27F261FF8798132D82DCF761310 76AF9C9A4C0A80550B1A1DFD71AED151 79FA0D977EB187DE7BA26ABF2AB234E2 C1030218FB8CDEA44A86F04AA15D7279
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Линия ВЛ-110 кВ РТЭЦ-2-Р20 I цепь	TG145 Кл. т. 0,2S КТТ 2000/5 Рег. № 30489-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,5 КТН 11000:√3/100:√3 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/УСВ-3 Рег.№ 64242-16	активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,7	±3,0
2	Линия ВЛ-110 кВ РТЭЦ-2-Р20 II цепь	TG145 Кл. т. 0,2S КТТ 2000/5 Рег. № 30489-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,5 КТН 11000:√3/100:√3 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,7	±3,0
3	Линия ВЛ-110 кВ РТЭЦ-2-Р20-А20 I цепь	TG145 Кл. т. 0,2S КТТ 500/5 Рег. № 30489-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,5 КТН 11000:√3/100:√3 Рег. № 24218-03 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,7	±3,0
4	Турбогенератор ТГ-1	TШЛ 20-1 Кл. т. 0,5 КТТ 8000/5 Рег. № 21255-03	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 1593-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Турбогенератор ТГ-2	ТШЛ 20-1 Кл. т. 0,5 КТТ 8000/5 Рег. № 21255-03	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 1593-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег.№ 64242-16	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,6
6	Секция 7ВОА, яч.13, 6 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
7	Секция 7ВОА, яч.11, 6 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
8	Секция 7ВОБ, яч.12, 6 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
9	Секция 14ВО, яч.5, 6 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
10	Секция 14ВО, яч.7, 6 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
11-13	Секция 8НОА, панель 9Н, 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 15698-96	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Секция 8НОБ, панель 11Н, 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 29482-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег.№ 64242-16	активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±4,6
15	Секция 7НОБ, панель 5В, 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 29482-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±4,6
16	Секция 7НОБ, панель 11В, 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 29482-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±4,6
17	Магазин, ввод 1, 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 15698-96	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±4,6
18	Магазин, ввод 2, 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 15698-96	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±4,6
19	МКД 1, ввод 1, 0,4кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 15698-96	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±4,6
20	МКД 1, ввод 2, 0,4кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 15698-96	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±4,6

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	20
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 (5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.08 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД ЭКОМ-3000 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 140000 140000 2 75000 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	114
- при отключении питания, лет, не менее	45
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТШЛ 20-1	6
Трансформатор тока	TG145	9
Трансформатор тока	T-0,66	15
Трансформатор тока	T-0,66	15
Трансформатор тока	ТЛМ-10	10
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	9
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	10
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	5
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	17404049.4252103.082 ПФ.1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ростовской ТЭЦ-2 ООО «Лукойл-Ростовэнерго», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты»
(ООО «Системы Релейной Защиты»)

ИНН 7722722657

Юридический адрес: 111020, г. Москва, ул. Боровая, д. 7, стр. 10, пом. XII, комн. 11

