

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система непрерывного контроля газовых выбросов энергоблока № 4 филиала Рефтинская ГРЭС ПАО «Энел Россия» (СНКГВ блока №4 Рефтинская ГРЭС)

Назначение средства измерений

Система непрерывного контроля газовых выбросов энергоблока № 4 филиала Рефтинская ГРЭС ПАО «Энел Россия» (СНКГВ блока №4 Рефтинская ГРЭС), далее - система СНКГВ, предназначена для:

- непрерывного автоматического измерения массовой концентрации загрязняющих веществ - оксида углерода (CO), оксидов азота NO_x (в пересчете на NO₂), диоксида серы (SO₂), твердых (взвешенных) частиц, а также объемной доли кислорода (O₂) и диоксида углерода (CO₂) и параметров (температура, давление/разрежение, скорость, влажность) и вычисления объемного расхода отходящих газов;
- сбора, обработки, визуализации, хранения полученных данных, представления полученных результатов в различных форматах;
- передачи по запросу накопленной информации на внешний удаленный компьютер (сервер) по проводному каналу связи

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на следующих методах для: определения

- 1) всех компонентов (кроме кислорода) и H₂O - ИК спектроскопия,
- 2) кислорода - парамагнитный,
- 3) температуры - платиновый термометр сопротивления (изменение сопротивления сплава в зависимости от температуры);
- 4) давления/разрежения - тензорезистивный.
- 5) скорости газа - ультразвуковой.
- 6) влаги - по принципу психрометрического измерения влажности газа;
- 7) твердые (взвешенные) частицы - оптический (по интенсивности рассеянного света).

Система СНКГВ является стационарным изделием и состоит из 2-х уровней:

уровень измерительных комплексов точки измерения (ИК ТИ);

уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

В состав СНКГВ входит две точки измерения (ТИ): блок № 4 (газоходы А, Б). Для каждого газохода имеется комплект оборудования, приведенного ниже и расположенного в контейнерах. Комплекты объединены одним ПО (сервером).

Уровень ИК ТИ включает в себя следующие средства измерений утвержденного типа:

- газоанализатор SWG300 фирмы «MRU GmbH» (регистрационный номер 56769-14) для измерений объемной доли NO_x (в пересчете на NO₂), SO₂, CO, CO₂, O₂ для каждой точки измерения (ТИ), в комплект поставки которого входят пробоотборный зонд и линия транспортировки пробы на вход газоанализаторов с опцией подогрева и осушки пробы, для преобразования NO₂ в NO используется молибденовый конвертер с коэффициентом преобразования не менее 70 %.

- анализатор пыли DUSTHUNTER модели SP100 (регистрационный номер 45955-10);
- анализатор влажности HYGROPHIL H 4230-10 (регистрационный номер 52827-13);
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR (TR10) (регистрационный номер 47279-11);
- преобразователи давления измерительные Cerabar S PMP75 (регистрационный номер 41560-09);

- расходомер газа ультразвуковой Flowsic 100/PR фирмы «SICK AG» (регистрационный номер 43980-10), определяющий скорость газового потока, в комплекте с блоком обработки данных (вычислитель) MCU, в котором рассчитывается объемный расход по измеренным данным скорости и введенного значения площади поперечного сечения газотока с учетом профиля скорости в измерительном сечении газотока.

Блок пробоподготовки (с насосом) предназначен для удаления из анализируемой пробы влаги и пыли, охлаждения пробы, в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 10396-2006 «Выбросы стационарных источников. Отбор проб при автоматическом определении содержания газов».

Газоанализаторы SWG300 и анализаторы влажности HYGROPHIL H 4230-10 размещаются в специализированных контейнерах и подключаются к программно-техническому комплексу ПТК с использованием токового интерфейса 4 - 20 мА.

Аналоговый сигнал от первичных датчиков скорости потока передается на блок обработки данных MCU, который входит в состав расходомера Flowsick 100/PR.

Усредненный сигнал температуры отходящих газов, а также усредненный сигнал давления/разрежения в газотоке поступают от контроллера системы ПТК на вычислительный блок ультразвуковой измерительной системы.

Вычислительный блок производит расчет объемного расхода (с учетом измеренной скорости потока газа и площади сечения газотока), приведенного к условиям (0 °С и 760 мм рт.ст. в соответствии с требованиями РД 52.04.186-89) и по токовому интерфейсу (4..20) мА передает значение расхода в программно-технический комплекс ПТК.

