

Guía para la notificación y verificación de gases de efecto invernadero del sector cal

*(epígrafe 6 del Anexo I
de la Ley 1/2005,
de 9 de marzo)*





Guía para la notificación y verificación de **gases de efecto invernadero** del sector cal



[epígrafe 6 del Anexo I
de la Ley 1/2005,
de 9 de marzo]

**GUÍA PARA LA NOTIFICACIÓN Y VERIFICACIÓN DE GASES DE
EFECTO INVERNADERO SEGÚN LA DECISIÓN 2007/589/CE
SECTOR FABRICACIÓN DE CAL.**

(Epígrafe 6 del Anexo I de la Ley 1/2005, de 9 de marzo)

Edita: Consejería de Medio Ambiente

Avda. Manuel Siurot, s/n, 41071 Sevilla

Julio de 2010

Han intervenido en la elaboración y revisión de contenidos:

Miguel Méndez Jiménez (Consejería de Medio Ambiente)

Vicente Ruiz Pérez (Empresa de Gestión Medioambiental, S.A.)

Ana Mª Gil Brachi (Empresa de Gestión Medioambiental, S.A.)

Sara Pérez Rivas (Empresa de Gestión Medioambiental, S.A.)

INERCO, S.A.

Los autores no aceptarán responsabilidades por las posibles consecuencias ocasionadas a las personas naturales o jurídicas que actúen o dejen de actuar como resultado de alguna información contenida en este documento, sin una consulta profesional previa.



ÍNDICE DE CONTENIDOS

Pág.

1. OBJETO DE LA GUÍA	7
2. EL COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN	9
3. SEGUIMIENTO DE LAS EMISIONES DE CO₂	13
3.1 Generalidades	14
3.2 Emisiones de combustión	17
3.2.1 Datos de la actividad	18
3.2.2 Factor de emisión	25
3.2.3 Factor de oxidación	27
3.2.4 Ejemplos de cálculo de emisiones de combustión en el proceso de fabricación de cal	28
3.3 Emisiones de proceso	32
3.3.1 Método de cálculo A “Carbono en los materiales de entrada”	32
3.3.2 Método de cálculo B “Óxidos alcalinotérreos”	35
3.3.3 Ejemplo para la determinación de las emisiones de proceso	37
3.4 Determinación de datos y factores específicos de la actividad	40
3.4.1 Procedimientos para la toma de muestras y la determinación de las propiedades de combustibles y materiales	40
3.4.2 Requisitos de los laboratorios empleados para la determinación de las propiedades de combustibles y materiales	45
3.4.3 Métodos de muestreo y frecuencia	47
3.5 Requisitos para las instalaciones de bajas emisiones	48
3.6 Plan de seguimiento	50
4. PROCESO DE VERIFICACIÓN	51
4.1 Consideraciones previas	51
4.1.1 Definiciones	51
4.1.2 Concepto de desviación	52
4.1.3 Nivel de Importancia	54
4.1.4 Dictamen de la verificación	64
4.2 Proceso de verificación	65
4.2.1 Objetivos del proceso de verificación	66
4.2.2 Metodología del proceso de verificación	66
4.2.3 Análisis estratégico	67
4.2.4 Análisis del riesgo	69
4.2.5 Análisis de procesos	75
4.2.6 Informe de verificación interno	78
4.2.7 Informe de Verificación	80
4.3 Entidades para la verificación de Informes de Notificación de Emisiones	84
4.4 Elementos clave en el proceso de verificación	85
4.4.1 Autorización de Emisiones y Plan de Seguimiento	85
4.4.2 Proceso Productivo	89
4.4.3 Adquisición y tratamiento de datos y sistema de control	89
4.4.4 Equipos de medición	91
4.4.5 Uso de facturas en los datos de actividad	94
4.4.6 Uso de biomasa	95
4.4.7 Recurso a laboratorios acreditados/no acreditados con la UNE EN ISO/IEC 17025	95
4.4.8 Planteamientos alternativos	96
4.4.9 Instalaciones de Bajas Emisiones	96



4.5 Principales desviaciones detectadas durante el primer período de vigencia de comercio de derechos de emisión	97
--	----

5. NOTIFICACIÓN	101
------------------------	------------

5.1 Informe de Notificación de Emisiones	101
5.2 Entrega de los Informes de Notificación y Verificación de Emisiones	105

6. VALIDACIÓN	107
----------------------	------------

7. PREGUNTAS FRECUENTES	109
--------------------------------	------------

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Niveles de seguimiento establecidos en el cuadro 1 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE para focos de combustión de la fabricación de cal	16
Tabla 2. Niveles de seguimiento establecidos en el cuadro 1 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE para focos de proceso de la fabricación de cal	16
Tabla 3. Incertidumbre máxima permitida para la determinación del consumo de combustible. Actividades generales de combustión	19
Tabla 4. Descripción de los niveles para la determinación del VCN. Actividades generales de combustión	22
Tabla 5. VCN de algunos combustibles, según la sección 11 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE	23
Tabla 6. Descripción de los niveles para la determinación del factor de emisión	25
Tabla 7. Factor de emisión de algunos combustibles, según la sección 11 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE	26
Tabla 8. Descripción de los niveles para la determinación del factor de oxidación	27
Tabla 9. Niveles a aplicar en la instalación	29
Tabla 10. Niveles a aplicar en la instalación	31
Tabla 11. Relaciones estequiométricas	35
Tabla 12. Relaciones estequiométricas	37
Tabla 13. Niveles a aplicar en la instalación	38
Tabla 14. Niveles a aplicar en la instalación	39
Tabla 15. Normas para la determinación de los valores caloríficos netos, contenido en carbono y factores de emisión	41
Tabla 16. Normas para la determinación de los suministros de coque de petróleo	42
Tabla 17. Laboratorios acreditados para la determinación de óxidos alcalinotérreos	46
Tabla 18. Frecuencia indicativa mínima de los análisis	48
Tabla 19. Grados de importancia	54
Tabla 20. Niveles autorizados para el coque de petróleo	55
Tabla 21. Niveles autorizados para el fuelóleo	56
Tabla 22. Valor calorífico neto, año 2008	59
Tabla 23. Valor calorífico neto, año 2007	59
Tabla 24. Niveles de planteamientos autorizados para determinar las emisiones de proceso durante la primera mitad del período de notificación	61
Tabla 25. Niveles de planteamientos autorizados para determinar las emisiones de proceso durante la segunda mitad del período de notificación	61
Tabla 26. Valores declarados para la determinación de las emisiones de proceso	62
Tabla 27. Valores para la determinación de las emisiones de proceso durante la primera mitad del período de notificación	62
Tabla 28. Valores para la determinación de las emisiones de proceso durante la segunda mitad del período de notificación	63
Tabla 29. Dictamen de la verificación	65



