

- 1. Objeto**
- 2. Alcance y aspectos generales**
- 3. Desarrollo**
 - 3.1 Descripción de las actividades realizadas en IFEMA**
 - 3.2 Descripción de las instalaciones de combustión**
 - 3.3 Listado de fuentes de combustión**
 - 3.4 Metodología de cálculo**
 - 3.4.1 Recopilación de datos**
 - 3.4.2 Cálculo emisiones por flujo fuente**
- 4. Procedimientos importantes**
 - 4.1 Gestión de la asignación de responsabilidades y gestión de las competencias del personal responsable**
 - 4.2 Evaluación de la idoneidad del Plan de Seguimiento**
 - 4.3 Aseguramiento de la calidad de los equipos de medida**
 - 4.4 Aseguramiento de la calidad en las tecnologías de la información**
 - 4.5 Revisiones internas y validación de los datos**
 - 4.6 Correcciones y medidas correctoras**
 - 4.7 Control de procesos externalizados**
 - 4.8 Mantenimiento de registros y documentación**
 - 4.9: Lagunas de datos**
 - 4.10: Evaluación de riesgos**
 - 4.11: Registro de los instrumentos de medida sujetos al control de IFEMA**
- 5. Anexos, formularios y documentación relacionada**

ELABORADO	REVISADO	APROBADO
Dirección Técnica	Dirección Calidad y RSC	Dirección General

HISTOÓRICO DE REVISIONES		
REVISIÓN	FECHA	MOTIVO DE LA REVISION
01	Enero 2021	Edición inicial
02	Abril 2021	Observaciones del verificador en su informe verificado sobre las emisiones del año 2020 y otras cuestiones
03	Septiembre 2021	Modificaciones necesarias observadas por el titular

1.- Objeto

Describir la metodología empleada para calcular las toneladas de CO₂ (en adelante tCO₂) emitidas a la atmósfera en IFEMA, así como los procedimientos asociados al

Plan de Seguimiento de la fase IV del EU ETS de conformidad con el Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066, de 19 de diciembre de 2018.

2.- Alcance y aspectos generales

Todas las actividades del recinto ferial de IFEMA.

3.-Desarrollo

3.1: Descripción de las actividades realizadas en IFEMA:

IFEMA diseña y gestiona (comercializa y produce) eventos propios y presta espacios y servicios en eventos externos en el parque ferial Juan Carlos I, recinto del que es propietario. Es una actividad de servicios.

Fecha de puesta en funcionamiento de las actividades: MAYO 1992

3.2: Descripción de las instalaciones de combustión:

IFEMA dispone de 3 ERMs de gas natural en sus instalaciones (ERM1, ERM2 y ERM3).

IFEMA tiene 3 salas de máquinas (también llamadas en alguna ocasión salas de calderas).

La sala de máquinas SM1 es alimentada por ERM1, la sala de máquinas SM2 es alimentada por ERM2 y la sala de máquinas SM3 es alimentada por ERM3.

Las 4 calderas de SM1 calientan el edificio puerta sur y los pabellones del 1-8, incluyendo a cafeterías de su interior.

Las 3 calderas de SM2 calientan el edificio puerta norte y los pabellones 9 y 10, incluyendo a cafeterías de su interior.

Las 4 calderas de SM3 calientan los pabellones 12 y 14, incluyendo a cafeterías de su interior.

Hay otras 10 calderas o calentadores pequeños para restauración que también consumen gas natural, de menos de 1MW de potencia de caldera y de potencia de quemador, que se utilizan en su mayoría para calentar agua (ACS), excepto 2 de ellas que son para climatización (de apoyo por si se necesitara) y 1 para el uso del autoclave de las cocinas centrales. Estas 10 calderas son alimentadas por la ERM1.

Asimismo, hay distintos fogones (o cocinas) que también consumen gas natural. Se puede considerar que la potencia térmica de los fogones en su totalidad es de 3,12 MW. La ERM1 alimenta las cocinas centrales y las cocinas de los pabellones 1 al 8, la ERM2 alimenta las cafeterías de los pabellones 9 y 10 y el Centro de Convenciones Norte y la ERM3 alimenta las cafeterías de los pabellones 12 y 14.

Igualmente hay 6 grupos electrógenos (4 asociados a la SM1 y 2 asociados a la SM3) y 2 bombas diésel contraincendios. Estos equipos consumen gasóleo A (en adelante, también se le llamará a veces simplemente gasoil, es decir, las consideraremos denominaciones equivalentes).