Возможность применения измерителя Flowsick 100 PR обоснована в «Экспертном заключении на конструкцию измерительного трубопровода за дымососом энергоблока № 4 «Системы непрерывного контроля газовых выбросов энергоблока № 4 для нужд филиала «Рефтинская ГРЭС ОАО ЭнеЛ ОГК-5», выданном ФГУП «ВНИИР» 26.08.2014 г.

Уровень ИВК обеспечивает автоматический сбор, диагностику и автоматизированную обработку информации по анализу выходных газов в сечении газотока, автоматизированный сбор и обработку информации, а также обеспечивает интерфейс доступа к этой информации и ее предоставление в существующие АСУ ТП блока № 4.

В состав ИВК входят:

- программно-технический комплекс (ПТК);
- автоматизированные рабочие места АРМ;
- сетевое оборудование.

ПТК построен на базе резервированных контроллеров Siemens SIMATIC S7-300, которые обеспечивают сбор данных со средств измерений, архивирование данных, передачу этой информации на АРМ и РСУ Блока №4.

В составе СНКГВ установлены два АРМ на базе промышленного компьютера SIEMENS SIMATIC IPC547D:

- АРМ ССОД совмещают функции АРМ оператора и АРМ инженера;
- АРМ ЦУСД - центральное устройство сбора данных.

Контроллер со вспомогательным оборудованием размещается в специализированном шкафу ПТК с возможностью механической защиты и защиты от несанкционированного доступа. Шкаф ПТК устанавливается в помещении СНКГВ.

Аналоговые сигналы от средств измерений (4-20 мА или 0-5 мА) по сигнальным кабелям подаются от уровня ИК к уровню ИВК на модули аналоговых входов ПТК, где они нормализуются и преобразуются в цифровой код значений измеряемых величин. ПТК по цифровому каналу передачи данных передает информацию в АРМ для дальнейшей обработки и вывода отчетов на печать.

В ИВК функционирует комплекс программ, использующих измеряемые параметры для реализации информационных и расчетных задач системы.

Измерительные каналы системы заканчиваются средствами представления информации:

- видеотерминалы АРМ пользователей СНКГВ;
- устройства вывода информации на печать (принтеры).

В состав СНКГВ входят поверочные газовые смеси для проведения корректировки нулевых показаний и чувствительности.

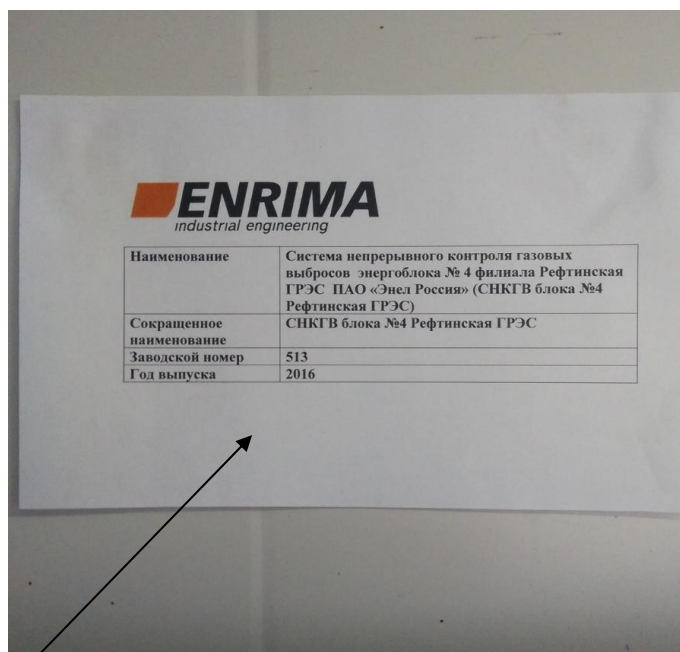
Внешний вид СНКГВ (контейнер) приведен на рисунке 1, вид внутри - на рисунке 2.



Рисунок 1 - Внешний вид контейнера



Рисунок 2 - Вид системы внутри контейнера



Место нанесения знака поверки

Рисунок 3 - Место нанесения знака поверки на табличку системы

Программное обеспечение

Система имеет встроенное и автономное программное обеспечение.