Tabla 30.	Ejemplo de formato para la realización del análisis de riesgo	72
Tabla 31.	Umbral alternativo de incertidumbre globales	96
Tabla 32.	Cifras significativas	104
Tabla 33.	Unidades registradas en el RENADE	114
Tabla 34.	Principales incertidumbres típicas que contribuyen a la incertidumbre de medida	117
Tabla 35.	Otros valores del factor de cobertura	119
Tabla 36.	Expresiones de la incertidumbre de la medida	123
Tabla 37.	Incertidumbres variables no correlacionadas	124
Tabla 38.	Incertidumbres variables interdependientes	124
Tabla 39.	Incertidumbre expandida y factor de cobertura del certificado de calibración	125
Tabla 40.	Resultado de la prueba del error de indicación / carga y descarga del certificado de calibración	126
Tabla 41.	EMP según la UNE EN 45501	126
Tabla 42.	Resultado de la prueba de repetibilidad del certificado de calibración	127
Tabla 43.	Valor de la corrección y de la incertidumbre de calibración del caudalímetro	136
Tabla 44.	Error Relativo Máximo Permitido	137
Tabla 45.	Incertidumbre expandida del caudalímetro	137
Tabla 46.	Valor de la corrección del conversor	139
Tabla 47.	Datos sobre las entradas de coque a la instalación	150
Tabla 48.	Datos sobre las salidas de coque para otros usos	154
Tabla 49.	Coque almacenado al principio del período de notificación	157
Tabla 50.	Coque almacenado al final del período de notificación	158
Tabla 51.	Resumen del período de notificación	160
Tabla 52.	Datos de consumos de gas natural del mes de junio	168
Tabla 53.	Resumen anual de consumos de gas natural	171
Tabla 54.	Características de los suministros	175
Tabla 55.	Incertidumbre asociada a la variación de nivel	180
Tabla 56.	Incertidumbre asociada a la corrección del dato de densidad por temperatura	181
Tabla 57.	Incertidumbre global asociada a los stocks	182
Tabla 58.	Valores de las cantidades almacenadas al inicio y final del período de notificación	182

ÍNDICE DE ILUSTRACIÓN

	ÍNDICE DE ILUSTRACIÓN	Pág.
Ilustración1.	Determinación del error cometido	57

ÍNDICE DE FIGURAS

	ÍNDICE DE FIGURAS	Pág.
Figura 1.	Reparto de funciones en la aplicación del comercio de derechos	10
Figura 2.	Calendario para la notificación y validación de las emisiones y entrega y cancelación de derechos	11
Figura 3.	Ruta al último inventario nacional presentado a la Secretaría de la CMCCNU	24
Figura 4.	Ruta de búsqueda de normas en CEN	43
Figura 5.	Ruta de búsqueda de normas en ISO	44
Figura 6.	Ruta de búsqueda de normas en AENOR	45
Figura 7.	Proceso de verificación	66
Figura 8.	Incertidumbre expandida de la medida	116



ANEXOS

	Pág.
Anexo I. Incertidumbre de la medida	115
Anexo II. Certificado de calibración de una báscula puente	125
Anexo III. Certificado de Calibración de un contador de gas natural y de un conversor PTZ	135
Anexo IV. Determinación del consumo de coque mediante evaluación de los cambios de existencias	149
Anexo V. Determinación del consumo de gas natural mediante medición directa a través de un sistema compuesto por un medidor de turbina y un conversor PTZ	163
Anexo VI. Determinación del consumo de fuelóleo mediante evaluación de los cambios de existencias	173
Anexo VII. Informe de notificación de emisiones. Formato de la Consejería de Medio Ambiente	183
Anexo VIII. Informe de verificación de emisiones de gases de efecto invernadero. Formato de la Consejería de Medio Ambiente	195
Anexo IX. Autorización del titular al organismo de verificación para la entrega de los informes de notificación y verificación de emisiones de gases de efecto invernadero y documentos resultantes del proceso de verificación por vía electrónica	199



Objeto de la guía

La experiencia adquirida por parte de todos los actores implicados en el comercio de derechos de emisión (Administración, instalaciones afectadas y entidades de verificación) durante el primer periodo de aplicación, 2005-2007, y la entrada en vigor de una nueva Decisión de la Comisión por la que se establecen las directrices para el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero, Decisión 2007/589/CE, establecen el escenario para la elaboración de esta Guía.

La Guía se dirige a los titulares de las instalaciones afectadas por la Ley 1/2005, de 9 de marzo, y a las entidades de verificación de emisiones de gases de efecto invernadero. El objetivo del presente documento es proporcionar a las instalaciones afectadas una herramienta útil para la aplicación de las metodologías de seguimiento de las emisiones de dióxido de carbono. Asimismo, se establecen los requisitos mínimos y la información necesaria para aquellas entidades que realicen labores de verificación de emisiones de gases de efecto invernadero en la Comunidad Autónoma de Andalucía.

Se incluye además un capítulo con las preguntas más frecuentes recibidas en la Consejería de Medio Ambiente en relación a la aplicación de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, y la Decisión 2007/589/CE.





El comercio de derechos de emisión

Las emisiones de gases de efecto invernadero sometidas a seguimiento bajo el Protocolo de Kioto se dividen en los países de Europa en dos grandes grupos: las emisiones de CO₂ de las instalaciones industriales afectadas por la Directiva del Comercio de Derechos de Emisión, y el resto. El primer grupo está formado por instalaciones que pertenecen a las categorías de actividades que la UE ha considerado como principales emisores potenciales: la generación de energía eléctrica, el refinado del petróleo, la fabricación de cemento, de vidrio, de productos cerámicos, la industria del metal, etc. El resto de sectores, no cubiertos por la Directiva, constituyen el llamado sector difuso. En este último están algunas actividades industriales, el sector agrario, el sector residencial, comercial e institucional, el tratamiento de residuos y el sector del transporte.

El comercio de derechos es uno de los mecanismos de flexibilidad contemplados en el Protocolo de Kioto para facilitar a los países del Anexo I de la Convención la consecución de sus objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Está regulado por la Directiva 2003/87/CE, de 13 de octubre, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, que fue modificada por la Directiva 2004/101/CE, de 27 de octubre. La transposición al ordenamiento jurídico español se realizó mediante la Ley 1/2005, de 9 de marzo, modificada a su vez por el Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso de la productividad y para la mejora de la contratación pública. La aprobación de los Planes Nacionales de Asignación y sus posteriores modificaciones, se han realizado mediante reales decretos, entre los que se citan a título de ejemplo el Real Decreto 777/2006, de 23 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el PNA 2005-2007, o el Real Decreto 1402/2007, de 29 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, por el que se aprueba el PNA 2008-2012.

En la actualidad, las actividades industriales afectadas son las incluidas en el Anexo I de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, con la ampliación que introdujo el RDL 5/2005. Esta modificación del ámbito de aplicación fue consecuencia del condicionamiento de la Comisión Europea para aprobar el Plan nacional de asignación 2005-2007 de España, y originó que la entrada en vigor del régimen del comercio de derechos para un grupo de instalaciones comenzara el 1 de enero de 2006, con un año de retraso sobre el resto de instalaciones afectadas.