- Actividad continua o fija de las calderas:
 - SM1 y SM2: un promedio de 40 semanas/año en funcionamiento, con 12 horas de funcionamiento estimadas (de 8 a 20 horas), dando servicio a la actividad de oficinas de IFEMA, que supone una actividad regular y no depende de la actividad ferial. Total: 3.360 horas/año de SM1 y 3.360 horas/año de SM2.
- Actividad discontinua de las calderas dependiente de la actividad ferial:
 - SM1 y SM2: a las 3.360 horas de funcionamiento fijas de SM1 y de SM2 hay que sumarle la parte variable año a año debida a la actividad ferial.
 - SM3: el régimen de funcionamiento de estas calderas depende íntegramente de la actividad ferial-congresual, que varía de un año a otro.

Las horas de funcionamiento debidas a la actividad ferial no se pueden cuantificar, debido al número de variables que dependen de la misma (no es lo mismo un concierto, que un congreso, que una feria; y también depende de la época del año, del tipo de público que venga, del plan ferial previsto para ese año, que varía mucho de un año a otro, etc).

Calderas

SALAS DE MÁQUINAS	Nº CALDERAS	POTENCIA CALDERAS	POTENCIA QUEMADOR	AÑO FABRICACIÓN CALDERA	USO
SM1	4	3,8 MW	5MW	1990	Calefacción
SM2	3	3,8 MW	4,75 MW	2001	Calefacción
SM3	3	4,069 MW	6,5 MW	2007	Calefacción
SM3	1	1,395 MW	2 MW	2007	Calefacción

OTRAS UBICACIONES	Nº EQUIPOS	POTENCIA CALDERAS	POTENCIA QUEMADOR	AÑO FABRICACIÓN CALDERA	USO
Cafetería Pabellón 1 (ACS)	1	49,1 KW	<1 MW	1990	ACS
Cafetería Pabellón 6 (ACS)	1	49,1 KW	<1 MW	1990	ACS
Cafetería 750 Pabellón 7 (ACS)	1	49,1 KW	<1 MW	1990	ACS
Cafetería 750 Pabellón 7 (Calefacción)	1	131 KW	<1 MW	1990	Calefacción
Cafetería 1200 Pabellón 8 (ACS)	1	49,1 KW	<1 MW	1990	ACS
Cafetería 750 Pabellón 8 (Calefacción)	1	116 KW	<1 MW	1990	Calefacción
Autoclave de cocinas centrales	1	0,5 MW	<1 MW	1990	Autoclave de las cocinas centrales
Restaurante "Riojano"	1	49,1 KW	<1 MW	1990	ACS
Restaurante "Europa"	1	49,1 KW	<1 MW	1990	ACS
Comedor de personal	1	53 KW	<1 MW	2019	ACS

Como se ha dicho, IFEMA dispone de 6 grupos electrógenos en toda la instalación:

SALA DE MAQUINAS	Nº GRUPOS ELECTRÓGENOS	POTENCIA	AÑO INSTALACIÓN
SM1	4	0,75 MW	2018
SM3	2	0,50 MW	2008

Los grupos electrógenos ubicados en la SM1 alimentan la red eléctrica del edificio sur, edificio norte y pabellones del 1-10.

Los grupos electrógenos ubicados en la SM3 alimentan la red eléctrica de los pabellones 12-14.

Función grupos electrógenos: alimentar las instalaciones en caso de caída de la red eléctrica (situaciones de emergencia).

Gas natural para climatización (calentamiento de edificios): Es un proceso automatizado, luego las horas de funcionamiento dependerán de la demanda de la temperatura en función de la situación climatológica exterior, de si el edificio está ocupado o no (hay celebración o no...) y del nivel de aislamiento del mismo y tipo de evento a celebrar (no es lo mismo feria, que concierto, etc).

Gas natural para cocinas: las horas de funcionamiento dependen de las necesidades de restauración en función de las ferias o eventos que haya en celebración, montaje o desmontaje en IFEMA y del nivel esperado de visitantes o expositores. Las cocinas se alimentan directamente del gas de la red, excepto el autoclave que requiere una caldera.