Встроенное программное обеспечение (контроллера) осуществляет функции:

- прием, регистрация данных о параметрах отходящего газа;

Автономное ПО (АРМ) осуществляет функции

- отображение на экране АРМ измеренных мгновенных значений массовой концентрации NO_x (в пересчете на NO_2), SO_2 , CO и твердых (взвешенных) частиц, объемной доли O_2 , CO_2 температуры и объемного расхода газового потока, приведение значений к нормальным условиям;

- автоматический расчет массового выброса (г/с) загрязняющих веществ - оксида углерода (CO), оксидов азота NO_x (в пересчете на NO_2), диоксида серы (SO_2), твердых (взвешенных) частиц;

- введение архивов данных измеренных значений (массовой концентрации NO_x (в пересчете на NO_2), SO_2 и CO , объемной доли O_2 , CO_2 , температуры и объемного расхода газового потока) и расчетных значений (массовых выбросов загрязняющих веществ) с усреднением в 1 секунду, и 20 минутных значений;

- автоматическое формирование суточного отчета на основе 20-ти минутных значений;

- формирование месячного, квартального и годового отчета на основе 20-ти минутных значений по запросу пользователя;

- визуализация процесса на дисплеях АРМ пользователей с помощью технологических схем с активной графикой, динамических сообщений, диаграмм, графиков, таблиц в соответствии со стандартами многооконной технологии Windows;

- вывод на печать по запросу необходимой оперативной или архивной информации;

- выполнение разработанных оперативных и неоперативных прикладных программ;

- поддержка многопользовательского, многозадачного непрерывного режима работы в реальном времени;

- регистрация и документирование событий, ведение оперативной БД параметров режима,

обновляемой в темпе процесса;

- контроль состояния объектов управления и значений параметров, формирование предупреждающих и аварийных сигналов;
- дополнительная обработка информации, расчеты, автоматическое формирование отчетов и сохранением их на жесткий диск АРМ;
- обмен данными между смежными системами;
- автоматическая самодиагностика состояния технических средств, устройств связи;
- выполнение функций системного обслуживания - администрирование СНКГВ (контроль и управление полномочиями пользователей, переконфигурирование при модернизации системы).

Система имеет защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты - «средний» по Р 50.2.077-2014.

Влияние встроенного ПО учтено при нормировании метрологических характеристик комплекса.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Встроенное ПО (контроллера)	Автономное ПО (АРМ)
Идентификационное наименование ПО	S7_CEMS2	АРМ_CEMS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже v1.3	Не ниже v1.3
Цифровой идентификатор ПО	4C049E4C ¹⁾ AC05E869 ²⁾	522fd482 ¹⁾
Алгоритм получения цифрового идентификатора	CRC32	CRC32
Примечание: 1) Значение контрольной суммы, указанное в таблице, относится только к файлам ПО указанной версии. 2) Контрольные суммы для встроенного ПО S7_CEMS2 рассчитываются по двум модулям.		

Метрологические и технические характеристики
приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2

Определяемые компоненты	Диапазоны измерений ¹⁾		Пределы допускаемой основной погрешности		Номинальная цена единицы наименьшего разряда
	объемной доли	массовой концентрации, мг/м ³	абсолютной, Δ	относительной, δ, %	
Оксиды азота NO _x (в пересчете на NO ₂)	от 0 до 200 млн ⁻¹ (ppm) включ.	от 0 до 410 включ.	±16 млн ⁻¹	-	1 млн ⁻¹ (ppm)
	св. 200 до 1000 млн ⁻¹ (ppm)	св. 410 до 2050	-	±8	
Оксид углерода (CO)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (ppm) включ.	от 0 до 12,5 включ.	±2 млн ⁻¹	-	1 млн ⁻¹ (ppm)
	св. 10 до 100 млн ⁻¹ (ppm)	св. 12,5 до 125	-	±10	

Определяемые компоненты	Диапазоны измерений ¹⁾		Пределы допускаемой основной погрешности		Номинальная цена единицы наименьшего разряда
	объемной доли	массовой концентрации, мг/м ³	абсолютной, Δ	относительной, δ, %	
Диоксид углерода (CO ₂)	от 0 до 2 % включ.	-	±0,2 %	-	0,01 %
	св.2 до 20 %	-	-	±10	
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 250 млн ⁻¹ (ppm) включ.	от 0 до 715 включ.	±20 млн ⁻¹ (ppm)	-	1 млн ⁻¹ (ppm)
	св. 250 до 1000 млн ⁻¹ (ppm)	св. 715 до 2860	-	±8	
Кислород (O ₂)	От 0 до 21 %	-	±0,2 %	-	0,01 %
Влага (H ₂ O)	от 2 до 20 %	-	-	±2 %	0,1 %
Твердые (взвешенные) частицы ²⁾	-	от 0 до 5 включ.	±25 % (приведенная к верхнему значению поддиапазона измерений)	-	0,1 мг/м ³
	-	св. 5 до 200	-	±25	