Resulta oportuno mencionar aquí que la Directiva 2003/87/CE, establece la posibilidad de ampliar el ámbito de aplicación mediante la inclusión de otros sectores industriales u otros gases de efecto invernadero adicionales.



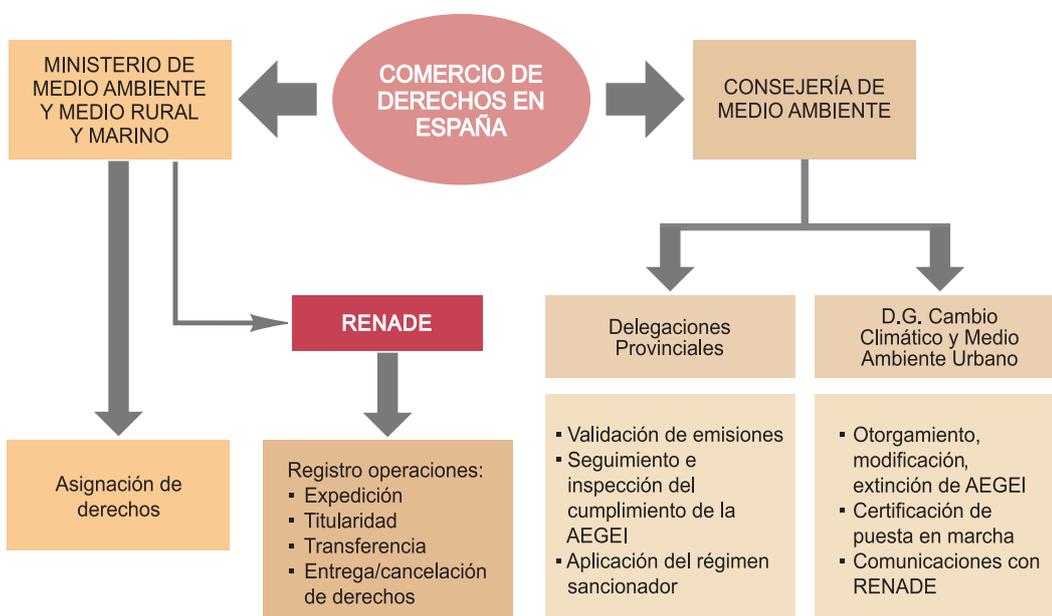
La Ley 1/2005, de 9 de marzo, otorga las competencias relativas a la asignación de derechos de emisión a la Administración General del Estado. La aprobación de la asignación individualizada de derechos de emisión corresponde al Consejo de Ministros, a propuesta de los Ministerios de Economía y Hacienda, de Industria, Turismo y Comercio y de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, previa consulta a la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático. La propuesta de asignación es sometida a información pública antes de su aprobación.

Por otro lado, en Andalucía, las competencias atribuidas a las Comunidades Autónomas en el régimen del comercio de derechos, corresponden a la Consejería de Medio Ambiente. Entre otras competencias, el otorgamiento de las Autorizaciones corresponde al titular de la Dirección General de Cambio Climático y Medio Ambiente Urbano, según el Decreto 194/2008, de 6 de mayo, por el que se regula la Estructura Orgánica de la Consejería de Medio Ambiente.

Toda instalación en la que se desarrolle alguna de las actividades y que genere las emisiones especificadas en el Anexo I de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, deberá contar con una Autorización de emisión de gases de efecto invernadero (AEGEI), expedida a favor de su titular. Como se ha dicho, esta Autorización se otorga a través de una Resolución de la Dirección General de Cambio Climático y Medio Ambiente Urbano. En esta Resolución se recogen los datos generales de identificación tanto del titular como de la propia instalación y su representante legal, un resumen de las distintas modificaciones que ha sufrido la Autorización, y la metodología de seguimiento de las emisiones. Dicha metodología, en el caso de las emisiones de combustión, ha de cumplir con los requisitos que se establecen en el Anexo II de la Decisión 2007/589/CE.

En la siguiente figura se detalla el reparto de funciones en la aplicación del régimen del comercio de derechos en Andalucía.

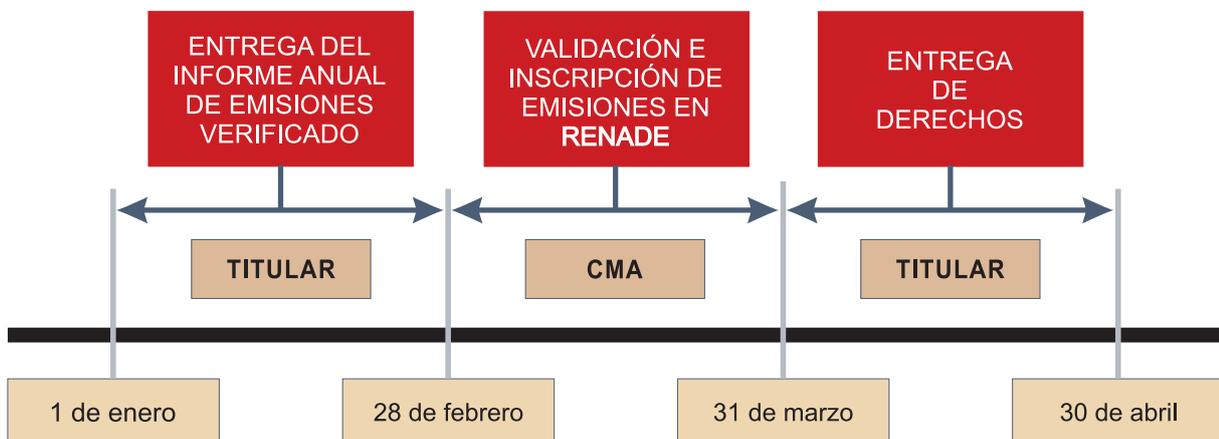
Figura 1. Reparto de funciones en la aplicación del comercio de derechos





Por tanto, en el Régimen del Comercio de Derechos se realiza un tratamiento individualizado de cada instalación: cada una de ellas recibe un determinado número de derechos y es objeto de una Autorización administrativa por la que se le fija una metodología específica de seguimiento de las emisiones. Cada instalación está obligada a notificar a la Administración sus emisiones una vez al año, previamente verificadas por una Entidad independiente. Una vez validado este informe por la Administración e inscrito el dato de emisiones en el Registro Nacional de Derechos de Emisión (RENADE), la instalación debe entregar los derechos correspondientes a las emisiones del ejercicio. En la siguiente figura se muestra el calendario anual de actuaciones que debe cumplir una instalación afectada:

Figura 2. Calendario para la notificación y validación de las emisiones y entrega y cancelación de derechos







Seguimiento de las emisiones de CO₂

Con la presente guía se pretende proporcionar a los titulares de las industrias de fabricación de cal afectadas por el comercio de derechos de emisión, una herramienta que les facilite la aplicación e interpretación de las metodologías de cálculo de emisiones de CO₂ recogidas en las correspondientes Autorizaciones de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (AEGEI) emitidas por la Consejería de Medio Ambiente de acuerdo con las directrices de la Decisión 2007/589/CE.