Gas natural para ACS: las horas de funcionamiento dependen de las necesidades de restauración en función de las celebraciones de eventos que tengan lugar en los pabellones 1, 6, 7 y 8 y de la actividad de los restaurantes: “El Riojano”, “Europa” y “Comedor del personal”.

Gasoil: alimenta los 6 grupos electrógenos de emergencia y las 2 bombas diésel contraincendios. Los grupos electrógenos solo se consumirá en situaciones de corte de red o en situaciones de mantenimiento.

Las fuentes de emisión (equipos de combustión) de IFEMA son las siguientes:

- 21 calderas: 11 calderas de más de 1 MW, 10 de menos de 1 MW. De estas 10: 7 de ellas son para ACS, 2 para climatización de 2 pequeñas cafeterías para usos puntuales y 1 para el uso del autoclave en las cocinas centrales.
- 6 grupos electrógenos.
- Varios fogones para cocinas.
- Dos bombas diésel contraincendios.

3.3: Listado de fuentes de emisión:

FUENTES DE EMISIÓN			
Denominación	Potencia térmica nominal equipo (P.t.n.)	Potencia térmica nominal QUEMADOR (P.t.n.)	Combustible
Caldera 1 SM1	3,8 MW	5MW	Gas natural
Caldera 2 SM1	3,8 MW	5MW	Gas natural
Caldera 3 SM1	3,8 MW	5MW	Gas natural

FUENTES DE EMISIÓN			
Denominación	Potencia térmica nominal equipo (P.t.n.)	Potencia térmica nominal QUEMADOR (P.t.n.)	Combustible
Caldera 4 SM1	3,8 MW	5MW	Gas natural
Caldera 1 SM2	3,8 MW	4,75 MW	Gas natural
Caldera 2 SM2	3,8 MW	4,75 MW	Gas natural
Caldera 3 SM2	3,8 MW	4,75 MW	Gas natural
Caldera 1 SM3	4,069 MW	6,5 MW	Gas natural
Caldera 2 SM3	4,069 MW	6,5 MW	Gas natural
Caldera 3 SM3	4,069 MW	6,5 MW	Gas natural
Caldera 4 SM3	1,395 MW	2 MW	Gas natural
Grupo electrógeno 1 SM1	0,75 MW		Gasoil
Grupo electrógeno 2 SM1	0,75 MW		Gasoil
Grupo electrógeno 3 SM1	0,75 MW		Gasoil
Grupo electrógeno 4 SM1	0,75 MW		Gasoil
Grupo electrógeno 1 SM3	0,50 MW		Gasoil
Grupo electrógeno 2 SM3	0,50 MW		Gasoil
Caldera ACS Cafetería Pabellón 1	49,1 KW	<1 MW	Gas natural
Caldera ACS Cafetería Pabellón 6	49,1 KW	<1 MW	Gas natural
Caldera ACS 750 Cafetería Pabellón 7	49,1 KW	<1 MW	Gas natural
Caldera calefacción 750 Cafetería Pabellón 7	131 KW	<1 MW	Gas natural
Caldera ACS Cafetería 1200 Pabellón 8	49,1 KW	<1 MW	Gas natural
Caldera calefacción Cafetería 750 Pabellón 8	116 KW	<1 MW	Gas natural
Caldera autoclave Cocinas centrales	0,5 MW	<1 MW	Gas natural
Caldera ACS Restaurante "Riojano"	49,1 KW	<1 MW	Gas natural
Caldera ACS Restaurante "Europa"	49,1 KW	<1 MW	Gas natural

FUENTES DE EMISIÓN			
Denominación	Potencia térmica nominal equipo (P.t.n.)	Potencia térmica nominal QUEMADOR (P.t.n.)	Combustible
Caldera ACS Comedor Personal	53 KW	<1 MW	Gas natural
Fogones			Gas natural
Bomba diésel contraincendios			Gasoil
Bomba diésel contraincendios			Gasoil

3.4: Metodología de cálculo:

3.4.1: Recopilación de datos:

- Gas natural:
 - En enero, se recopilan las facturas de gas natural del año anterior y realiza la suma del total de los Nm³ consumidos a partir de la información que aparece en ellas.
- Gasóleo A (gasoil):
 - A comienzos del mes de enero del año X+1, se contabiliza:
 - los litros totales de gasóleo A que hay en los 6 depósitos individuales de gasoil que suministran a los 6 grupos electrógenos (cada depósito suministra a un grupo electrógeno), sumándolos. **(A)**
 - los litros totales de gasóleo A que se han recargado a los 6 depósitos individuales desde los 2 depósitos nodriza a lo largo del año anterior (un depósito nodriza suministra gasóleo A a los 4 grupos electrógenos de la SM1 y el otro depósito nodriza suministra gasóleo A a los 2 grupos electrógenos de la SM3). **(B)**
 - los litros totales de gasóleo A que se ha suministrado a lo largo del año anterior desde los 6 depósitos individuales de los grupos electrógenos a usos que no sean los grupos electrógenos (aunque todos o la mayoría de años esta cantidad va a ser 0). **(C)**
 - los litros totales de gasóleo A que hay en los 2 depósitos individuales de gasoil que suministran a las 2 bombas contraincendios (cada depósito suministra a una bomba), sumándolos. **(D)**
 - los litros totales de gasóleo A que se han recargado a los 2 depósitos individuales de las bombas a lo largo del año anterior. **(E)**
 - los litros totales de gasóleo A que se ha suministrado a lo largo del año anterior desde los 2 depósitos individuales de las bombas a usos que no sean las bombas (aunque todos o la mayoría de años esta cantidad va a ser 0). **(F)**

En el caso de las bombas, el consumo de gasoil (en litros) a lo largo del año X será:

$$\text{Consumo total gasoil bombas (litros)} = [(D) \text{ para el año X}] + (E) - (D) - (F)$$

El resultado se multiplica por la densidad del gasoil (t/l), extraída de la ficha del proveedor del gasoil, para obtener el consumo en toneladas en las bombas.

En el caso de los grupos electrógenos, el consumo de gasoil (en litros) a lo largo del año X será:

$$\text{Consumo total gasoil grupos electrógenos (litros)} = [(A) \text{ para el año X}] + (B) - (A) - (C)$$

El resultado se multiplica por la densidad del gasoil (t/l), extraída de la ficha del proveedor del gasoil, para obtener el consumo en toneladas en los grupos electrógenos.

3.4.2: Cálculo emisiones por flujo fuente.

El responsable interno de IFEMA para el cálculo de emisiones es la Dirección Técnica, con la colaboración de una empresa consultora externa.

Existe una metodología normalizada basada en el cálculo de las emisiones empleando la siguiente fórmula, que es la que utilizaremos para el cálculo de las emisiones de los GEI:

$$\text{Emisiones toneladas CO}_2 = \text{Datos de la actividad (*)} \times \text{Factor de emisión} \times \text{Factor de oxidación (1)}$$

(*) *Datos de la actividad = Combustible consumido (Nm³ en el caso del gas natural o toneladas en el caso del gasoil) x valor calorífico neto del combustible (TJ/Nm³ en el caso del gas natural y TJ/t en el caso del gasoil)*

El factor de emisión, el valor calorífico neto y el factor de oxidación se obtienen de las tablas que se publican en MITECO en el siguiente link <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/el-comercio-de-derechos-de-emision-en-espana/seguimiento-y-verificacion-de-las-emisiones/val-cal-net-inv-nac-emi.aspx>, utilizando para el cálculo el inventario nacional más actualizado (ej: si el cálculo de emisiones GEI es del año 2019, utilizar el anexo que comprende los años 1990-2017, si es del año 2020, utilizar el de los años 1990-2018, si es del año 2021, utilizar el de los años 1990-2019, y así sucesivamente).

“ANEXO 7. FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂ Y PCI DE LOS COMBUSTIBLES”

- Gas natural:

Unidad	Fuente de datos	Documentación	Frecuencia	Nivel a aplicar
--------	-----------------	---------------	------------	-----------------

Combustible consumido	Nm ³	Suministrador	Facturas	Mensual	2
Valor calorífico neto	TJ/Nm ³	Valores específicos del país indicados por España en el último inventario nacional presentado a la Secretaría de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático		Anual	2a
Factor de emisión	tCO ₂ /TJ				2a
Factor de oxidación	%				2

- Gasoil:

	Unidad	Fuente de datos	Documentación	Frecuencia	Nivel a aplicar
Combustible consumido	tonelada	Medidores internos	Registros internos	Anual (o mayor, si procede)	Sin nivel
Valor calorífico neto	TJ/t	Valores específicos del país indicados por España en el último inventario nacional presentado a la Secretaría de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático		Anual	2a
Factor de emisión	tCO ₂ /TJ				2a
Factor de oxidación	%				2

4. Procedimientos importantes

4.1: Gestión de la asignación de responsabilidades y gestión de las competencias del personal responsable

En relación con la atribución de responsabilidades, disponibilidad y asignación de recursos y separación de funciones en el ámbito del seguimiento de las emisiones de GEI para el cumplimiento del Plan de Seguimiento de emisiones de GEI, se atenderá a los siguientes criterios:

- Optimización del recurso propio frente a la externalización.
- Atribución de tareas conforme a la experiencia previa del personal.
- Integración de las actuaciones previstas en la operativa habitual de las personas responsables de las diferentes áreas.