Адрес: 140070, Московская область, п. Томилино, ул. Гаршина д. 11, а/я 868

Телефон: 8 (495) 544-59-88

Факс: 8 (495) 544-59-88

E-mail: info@srza.ru

Испытательный центр

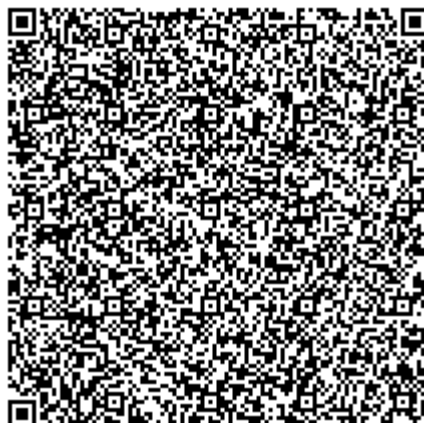
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83994-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 52260-12	НКФ 220-58 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 77918-20 НКФ-220-58 кл.т. 1,0 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1382-60	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ТК16L рег. № 36643-07
2	ОМВ-220 кВ	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 52260-12	НКФ 220-58 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 77918-20 НКФ-220-58 кл.т. 1,0 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1382-60	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
3	ВЛ 110 кВ Ленинская - Мясново с отпайками (ВЛ 110 кВ Ленинская - Мясново с отп.)	ВСТ кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 17869-05	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 80014-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
4	ВЛ 110 кВ Ленинская - Ратово с отпайкой на ПС Барсуки (ВЛ 110 кВ Ленинская - Ратово с отп.)	ТВ кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 81643-21	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 80014-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская 1 с отп.)	ВСТ кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 17869-05	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 80014-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	TK16L рег. № 36643-07
6	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская 2 с отп.)	ВСТ кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 17869-05	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 80014-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
7	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская 1 с отп.)	ТВ кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 81643-21	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 80014-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
8	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская №2 с отпайкой на ПС Баташевская (ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская 2 с отп.)	ТВ кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 77923-20	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 80014-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
9	ВЛ 110 кВ Ленинская - Ясногорск	ТВ кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 81643-21	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 80014-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
10	ВЛ 110 кВ Ленинская - Никулинская	ТВУ-110-50 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 3182-72	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 80014-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
11	ВЛ 110 кВ Ленинская - Алешня I	ТВУ-110-50 кл.т. 0,5 Ктт = 500/5 рег. № 3182-72	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 80014-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
12	ВЛ 110 кВ Ленинская - Обидимо	ТВ кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 81643-21	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 80014-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ВЛ 110 кВ Пушкинская - Ленинская с отпайкой на ПС Авангард (ВЛ 110 кВ Пушкинская - Ленинская с отп.)	ТВ кл.т. 0,5 КТТ = 1000/5 рег. № 81643-21	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 КТН = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80014-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ТК16L рег. № 36643-07
14	ОМВ-110 кВ	ТВ-110/50 кл.т. 0,5 КТТ = 1000/5 рег. № 3190-72	НКФ 110-57 кл.т. 0,5 КТН = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80014-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
15	ТСН-3 0,4 кВ резерв	ТШП кл.т. 0,5S КТТ = 1000/5 рег. № 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 3

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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 1,0)	0,8	3,4	2,6	2,3	2,3
	0,5	2,5	1,9	1,6	1,6
3, 5, 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
4, 7 – 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 140000 72 90000 72 55000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее	45 45 3
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГФМ-220	6 шт.
Трансформатор тока	ВСТ	9 шт.
Трансформатор тока	ТВ	18 шт.
Трансформатор тока	ТВУ-110-50	6 шт.
Трансформатор тока	ТВ-110/50	3 шт.
Трансформатор тока	ТШП	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ 220-58	2 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	1 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	12 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ПТР.Ц21.324.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Ленинская», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311298 в Реестре аккредитованных лиц.

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

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: eaudit@ackye.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 проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТФНД-110

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТФНД-110 (далее – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов тока основан на законе электромагнитной индукции. Ток первичной обмотки трансформатора тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Внешний вид трансформаторов тока представляет собой опорную конструкцию. Выводы первичной обмотки расположены на верхней части трансформаторов тока. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформатора тока и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

Климатическое исполнение У1 в соответствии с ГОСТ 15150-69.

Трансформаторы тока имеют зав. № 790, 1655, 1760.

Общий вид трансформатора тока представлен на рисунке 1.

Знак поверки наносится на крышку клеммной коробки или на свидетельство о поверке.

Заводской номер трансформатора наносится на информационную табличку (шильд) на корпусе.



Рисунок 1 - Общий вид средства измерений и место пломбировки
от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики ТФНД-110

Наименование характеристики	Значение	
Заводской номер	790	1655; 1760
Год выпуска	1955	1956
Номинальное напряжение, кВ	110	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	
Номинальный первичный ток, А	300, 600	
Номинальный вторичный ток, А	5	
Коэффициент трансформации	300/5, 600/5	
Класс точности	0,5	
Номинальная частота, Гц	50	
Номинальная мощность вторичной обмотки, ВА	30	

Таблица 2 – Основные технические характеристики ТФНД-110

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист паспорта трансформатора типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФНД-110	3 шт.
Трансформатор тока ТФНД-110. Паспорт	-	3 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока ТФНД-110

ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки.

Изготовитель

Завод «Электроаппарат» (изготовлены 1955-1956 гг.)

Адрес: 199106, г. Ленинград, 24-я линия Васильевского острова, д. 3-7

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
ИНН 7736042404

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 29.03.2018 г.