Alcance

El Anexo IV de la Directiva 2003/87/CE permite la determinación de las emisiones de gases de efecto invernadero utilizando:

- Una **metodología basada en el cálculo**, determinando las emisiones de flujos fuente a partir de datos de la actividad obtenidos mediante sistemas de medición y otros parámetros resultantes de análisis de laboratorio o factores tipo.
- Una **metodología basada en la medición**, que determina las emisiones de una fuente de emisión mediante la medición continua de la concentración de CO₂, corroborando dichas mediciones con un cálculo complementario de las emisiones.

En la presente guía solamente se describirá la **metodología basada en cálculos** para el seguimiento de emisiones de CO₂, ya que la determinación de las emisiones mediante la metodología basada en mediciones no ha sido considerada en las Autorizaciones de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (AEGEI) otorgadas a las instalaciones afectadas para el período de comercio 2008-2012 en Andalucía.

Las directrices que han marcado la definición de las metodologías de cálculo de las emisiones de CO₂ recogidas en las Autorizaciones de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (AEGEI) de las instalaciones de fabricación de cal afectadas son las contempladas en los Anexos I, II y VIII de la Decisión 2007/589/CE.

Instalaciones afectadas

Las directrices contempladas en los Anexos I, II y VIII de la Decisión 2007/589/CE afectan al seguimiento de las emisiones de CO₂ de las siguientes instalaciones recogidas en el Anexo I de la Directiva



2009/29/CE, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de derechos de emisión de gases de efecto invernadero:

- Producción de cal o calcinación de dolomita o magnesita en hornos rotatorios o en hornos de otro tipo con una capacidad de producción superior a 50 toneladas diarias.

Tal y como indica el Anexo I de la Decisión 2009/29/CE, las fuentes de emisiones de CO₂ de combustión son:

- **Emisiones de combustión:** calderas, quemadores, turbinas, calentadores, hornos, incineradores, hornos de cocción, estufas, secadoras, motores, antorchas, cualquier equipo o maquinaria que utilice combustible, excluyendo los equipos o maquinarias con motores de combustión interna que se utilicen con fines de transporte.

En concreto, y para las instalaciones afectadas, el seguimiento de las emisiones de CO₂ según la Decisión (2.1.2. Anexo VIII) se aplicará a las:

- **Emisiones de combustión:** Emisiones de CO₂ resultantes de la combustión de todos los combustibles de la instalación, tanto para el horno (combustibles fósiles, combustibles fósiles alternativos, combustibles de biomasa), como para otros usos de la planta.
- **Emisiones de proceso:** Emisiones de CO₂ procedentes de la calcinación de piedra caliza y dolomita donde se libera el CO₂ de dichos carbonatos, de tal forma que el CO₂ de calcinación está relacionado directamente con la producción de cal y, en su caso, por la oxidación del carbono orgánico que pueda existir en las materias primas.

3.1 Generalidades

La metodología basada en cálculos para determinar las emisiones de CO₂, se fundamenta en la aplicación de la fórmula general siguiente:

$$\text{Emisiones de CO}_2 = \text{Dato de actividad} \times \text{Factor de emisión} \times \text{Factor de oxidación/conversión}$$

Esta fórmula general se concreta en dos fórmulas específicas, una para el cálculo de las emisiones de combustión y otra para el cálculo de las emisiones de proceso:

Emisiones de combustión:

$$\text{Emisiones de CO}_2 [\text{t CO}_2] = \text{Datos de la actividad} [\text{TJ}] * \text{Factor de emisión} [\text{t CO}_2/\text{TJ}] * \text{Factor de oxidación}$$



Siendo:

$$\text{Datos de la actividad [TJ]} = \text{Flujo de combustible [t o Nm}^3\text{]} * \text{Valor Calorífico Neto [TJ/t o TJ/Nm}^3\text{]}$$

Emisiones de proceso:

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \text{Datos de la actividad [t]} * \text{Factor de emisión [t CO}_2\text{/t]} * \text{Factor de conversión}$$

Donde:

Datos de la actividad (DA)

Los datos de la actividad representan información sobre el flujo de materiales, el consumo de combustibles, los materiales de entrada o la producción de salida. Se expresa en unidades de energía [TJ] en el caso de combustibles, y en unidades de masa [t] en el caso de materias primas o productos.

Cuando no puedan determinarse directamente los datos de la actividad para el cálculo de las emisiones, estos se determinarán por medio de una evaluación de los cambios de las existencias.

Factor de Emisión (FE)

Cada combustible o material produce una emisión específica de CO₂ que está íntimamente relacionada con el contenido de carbono del combustible o del material en cuestión. Se expresa normalmente en unidades de [t CO₂/TJ] para emisiones de combustión y en [t CO₂/t] para emisiones de proceso.

Para la conversión del carbono en el valor correspondiente de CO₂ debe utilizarse el factor 3,664 [t CO₂/t C], basándose en la relación de las masas atómicas del carbono (12,011) y del oxígeno (15,994).

La biomasa se considera neutra respecto al CO₂. Se aplicará a la biomasa un factor de emisión de 0 [t CO₂/TJ].

Para los combustibles o materiales que contienen tanto carbono fósil como carbono procedente de biomasa, se aplicará un factor de emisión ponderado, basado en la proporción de carbono fósil dentro del contenido total de carbono del combustible.

Factor de Oxidación y de Conversión (FO y FC)

Representa las ineficiencias de cualquier proceso, indicando la proporción del carbono que no se ha oxidado o los carbonatos que no se han descarbonatado. Se utilizará un factor de oxidación en el caso de las emisiones de combustión o un factor de conversión en el caso de las emisiones de proceso para reflejar la proporción de carbono que no se oxida o convierte en el proceso.



Es un valor que está entre 0 y 1 y se expresa sin unidades. El factor de oxidación/conversión sólo se aplica en caso que el factor de emisión no refleje la oxidación parcial del carbono, es decir, cuando el factor de oxidación/conversión no esté implícito en el factor de emisión.

Niveles de planteamiento

Cada una de las variables que aparecen en las fórmulas anteriores (dato de actividad, factores de emisión y factores de oxidación/conversión) disponen de varios planteamientos diferentes para su determinación. Cada uno de esos planteamientos se designan como niveles. La numeración creciente de los niveles desde uno hacia arriba refleja niveles cada vez mayores de precisión en la determinación de la variable.