La Asignación de Responsabilidades se analizará periódicamente al aplicar el proceso de evaluación periódica de la idoneidad del Plan de Seguimiento.

En los casos en los que se precise, bien a demanda del propio encargado de una tarea en cuestión bien a requerimiento por parte de la Dirección Técnica, se procederá a la formación específica en la tarea a desarrollar.

Actualmente el reparto de las principales tareas es el siguiente:

La Dirección Técnica (con la ayuda de la Jefa de Instalaciones cuando proceda) es responsable de:

- Gestión y control del correcto funcionamiento del seguimiento y la notificación de las emisiones de la instalación.
- La gestión y mantenimiento de la cuenta de la instalación del RENADE.
- La entrega anual de derechos de emisión al RENADE (antes del 30 de abril).
- La revisión y validación de los datos del registro.
- Estudiar y analizar periódicamente las necesidades de responsabilidad que se deriven de los cambios en la organización y en la reglamentación sobre el seguimiento y la notificación e informar a la Dirección General

La Jefa de Instalaciones es responsable de:

- La gestión y el control del correcto proceder de los actores externos (verificadores, empresas de calibración de los equipos de medida del gas natural, empresa consultora externa, etc.)
- La notificación de cualquier cambio realizado en la instalación, la metodología de seguimiento o los datos de empresa y su instalación (cambio del carácter, medida, funcionamiento de las instalaciones, paradas no programadas, nuevos dispositivos, combustibles introducidos, cambios de seguimiento).
- La revisión y la notificación de las solicitudes de asignación de derechos de emisión, cuya cumplimentación propiamente dicha correrá a cargo de empresa consultora externa.
- La obtención y compilación de los datos de seguimiento (facturas de gas natural, litros de gasoil consumidos, etc.).
- Aseguramiento de la calidad de las tecnologías de la información utilizadas.
- La revisión y la notificación de cualquier actualización del Plan de Seguimiento. La elaboración propiamente dicha de la documentación relacionada con estas actualizaciones correrá a cargo de empresa consultora externa.
- La preparación de la verificación de emisiones de GEI, en colaboración con empresa consultora externa.

- La revisión y la notificación del informe anual de emisiones verificado. La cumplimentación propiamente dicha del informe correrá a cargo de empresa consultora externa.
- Verificación y control de todos los datos y flujos fuente relativos al Plan de Seguimiento.

El Departamento de Mantenimiento es responsable:

- Del seguimiento del estado y funcionamiento de los equipos de mediciones de gas natural y gasoil, y su estado de calibración y verificación cuando proceda.

La Dirección General es responsable de:

- La asignación de responsabilidades relacionadas con el seguimiento y la notificación.
- Establecer las competencias del personal responsable en las tareas indicadas en estos procedimientos.
- Aprobar la entrega de derechos de emisión para el cumplimiento.

4.2: Evaluación periódica de la idoneidad del Plan de Seguimiento

Los principales aspectos a evaluar en el marco de la idoneidad del Plan de Seguimiento se relacionan a continuación:

- *Comprobación de fuentes de emisión y flujos fuente.* Se realizará con una frecuencia mínima anual la comprobación de la lista de fuentes de emisión y flujos fuente, al objeto de lograr que se incluyan en el Plan de Seguimiento todas las fuentes y flujos, así como todos los cambios relevantes en las características y el funcionamiento de la instalación. De acuerdo con el artículo 6 de la Ley 1/2005, modificada, entre otras, por la Ley 13/2010, el titular comunicará cualquier cambio en el tamaño, carácter o funcionamiento de la instalación. En caso de cambios en el número de fuentes de emisión o cambios en los flujos fuente identificados en la instalación, se solicitará modificación de la autorización de emisión de GEI (AEGEI), y la correspondiente aprobación de la modificación del plan de seguimiento por parte de la autoridad competente. Se actuará igualmente en el caso de que se detecte un cambio de la categorización de la instalación como A, B o C según el artículo 19 del Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066.