Примечание:

1) Пересчет объемной доли млн⁻¹ (ppm) в массовую концентрацию компонента (мг/м³) проводится с использованием коэффициента, равного для SO₂ - 2,86; NO₂ - 2,05; CO - 1,25 (при 0 °С и 760 мм рт. ст. в соответствии с РД 52.04.186-89).

2) При условии градуировки анализатора пыли, установленным на объекте, в соответствии с ГОСТ Р ИСО 9096 «Выбросы стационарных источников. Определение массовой концентрации твердых частиц ручным гравиметрическим методом»

Таблица 3

Параметр	Значение
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
Предел допускаемого изменения выходного сигнала за 24 ч непрерывной работы, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности при изменении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от номинального значения температуры 20 °С в пределах рабочих условий, в долях от предела допускаемой основной погрешности	±0,5
Предел суммарной дополнительной погрешности от влияния неизмеряемых компонентов в анализируемой газовой смеси, приведенных в п. 16, в долях от предела допускаемой основной погрешности ¹⁾	0,5
Диапазон времени усреднения показаний, мин	от 0,5 до 100

Примечание:

1) Перекрестная чувствительность для определяемых компонентов скомпенсирована введением поправок

Метрологические характеристики для измерительных каналов параметров газового потока приведены в таблице 4.

Таблица 4

Определяемый параметр ³⁾	Единицы измерений	Диапазон измерений ²⁾	Пределы допускаемой погрешности
Температура газовой пробы	°С	от -200 до +600	$\pm(2,0 + 0,002 t)$ °С (абс.)
Давление/разрежение	кПа	от -15 до +5	$\pm 1,5$ % (привед.)
Объемный расход ¹⁾	м ³ /ч	от $0,08 \times 10^6$ до $2,00 \times 10^6$	± 8 % (отн.)

Примечания:
 1) расчетное значение с учетом данных, приведенных в «Экспертном заключении на конструкцию измерительного трубопровода за дымососом энергоблока № 4 «Системы непрерывного контроля газовых выбросов энергоблока № 4 для нужд филиала «Рефтинская ГРЭС ОАО ЭнеЛ ОГК-5», выданном ФГУП «ВНИИР» 26.08.2014 г., и при скорости газового потока от 0,3 до 40 м/с.
 2) диапазон показаний по каналу объемного расхода составляет 0- 2×10^6 м³/ч.
 3) Номинальная цена единицы наименьшего разряда измерительных каналов: температуры 0,1 °С, давления 0,1 кПа, расхода 1 м³/ч.

Технические характеристики приведены в таблице 5.

Таблица 5

Параметр	Значение
Время прогрева, мин, не более	30
Напряжение питания от сети переменного тока частотой (50±1) Гц, В	230±23
Габаритные размеры, мм, не более длина ширина высота	6110 2380 2630
Масса, кг, не более	4000
Потребляемая мощность, В·А, не более	24700
Средняя наработка на отказ (при доверительной вероятности P=0,95), ч	24000
Средний срок службы, лет, не менее	10
Условия окружающей среды диапазон температуры, °С диапазон атмосферного давления, кПа относительная влажность (при температуре 35 °С и (или) более низких температурах (без конденсации влаги)), %	от -40 до +40 от 84,0 до 106,7; от 30 до 98
Условия эксплуатации (внутри контейнеров) диапазон температуры, °С относительная влажность (без конденсации влаги), % диапазон атмосферного давления, кПа	от +5 до +35 до 95 от 84,0 до 106,7
Параметры анализируемого газа на входе пробоотборного зонда	Диапазоны - в соответствии с указанными в таблицах 2 и 4

Знак утверждения типа

наносится на табличку системы внутри контейнера или на титульный лист Руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки приведена в таблице 6.