Los niveles mínimos definidos para los flujos fuente principales de las instalaciones de fabricación cal se indican en el Anexo I de la Decisión 2007/589/CE. Estos son:

Tabla 1. Niveles de seguimiento establecidos en el cuadro 1 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE para focos de combustión de la fabricación de cal

Anexo/ Actividad	Dato de actividad						Factor de emisión			Factor de oxidación		
	Flujo de combustible			Valor Calorífico neto			A	B	C	A	B	C
	A	B	C	A	B	C						
II: Combustión												
Combustibles comerciales estándar	2	3	4	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	1	1	1
Otros combustibles líquidos y gaseosos	2	3	4	2a/2b	2a/2b	3	2a/2b	2a/2b	3	1	1	1
Combustibles sólidos	1	2	3	2a/2b	3	3	2a/2b	3	3	1	1	1

Tabla 2. Niveles de seguimiento establecidos en el cuadro 1 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE para focos de proceso de la fabricación de cal

Anexo/ Actividad	Dato de actividad						Factor de emisión			Factor de conversión		
	Flujo de combustible			Valor Calorífico neto			A	B	C	A	B	C
	A	B	C	A	B	C						
VIII: Cal												
Carbonatos	1	2	3	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	1	1	2
Óxido alcalino	1	1	2	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	1	1	2



Las directrices expuestas en el Anexo II de la Decisión 2007/589/CE describen, para cada una de las variables de los focos de combustión, los diferentes planteamientos específicos para su determinación asociados a cada uno de los niveles. Asimismo, en cuanto a los focos de procesos se refiere, éstos se detallan en el Anexo VIII de la mencionada Decisión.

Para determinar los niveles de cada instalación deben tenerse en cuenta las emisiones de CO₂, para designar si la actividad pertenece a la categoría A, B o C.

Las instalaciones de categoría A se corresponden con aquéllas cuyas emisiones medias anuales notificadas correspondientes al período de comercio anterior (o una estimación prudente si las emisiones notificadas no están disponibles o han dejado de ser aplicables) son inferiores a 50.000 toneladas de CO₂ procedentes de combustibles fósiles antes de descontar el CO₂ transferido. En las de categoría B, las emisiones son superiores a 50.000 toneladas de CO₂ e inferiores o iguales a 500.000 toneladas de CO₂. Finalmente, en las instalaciones de categoría C, las emisiones son superiores a 500.000 toneladas de CO₂.

Cabe indicar que las instalaciones con mayor número de emisiones de CO₂ tienen niveles de seguimiento mayores y, por tanto, las exigencias de incertidumbre asociadas a dichos niveles también son superiores.

Asimismo, también es preciso resaltar que en el caso de los combustibles de biomasa y los materiales considerados puros, pueden aplicarse planteamientos sin niveles a las instalaciones o partes técnicamente identificables de las mismas.

Por otro lado, para los flujos fuentes secundarios y de mínimos, el titular puede aplicar niveles de planteamiento menos exigentes que los requisitos recogidos en las Tablas 1 y 2, siempre que tengan la aprobación de la Autoridad competente.

Los niveles aprobados para cada instalación por la Consejería de Medio Ambiente aparecen en la Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (AEGEI), debiendo el titular determinar los datos de la actividad, los factores de emisión y los factores de oxidación/conversión de acuerdo a los planteamientos y niveles indicados en la Autorización.

3.2 Emisiones de Combustión

Las emisiones de combustión de las industrias de cal se calcularán multiplicando el contenido de energía de cada combustible consumido por un factor de emisión y un factor de oxidación:

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \text{Datos de la actividad [TJ]} * \text{Factor de emisión [t CO}_2\text{/TJ]} * \text{Factor de oxidación}$$



Para la determinación de cada una de las variables de la fórmula, el titular deberá aplicar la metodología (planteamientos y niveles) recogida en la AEGEI. Los principales requisitos de dicha metodología se recogen en los siguientes apartados de la Autorización:

- “3.6 Lista de los niveles que deben aplicarse a los datos de la actividades, los factores de emisión y los factores de oxidación y conversión para cada una de las actividades y flujos fuente de combustibles y materiales”. En este apartado se recogen los niveles a aplicar en cada una de las variables implicadas en el cálculo de las emisiones de CO₂ (consumo de combustible, valor calorífico neto, factor de emisión y factor de oxidación) y se describe la metodología de cálculo de cada una de ellas.
- “3.7 Descripción del tipo, especificación y ubicación exacta de los dispositivos de medición que deben utilizarse para cada una de las fuentes y tipos de combustibles/materiales”. En este apartado aparece el listado de equipos que intervienen en la determinación de los datos de la actividad y las incertidumbres máximas permitidas asociadas a la determinación de los consumos de cada flujo de combustible y material durante el período de notificación, así como otros requisitos metrológicos asociados a los sistemas de medición implicados.
- “3.8 Descripción de los planteamientos de muestreo y análisis que deben utilizarse en la determinación de los parámetros específicos de la actividad de flujos fuente de combustibles y materiales”. En este apartado se recoge el planteamiento para el muestreo, la frecuencia y el análisis para la determinación del valor calorífico neto, el factor de emisión y el factor de oxidación.

3.2.1 Datos de la actividad

Los datos de la actividad se expresan generalmente como el contenido de energía neto del combustible consumido [TJ] durante el período de notificación:

$$\text{Contenido de energía del consumo de combustible (dato de actividad) [TJ]} = \frac{\text{Combustible [t o Nm}^3\text{]} *}{\text{valor calorífico neto del combustible [TJ/t o TJ/Nm}^3\text{]}}$$

Hay que tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- La Decisión 2007/589/CE indica que el dato de actividad debe expresarse en términos de energía [TJ]. No obstante, en casos excepcionales, los datos de la actividad se expresarán en cantidad de combustible consumido [t o Nm³] en vez de [TJ]. Estos casos serán aquellos en los que la Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (AEGEI) recoja el uso de un factor de emisión relacionado con la masa o el volumen [t CO₂/t o t CO₂/Nm³] en vez de con el contenido en energía t CO₂/TJ.



- En el caso de que se utilicen unidades de volumen, el titular considerará cualquier conversión que pueda requerirse para tener en cuenta las diferencias de presión y temperatura del dispositivo de medición, así como las condiciones normales a las que corresponda el valor calorífico neto del tipo de combustible considerado.

Es el caso, por ejemplo, de la determinación del consumo de gas natural suministrado a través de una Estación de Regulación y Medida (ERM). En este caso, en la ERM existe un medidor de caudal que registra el consumo de gas natural en las condiciones de presión, temperatura y compresibilidad de suministro. Esta medición del consumo hay que convertirla a las condiciones de presión, temperatura y compresibilidad en las que se proporciona el VCN del gas consumido (condiciones normales). Esta conversión se realiza a través de un equipo denominado conversor PTZ que, en función de la presión, temperatura y compresibilidad del gas en las condiciones de suministro, calcula un factor de conversión (FC) que multiplicado por el consumo en las condiciones de suministro proporciona el consumo en condiciones normales:

$$V [\text{Nm}^3] = V [\text{m}^3(\text{condiciones de suministro})] * \text{FC} [\text{Nm}^3 / \text{m}^3(\text{condiciones de suministro})]$$

a) Combustible consumido

El Anexo II de la Decisión 2007/589/CE establece que el titular o el proveedor de combustible determinará el consumo de combustible durante el período de notificación con una incertidumbre máxima inferior a $\pm 1\%$, teniendo en cuenta el efecto de los cambios en las existencias, si procede.