- *Evaluación del cumplimiento de la incertidumbre.* Al tratarse de una Instalación de Bajas Emisiones, no estará obligada a realizar un cálculo de incertidumbre del flujo fuente gas natural, siempre que los equipos de medida de este tengan una incertidumbre menor al 5%. En cuanto al gasoil, no aplica nivel para el consumo de combustible, por lo que no procede ningún cálculo de incertidumbre.
- *Evaluación de posibles mejoras en la metodología de seguimiento.* En el Plan de Seguimiento se recoge la metodología a aplicar para el cálculo de emisiones y su seguimiento. La metodología definida se basa en el cálculo, disponiendo de procedimientos adoptados para el control de los flujos fuentes objeto de seguimiento y la obtención del resto de parámetros que intervienen en el cálculo de las emisiones de GEI de acuerdo con los niveles aplicables a la instalación. De acuerdo con este procedimiento, con frecuencia mínima anual se realizará una evaluación de la metodología empleada y las posibles mejoras de la misma al objeto de obtener unos resultados más precisos. En la revisión mínima anual para la posible mejora de la metodología empleada, se considerarán documentación de apoyo, normativa o guías publicadas por la Comisión Europea y la Comunidad de Madrid, esta última como autoridad competente en el ámbito del seguimiento y notificación de las emisiones de GEI. La metodología de seguimiento debe cambiarse si ello aumenta la exactitud de los datos notificados, a menos que sea técnicamente inviable o genere costes irrazonablemente altos. En el marco de la evaluación de posibles mejoras del Plan de Seguimiento, es responsabilidad de la Jefa de Instalaciones el acometer una valoración respecto a las potenciales recomendaciones de mejora y subsanación de irregularidades que, por parte del verificador, se hubieran puesto de manifiesto durante la verificación anual de emisiones. Por tanto, se chequeará el contenido del último Informe de verificación con vistas a identificar las posibles mejoras a incorporar y las potenciales medidas de subsanación de irregularidades asociadas. Si procede, se presentará ante el organismo autonómico competente el correspondiente informe de mejora antes del 30 de junio, de conformidad con el artículo 69.4 del Reglamento 2018/2066.

La evaluación de la idoneidad del Plan de Seguimiento se realizará de forma interna al menos una vez al año, atendiendo a las indicaciones del Verificador del Informe Anual de seguimiento y a los posibles cambios operativos de la planta.

Los cambios que se introduzcan en el Plan de Seguimiento deben estar claramente indicados, justificados y plenamente documentados en los registros internos del titular y en los requeridos por la administración.

4.3: Aseguramiento de la calidad de los equipos de medida

El aseguramiento de la calidad de los equipos de medida de gas natural se realizará por parte de la entidad homologada responsable del mantenimiento y calibración de los equipos.

En este sentido indicar que la calidad de los equipos de medida de gas natural se halla plenamente garantizada al estar sometidos los mismos a las exigencias al respecto previstas en la legislación por parte del regulador del sistema gasista.

El aseguramiento de los medidores de gas natural de la instalación relacionados con el seguimiento de las emisiones de CO₂ se ajustarán por tanto al cumplimiento de las pruebas/verificaciones/calibraciones previstas en la normativa, especialmente a lo dispuesto en la normativa respecto a tipos de pruebas, frecuencias, requisitos adicionales, etc., en la ORDEN ICT/155/2020 de 7 de febrero por la que se regula el "*Control metrológico de las instalaciones de medida*".

El Departamento de Mantenimiento de IFEMA supervisará las actuaciones al respecto de la empresa homologada contratada para la realización de los protocolos de verificación aplicables de los equipos de medida de gas natural. Igualmente mantendrá un registro actualizado del estatus, identificación, incidencias, etc. de todos los medidores en el ámbito del RCDE. Al menos 30 días antes de que expire la validez de la calibración o verificación de cada dispositivo de medida de gas natural, comenzará a hacer los contactos y gestiones necesarias con el fin de que dicha calibración o verificación quede realizada con anterioridad a la fecha de expiración.