Таблица 6

Наименование, изготовитель	Количество
Система СНКГВ (зав. № 513) в составе:	
Термопреобразователь сопротивления серии TR10-B	6 шт.
Преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP75	4 шт.
Расходомер газа ультразвуковой FLOWSICK 100 PR	2 шт.
Газоанализатор SWG -300 фирмы MRU GmbH	2 шт.
Анализатор влажности BARTEC HYGROPHIL® H 4230-10	2 шт.
Пылемер DUSTHUNTER SP100	2 шт.
ШКАФ ПТК 04HNA00GH001, ООО "Энрима"	1 шт.
ШКАФ АРМ ССОД 04HNA00GH003, ООО "Энрима"	1 шт.
ШКАФ АВР 04HNA00GH002, ООО "Энрима"	1 шт.
Контейнер специализированный, ООО "Энрима"	1 шт.
Программное обеспечение	
Встроенное ПО контроллера, S7_CEMS2 v1.3, ООО "Энрима"	1 экз.
Автономное ПО АРМ, АРМ_CEMS v1.3, ООО "Энрима"	1 экз.
Документация	
Руководство по эксплуатации 2313.АТХ.01.ЭД.РЭ	1 экз.
Руководство оператора 2313.АТХ.01.ЭД.РО	1 экз.
Паспорт формуляр 2313.АТХ.01.ЭД.ПФ	1 экз.
Методика поверки МП-242-2037-2016	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-242-2037-2016 «Система непрерывного контроля газовых выбросов энергоблока № 4 филиала Рефтинская ГРЭС ПАО «Энел Россия» (СНКГВ блока №4 Рефтинская ГРЭС). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» «31» августа 2016 г.

Основные средства поверки:

- 1) для газоаналитических каналов и канала объемной доли паров воды:
 - стандартные образцы состава - газовые смеси в баллонах под давлением CO/N₂ (№ 10240-2013), O₂/N₂ (№ 10253-2013), NO/N₂ (№ 10323-2013), NO₂/N₂ (№ 10331-2013), SO₂/N₂ (№ 10342-2013), CO₂/N₂ (№ 10241-2013);
 - генератор влажного газа эталонный «Родник-4М», пределы допускаемой относительной погрешности ПГС ±(1,5 - 2,5) %, (регистрационный номер № 48286-11)
- 2) для измерительных каналов параметров газового потока:
 - калибратор температуры КТ-1 с диапазоном воспроизводимых температур от -20 до +110 °С (регистрационный номер № 29228-11)
 - калибратор температуры КТ-2 с диапазоном воспроизводимых температур от +40 до +500 °С (регистрационный номер № 28811-12)
 - аэродинамическая установка, диапазон измерений скорости воздушного потока от 4 до 40 м/с, δ₀ = 1 %.

- калибратор давления пневматический Метран-505 Воздух-1 (регистрационный № 42701-09), с блоком опорного давления, диапазон измерений от 2 до 25 кПа, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,015$ %.

- калибратор многофункциональный портативный Метран 510-ПКМ (регистрационный № 26044-07).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наклеивается на табличку системы внутри контейнера, как показано на рисунке 3, или на свидетельство о поверке на систему.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе непрерывного контроля газовых выбросов энергоблока № 4 филиала Рефтинская ГРЭС ПАО «Энел Россия» (СНКГВ блока №4 Рефтинская ГРЭС)

1 Приказ Минприроды России № 425 от 07.12.2012 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений и выполняемых при осуществлении деятельности в области охраны окружающей среды, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений»

2 ГОСТ Р 50759-95 «Анализаторы газов для контроля промышленных и транспортных выбросов. Общие технические условия».

3 ГОСТ Р ИСО 10396-2006 «Выбросы стационарных источников. Отбор проб при автоматическом определении содержания газов».

4 ГОСТ 17.2.4.02-81 Охрана природы. Атмосфера. «Общие требования к методам определения загрязняющих веществ».

5 ГОСТ 8.578-2014 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых средах».

6 ГОСТ 8.558-93 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры».

7 ГОСТ 8.596.(1-5)-2005 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств».

8 Техническая документация изготовителя.

Изготовитель

ООО «Энрима»

ИНН 5904194133

Юридический адрес: ООО «Энрима»: 614017, Российская федерация, Пермский край, город Пермь, улица Уральская, дом 93

Адрес местонахождения: ООО «Энрима»: 614033, Российская федерация, Пермский край, г. Пермь, ул. Куйбышева, д.118, 5 этаж

Телефон/факс (342) 249-48-38

Испытательный центр

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

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

Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14

<http://www.vniim.ru>

E-mail: info@vniim.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311541 от 23.03.2016 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ___ » _____ 2016 г.