Tabla 3. Incertidumbre máxima permitida para la determinación del consumo de combustible. Actividades generales de combustión

	Niveles			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4
$\pm 1\%$	$\pm 7,5\%$	$\pm 5\%$	$\pm 2,5\%$	$\pm 1,5\%$

Para dar respuesta a este requisito, el titular deberá determinar el consumo de combustible de acuerdo a lo establecido en el apartado 3.6 de la AEGEI y demostrar que las incertidumbres asociadas a la determinación de los consumos de cada flujo de combustible durante el período de notificación cumplen con los umbrales de incertidumbre indicados en la tabla anterior, en función de nivel autorizado:

- Si la medición del consumo de combustible se realiza de forma directa, sin almacenamientos intermedios que obliguen a tener en cuenta los cambios de existencias, las incertidumbres que intervendrán serán las correspondientes al equipo de medido y a los equipos de conversión que puedan requerirse para tener en cuenta las diferencias de presión y temperatura del dispositivo de medición.



Así, por ejemplo, en el caso de un sistema de medición del consumo de gas natural compuesto por el medidor de turbina y el conversor PTZ, la incertidumbre a evaluar será la incertidumbre combinada de las incertidumbres del medidor de caudal y del conversor PTZ.

- Si la medición del consumo de combustible se realiza mediante evaluación de los cambios de existencias, las incertidumbres que intervendrán serán las correspondientes a los equipos de medida y de conversión que puedan requerirse además de las incertidumbres asociadas al cálculo de las variaciones de existencias. La fórmula de cálculo es:

$$\text{Material C} = \text{Material P} + (\text{Material S} - \text{Material E}) - \text{Material O}$$

Donde:

Material C:	Material procesado durante el período de notificación.
Material P:	Material adquirido durante el período de notificación.
Material S:	Material en existencias al comienzo del período de notificación.
Material E:	Material en existencias al final del período de notificación.
Material O:	Material utilizado con otros fines (transporte o reventa).

En el caso de los combustibles sólidos, por ejemplo, en el proceso de determinación del consumo de coque o de antracita, intervienen las básculas de pesada de los camiones, los equipos para la determinación de la humedad del combustible, los equipos de medición de los volúmenes de almacenamiento de coque al principio y final de cada período, los equipos para la determinación de la densidad de dichos almacenamientos, etc. En este caso, la incertidumbre asociada a la determinación del consumo de combustibles sólidos incluirá la incertidumbre de todos y cada uno de los equipos mencionados.

Cabe indicar que el contenido de humedad se ha de determinar analíticamente a partir de una muestra representativa tomada en la descarga del camión de suministro, de acuerdo con lo recogido en el apartado 3.8 de la AEGEI y aplicando normas y/o procedimientos indicados en el apartado 3.4 del presente documento.

Para los combustibles líquidos, como el fuelóleo o el gasóleo, el combustible comprado se determina mediante pesada en la báscula de los camiones a la entrada de la fábrica o mediante medida del nivel de los tanques. En cuanto al combustible en stock, se determinará mediante lectura de los niveles de los tanques de almacenamiento. Por tanto, para el cálculo de la incertidumbre asociada al consumo de fuelóleo, deben tenerse en cuenta cada una de las incertidumbres asociadas a los diferentes equipos de medición empleados en la determinación del consumo de dicho combustible.

Asimismo, en relación con las incertidumbres asociadas a la determinación de los consumos de cada flujo de combustible, en el apartado 3.7 de la Autorización de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, aparece el listado de equipos que intervienen en la determinación de los datos de la actividad y



las incertidumbres máximas permitidas asociadas a la determinación de los consumos de cada flujo de combustible/materials implicados.

Es obligación del titular demostrar que la incertidumbre asociada a la determinación de los consumos de cada flujo de combustible/material durante el período de notificación es igual o inferior a la incertidumbre máxima permitida y deberá demostrar el cumplimiento de los otros requisitos metrológicos asociados a los sistemas de medición implicados, tal y como se recoge en la correspondiente Autorización. Esta obligación se extiende a todos los titulares, independientemente de que en la AEGEI se indique que el consumo de combustible se determine a partir de las facturas/albaranes del suministrador.

Anexos aclaratorios

Se adjuntan un bloque de Anexos aclaratorios de todos los conceptos que se han estado manejando en este apartado de la guía:

- En el Anexo I. *Incertidumbre de la medida* se marcan una serie de directrices básicas para entender que es un proceso de medida, el concepto de incertidumbre de la medida y el efecto acumulativo de todos los componentes de un sistema de medición de los datos anuales de la actividad utilizando la ley de propagación de errores.
- En el Anexo II. *Certificado de calibración de una báscula puente*, indicando cómo se determina la incertidumbre de medida.
- En el Anexo III. *Certificado de calibración de un contador de gas natural y de un conversor PTZ* se muestra un certificado de calibración de un medidor tipo turbina y de un corrector PTZ, indicando cómo se determina la incertidumbre de medida del conjunto contador-conversor.
- En el Anexo IV. *Determinación del consumo de coque mediante evaluación de los cambios de existencias*. En este ejemplo, se calcula la incertidumbre asociada a la determinación del consumo de coque durante un período de notificación anual teniendo en cuenta las incertidumbres asociadas a la báscula de camiones, a los equipos de determinación de humedad y densidad del combustible, y la determinación del cubicaje de los almacenamientos inicial y final del período.
- En el Anexo V. *Determinación del consumo de gas natural mediante medición directa a través de un sistema compuesto por un medidor de turbina y un conversor PTZ*. En este ejemplo se calcula la incertidumbre asociada a la determinación del consumo de gas natural durante un periodo de notificación anual teniendo en cuenta las incertidumbres tanto del medidor de turbina como del corrector PTZ.
- En el Anexo VI. *Determinación de consumo de fuelóleo mediante evaluación de los cambios de existencias*. Se determina la incertidumbre asociada a la determinación del consumo de fuel oil



asociada a la lectura de los niveles de los tanques de almacenamiento y a los suministros de combustible.