El Departamento de Mantenimiento también será el responsable de que los medidores de nivel de los depósitos internos de gasoil se calibren y verifiquen conforme a la frecuencia pertinente, si procede por ley. Igualmente, se asegurará de que el/los proveedores de gasoil calibre/n sus equipos de medición de combustible conforme a la legislación pertinente, si procede.

4.4: Aseguramiento de la calidad en las tecnologías de la información

El titular de la instalación asegura que el diseño, documentación, comprobación, aplicación, control y mantenimiento de los sistemas de tecnologías de la información se efectúan de tal manera que se garantiza un tratamiento fiable, exacto y oportuno de los datos en función de los riesgos detectados.

La recepción y el registro de los datos primarios se basa en la disponibilidad de la información tanto en formato papel como en formato digital dado que se escanean todas las facturas y se registran.

Adicionalmente indicar que en SAP queda registrada toda la información respecto a la gestión y validación de facturas, y obtención de facturas rectificativas.

Respecto al respaldo digital a la documentación y realización de copias de seguridad, IFEMA dispone de un contrato anual de mantenimiento y actualización de sus sistemas informáticos.

Se asegura el correcto funcionamiento de este sistema de varias maneras:

- Se realizan copias de seguridad periódicas de toda la documentación.
- Existe una segregación de acceso a los datos en red en virtud de perfiles de usuarios y contraseñas.
- Los datos referentes a las emisiones de GEI se mantienen en los servidores durante al menos 10 años.
- Cualquier manipulación en el sistema de documentación digital quedaría registrada.

4.5: Revisiones internas y validación de los datos

Al objeto de asegurar que los datos de partida y el cálculo de las emisiones son correctos, se establecen una serie de revisiones internas para la validación de los datos y resultados.

Se designa personal específico para revisar los cálculos y validar los datos, persona distinta de la encargada de llevar a cabo la tarea de gestión de información y realización del informe de notificación de emisiones.

La frecuencia establecida es anual, con anterioridad al momento de la elaboración del informe de notificación de emisiones y previa a la verificación externa del mismo. No obstante, si se estimara necesario, se llevarían a cabo otras revisiones durante el año.

Entre otras cuestiones se llevará un registro de algunos de los datos más relevantes obtenidos, controlados y notificados a lo largo de varios años (Nm³ consumidos de gas natural, emisiones totales de CO₂, etc.), realizando una comparación interanual.

4.6: Correcciones y medidas correctoras

Cuando se observe que una parte de las actividades de flujo de datos no funciona de manera eficaz, o funciona fuera de los límites establecidos en la documentación correspondiente a estas actividades de flujo de datos y de control, se adoptarán las correcciones adecuadas.

En estos casos se evaluará la validez de los resultados de las fases aplicables de las actividades de flujo de datos, se determinará la causa del problema de funcionamiento o del error y se adoptará las medidas correctoras apropiadas, corrigiendo en particular los datos de los informes de emisiones que hayan resultado afectados.

Previamente a la implantación de cualquier acción correctora con implicaciones en el cálculo de las emisiones se requerirá la validación por parte de la Jefa de Instalaciones para su aplicación.

4.7: Control de procesos externalizados

Cualesquiera trabajos dentro del seguimiento de las emisiones de GEI de la instalación que sea externalizado, se someterá a revisiones y medidas de contraste con el fin de asegurar que se llevan a cabo correctamente.

Previamente a la atribución de cualquier tarea o actuación a personal externo a IFEMA en el ámbito del seguimiento de las emisiones de GEI, la Jefa de Instalaciones, perteneciente a la Dirección Técnica, constatará la capacitación y aptitudes del mismo en relación con la tarea a desarrollar.

En el caso de la verificación de emisiones se asegurará que la entidad seleccionada cumple con todos los requerimientos al respecto previstos en la legislación de aplicación nacional y en el Reglamento 2018/2067.

En relación con el mantenimiento/verificación/calibración de equipos de medida, su control será llevado a cabo por el personal de Mantenimiento y se asegurará de la homologación/acreditación de la entidad designada para las tareas previstas.

Asimismo, se cuenta con el apoyo de una empresa consultora externa para la realización de diversas tareas relacionadas con la normativa de comercio de derechos de emisión: elaboración de las modificaciones del Plan de Seguimiento, cálculo de las emisiones anuales de GEI, etc. Como se ha dicho en el segundo párrafo del presente apartado, la Jefa de Instalaciones constata la capacitación y aptitudes de dicha empresa en relación con las tareas a desarrollar.