- En el Anexo VII. *Informe de Notificación de Emisiones. Formato de la Consejería de Medio Ambiente*, se adjunta el modelo de Informe de Notificación de Emisiones para el sector de la fabricación de cal.
- En el Anexo VIII *Informe de Verificación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Formato de la Consejería de Medio Ambiente*, se adjunta el modelo de Informe de Verificación a cumplimentar por las entidades de verificación.
- En el Anexo IX. *Autorización del titular al organismo de verificación para la entrega de los Informes de Notificación y Verificación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero y documentos resultantes del proceso de verificación por vía electrónica*, se adjunta el modelo de autorización que se les requiere a las entidades de verificación para que puedan presentar, previa autorización del titular, toda la documentación requerida en el proceso de verificación a través de la aplicación Audemis.

b) Valor calorífico neto

Los diferentes niveles recogidos en el Anexo II de la Decisión 2007/589/CE para la determinación del valor calorífico neto son los siguientes:

Tabla 4. Descripción de los niveles representativos para la determinación del VCN. Actividades generales de combustión

Niveles				
	Nivel 1	Nivel 2a	Nivel 2b	Nivel 3
VCN	Los valores de referencia para cada combustible se utilizarán como se especifica en la sección 11 del anexo I de la Decisión 2007/569/CE.	El titular aplicará al combustible considerado los valores caloríficos netos específicos del país indicados por el Estado miembro correspondiente en el último inventario nacional presentado a la Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.	En el caso de combustibles objeto de intercambios comerciales, se utilizará el valor calorífico neto obtenido de los registros de compra del combustible considerado proporcionado por el proveedor del combustible siempre que se haya obtenido sobre la base de estándares nacionales o internacionales aceptados.	El valor calorífico neto representativo del combustible en una instalación lo medirá el titular, un laboratorio contratado o el proveedor del combustible de acuerdo con las disposiciones de la sección 13 del anexo I de la Decisión 2007/589/CE.



El titular deberá aplicar el valor calorífico neto determinado según la metodología recogida en la Autorización de emisiones de gases de efecto invernadero (AEGEI), cuyos principales requisitos se encuentran en los apartados 3.6 y 3.8 de acuerdo al nivel aprobado.

NIVEL 1

Los valores caloríficos netos para cada combustible serán los recogidos en la sección 11 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE (página L 226/33 de la Decisión).

Esta sección contiene los valores caloríficos netos de referencia para el nivel 1, que permite el uso de valores caloríficos netos no específicos de la actividad para la combustión del combustible. Si un combustible no pertenece a una categoría de combustibles existente, el titular utilizará su criterio para asignar el combustible utilizado a una categoría de combustibles afín, con sujeción a la aprobación de la autoridad competente. En la siguiente tabla se muestran dichos valores:

Tabla 5. VCN de algunos combustibles, según la sección 11 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE

Descripción del tipo de combustible	VCN (TJ/t)
Gasóleo	0,0430
Fuelóleo residual	0,0404
Coque de petróleo	0,0325
Gas natural	0,0480
Antracita	0,0267
Aceites usados	0,0402

NIVEL 2a

El titular aplicará al combustible considerado los valores caloríficos netos específicos del país indicados por el Estado miembro correspondiente, en este caso España, en el último inventario nacional presentado a la Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

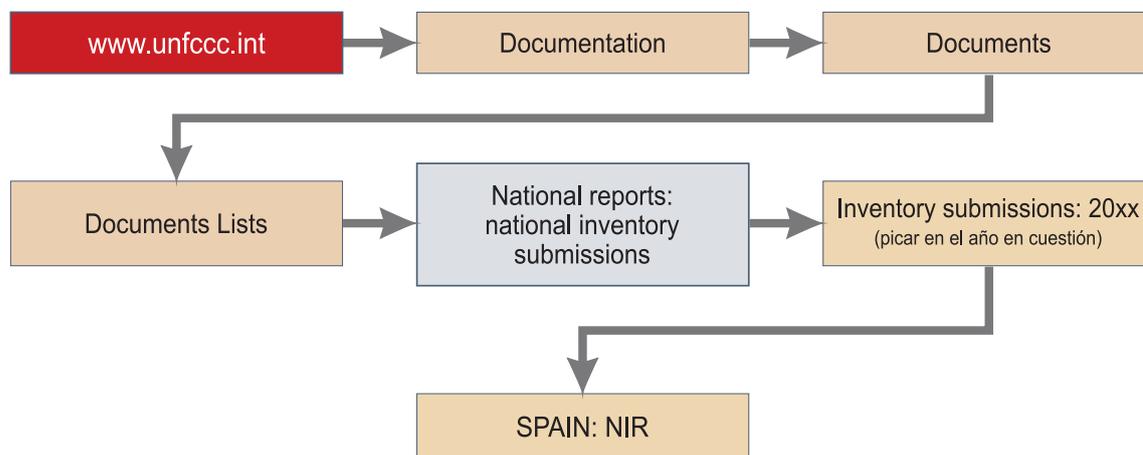
Para disponer de la información relativa al último inventario nacional presentado a la Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el titular podrá consultar en la página web de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático www.unfccc.int⁽¹⁾ dentro de la sección siguiente:

Documentation ⇒ *Documents* ⇒ *Documents Lists* ⇒ National reports: *national inventory submissions* ⇒ Inventory submissions: 20xx (*picar el año en cuestión*) ⇒ SPAIN: NIR

¹ Se puede acceder directamente a los datos de Valor Calorífico Neto y Factor de Emisión, mediante el siguiente link: http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/3734.php.



Figura 3. Ruta al último inventario nacional presentado a la Secretaría de la CMCCNU



Asimismo, se podrán solicitar los valores a la Dirección General de Cambio Climático y Medio Ambiente Urbano de la Consejería de Medio Ambiente.

NIVEL 2b

En el caso de combustible objeto de intercambios comerciales, se utilizará el valor calorífico neto obtenido de los registros de compra del combustible considerado proporcionado por el proveedor del combustible siempre que se haya obtenido sobre la base de estándares nacionales o internacionales aceptados.

Para emplear el VCN de los registros de compra del combustible, independientemente que el combustible empleado sea un combustible objeto de intercambios comerciales, debe estar indicado en la Autorización de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (AEGEI).

NIVEL 3

El valor calorífico neto representativo del combustible en una instalación lo determinará el titular de acuerdo con las disposiciones de la sección 13 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE. Es decir, el titular podrá emplear el valor calorífico neto determinado en su propio laboratorio o en un laboratorio contratado, así como en el laboratorio del suministrador o laboratorio contratado por éste, siempre y cuando se cumplan las disposiciones de la sección 13 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE.

En el apartado 3.4 *Determinación de datos y factores específicos de la actividad* de la presente guía se establecen los principales requisitos en dichas disposiciones.



3.2.2 Factor de emisión

Los diferentes niveles recogidos en el Anexo II de la Decisión 2007/589/CE para la determinación del factor de emisión son los siguientes:

Tabla 6. Descripción de los niveles para la determinación del factor de emisión

					Niveles			
					Nivel 1	Nivel 2a	Nivel 2b	Nivel 3
FE					Los factores de referencia de cada combustible se utilizarán como se especifica en la sección 11 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE.	El titular aplicará al combustible considerado los factores de emisión específicos del país indicados por el Estado miembro correspondiente en el último inventario nacional presentado a la Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.	El titular obtendrá factores de emisión del combustible basándose en uno de los siguientes indicadores establecidos: <ul style="list-style-type: none"> medición de la densidad de aceites o gases específicos comunes, por ejemplo, a la industria del refinero o del acero, y valor calorífico neto para tipos específicos de carbones. En combinación con una correlación empírica determinada al menos una vez al año de acuerdo con las disposiciones de la sección 13 del anexo I de la Decisión 2007/589/CE. El titular se asegurará que la correlación satisface los requisitos de las buenas prácticas de ingeniería y de que se aplica solamente a valores del indicador que caigan dentro de la gama para la que se haya establecido.	Los factores de emisión específicos de la actividad respecto al combustible los determinará el titular, un laboratorio externo o el proveedor del combustible de acuerdo con las disposiciones de la sección 13 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE.