4.8: Mantenimiento de registros y documentación

Todos los documentos e informes relacionados con el seguimiento y notificación de emisiones de GEI se guardarán por un periodo mínimo de 10 años conforme a lo establecido por la normativa. Aquellos que se tengan en papel se escanearán para disponer también de una copia en formato digital.

La relación de la documentación más importante generada por la aplicación de estos procedimientos se indica a continuación. Además, se describen sus requisitos de distribución y archivo.

DOCUMENTACIÓN:	DISTRIBUCIÓN A:	ARCHIVO	
		UBICACIÓN	TIEMPO MÍNIMO
Facturas gas natural	Dirección Técnica	Dirección Técnica	10 años
Cálculo de litros de gasóleo A consumidos	Dirección Técnica	Dirección Técnica	10 años
Excel cálculo emisiones anuales	Dirección Técnica	Dirección Técnica	10 años
Informe verificado de emisiones	Dirección Técnica	Dirección Técnica	10 años
Plan de Seguimiento y sus modificaciones	Dirección Técnica	Dirección Técnica	10 años
Procedimientos asociados al Plan de Seguimiento y sus modificaciones	Dirección Técnica	Dirección Técnica	10 años
Diagramas de la instalación	Dirección Técnica	Dirección Técnica	10 años
Pedidos SAP gasóleo A para grupos electrógenos	--	On line (SAP)	10 años

4.9: Lagunas de datos

Las lagunas de datos pueden producirse principalmente por los siguientes motivos:

- Algún dato diario de consumo de gas natural en las facturas de la compañía suministradora no se ha podido medir adecuadamente. Se aceptará la estimación hecha por la compañía suministradora en la factura. Si la compañía suministradora no ha realizado estimación de esos datos en la factura, se contactará con ella para que proporcione una estimación adecuada.
- Algún dato del balance que se realiza para determinar el consumo de gasoil (niveles al inicio del año, niveles al final de año, etc.) no se ha podido determinar adecuadamente. Al ser el gasoil un flujo fuente minimis, se realizará una estimación al alza de dicho consumo en base a históricos de consumo de gasoil y tiempos de funcionamiento de las fuentes de emisión que consumen gasoil.

4.10: Evaluación de riesgos:

Conforme al artículo 47 del Reglamento 2018/2066, IFEMA no está obligada a presentar una evaluación de riesgos de conformidad con el artículo 12 del citado Reglamento.

No obstante, con frecuencia anual (como mínimo) una empresa consultora externa realizará, con la ayuda de la Dirección Técnica de IFEMA, una evaluación de riesgos inherentes y riesgos para el control, que quedará archivada en la documentación interna de IFEMA y a disposición del verificador de emisiones de GEI.

Algunos de los riesgos que pueden presentarse son los siguientes (aunque, como se ha dicho, se realizará anualmente la evaluación de riesgos convenientemente y con más detalle):

- 1- Caídas de la red eléctrica que pudiera suponer tener que poner en marcha los grupos electrógenos, que operan sólo en condiciones de emergencia.
- 2- Los contadores de la compañía suministradora de gas natural no están verificados.
- 3- Fallos en la lectura de los consumos de gas natural que realiza la compañía suministradora (errores humanos).
- 4- Fallos en los datos que vuelca la comercializadora de gas natural en la factura (errores humanos).

4.11: Registro de los instrumentos de medida sujetos al control de IFEMA

Los instrumentos de medida sujetos al control de IFEMA son los medidores de volumen de:

- los depósitos individuales asociados a los grupos electrógenos y a las bombas diésel contraincendios
- los 2 depósitos nodriza asociados a los grupos electrógenos
- el depósito individual de gasoil que suministra a los demás depósitos asociados a los grupos electrógenos y a las bombas diésel contraincendios.

El Departamento de Mantenimiento lleva un registro con dichos instrumentos de medida. Con una frecuencia mínima de 6 meses revisa dicho registro y lo actualiza en caso de que sea necesario.

5. Anexos, formularios y documentación relacionada

- ENE-PR-23: Procedimiento "Planificación energética"
- MTO-PR-22_02: Procedimiento "Control de equipos de medición"
- MTO-IT-2202.01: Instrucción "Verificación/Calibración de equipos medidores de energía"
- SIG-PR-42_07 "Identificación y evaluación de riesgos y oportunidades de los procesos"