El titular deberá aplicar el factor de emisión determinado según la metodología recogida en la Autorización de emisiones de gases de efecto invernadero (AEGEI), cuyos principales requisitos se encuentran en los apartados 3.6 y 3.8 de acuerdo al nivel aprobado.

Vamos a detallar cada uno de los niveles indicados para entender la metodología de cálculo del factor de emisión que aparecerá en la autorización.

NIVEL 1

Los factores de emisión para cada combustible serán los recogidos en la sección 11 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE (página L 229/33 de la Decisión), detallados en la Tabla 7 del presente documento.

Esta sección contiene los factores de emisión de referencia para el nivel 1, que permite el uso de factores de emisión no específicos para la combustión del combustible. Si un combustible no pertenece a una categoría de combustibles existente, el titular utilizará su criterio para asignar el combustible utilizado a una categoría de combustibles afín, con sujeción a la aprobación de la autoridad competente.



Tabla 7. Factor de emisión de algunos combustibles, según la sección 11 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE

Descripción del tipo de combustible	Factor de Emisión (tCO ₂ /TJ)
Gasóleo	74
Fuelóleo residual	77,3
Coque de petróleo	97,5
Gas natural	56,1
Antracita	98,2
Aceites usados	73,3

NIVEL 2a

El titular aplicará al combustible considerado los factores de emisión específicos indicados por el Estado miembro, en este caso España, correspondiente en el último inventario nacional presentado a la Secretaría de la convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

Tal como en el caso del valor calorífico neto, para disponer de la información relativa al último inventario nacional presentado a la Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, cuyos valores de los factores de emisión para los combustibles principales en el sector de fabricación de cal se detallan en la Tabla 5, el titular podrá consultar en la página web de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático www.unfccc.int.

Cabe indicar que la ruta de acceso para obtener los datos actualizados del factor de emisión es la misma que para el valor calorífico neto, detallada en el apartado anterior.

NIVEL 2b

El titular obtendrá factores de emisión del combustible basándose en uno de los siguientes indicadores establecidos:

- Medición de la densidad de aceites o gases específicos comunes
- Valor calorífico neto para tipos específicos de carbones,

en combinación con una correlación empírica determinada al menos una vez al año de acuerdo con las disposiciones de la sección 13 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE. El titular se asegurará que la correlación satisface los requisitos de las buenas prácticas de ingeniería y de que se aplica solamente a valores del indicador que caigan dentro de la gama para la que se haya establecido.



En el apartado 3.4 *Determinación de datos y factores específicos de la actividad* de la presente guía se establecen los principales requisitos indicados en las disposiciones de la sección 13 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE.

NIVEL 3

El factor de emisión del combustible en una instalación lo medirá el titular, un laboratorio contratado o el proveedor del combustible de acuerdo con las disposiciones de la sección 13 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE.

Tal como para el nivel 2b, en el apartado 3.4 *Determinación de datos y factores específicos de la actividad* de la presente guía se detallan los requisitos indicados en las disposiciones de la sección 13 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE.

Es preciso indicar que, en el proceso de fabricación de cal, a parte de combustibles como el gas natural, coque de petróleo, antracita, fuelóleo o gasóleo, entre otros, en el proceso de fabricación de cal, también se utilizan otros combustibles considerados biomasa, detallados en el apartado 5.5 *Factores de emisión* de la Decisión 2007/589/CE y considerados neutros respecto al CO₂, aplicando un factor de emisión de 0 [t CO₂/TJ o t CO₂/Nm³]. La lista de biomásas neutras respecto al CO₂ se detalla en el apartado 12 *Lista de biomásas neutras* respecto al CO₂ de la mencionada Decisión. Asimismo, el dato correspondiente al valor calorífico neto para cada biocombustible se encuentra detallado en el apartado 3.6 de la Autorización de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (AEGEI).

3.2.3 Factor de oxidación

Los diferentes niveles recogidos en el Anexo II de la Decisión 2007/589/CE para la determinación del factor de oxidación son los siguientes:

Tabla 8. Descripción de los niveles para la determinación del factor de oxidación

		Niveles		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
FO	Se utilizará un factor de oxidación de 1,0.	El titular aplicará los factores de oxidación del combustible considerado indicados por el Estado miembro correspondiente en el último inventario nacional presentado a la Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.	En el caso de combustibles, el titular obtendrá los factores específicos de la actividad a partir de los contenidos de carbono de las cenizas, efluentes y otros residuos y subproductos y otras emisiones pertinentes de formas gaseosas de carbono no totalmente oxidadas. Los datos de composición se determinarán de acuerdo con lo dispuesto en la sección 13 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE.	



El titular deberá aplicar el factor de oxidación determinado según la metodología recogida en la Autorización de emisiones de gases de efecto invernadero (AEGEI), concretamente en los apartados 3.6 y 3.8, que establecen los requisitos de acuerdo al nivel aprobado.

Vamos a detallar cada uno de los niveles indicados para entender la metodología de cálculo del factor de oxidación que aparecerá en la autorización.

NIVEL 1

Se utilizará un factor de oxidación del 1,0.

NIVEL 2

El titular aplicará al combustible considerado los factores de oxidación específicos del país indicados por el Estado miembro, en este caso España, correspondiente en el último inventario nacional presentado a la Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

Ver en apartado *3.2.1 Datos de actividad, lo referente al Valor Calorífico Neto*, Nivel 2a.

NIVEL 3

En el caso de combustibles, el titular obtendrá los factores específicos de la actividad a partir de los contenidos de carbono de las cenizas, efluentes y otros residuos y subproductos y otras emisiones pertinentes de formas gaseosas de carbono no totalmente oxidadas. Los datos de composición se determinarán de acuerdo con lo dispuesto en la sección 13 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE.

En el apartado *3.4 Determinación de datos y factores específicos de la actividad* de la presente guía se establecen los principales requisitos establecidos en las disposiciones de la sección 13 del anexo I de la Decisión 2007/589/CE.

3.2.4 Ejemplos de cálculo de emisiones de combustión en el proceso de fabricación de cal

Ejemplo 1

Características de la instalación:

- Combustible principal: gas natural (el consumo de combustible se controla por facturas).
- Combustible secundario: coque de petróleo (el consumo de combustible se controla por balance de masas).



- Fuentes de emisión de combustión de Gases de Efecto Invernadero (GEI): horno de calcinación.
- Categoría de la instalación: B, con emisiones entre 50.000 y 500.000 toneladas de CO₂/año.

Para el cálculo de las emisiones de CO₂ de combustión se aplica la siguiente expresión:

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \text{Flujo de combustible [t (para el coque de petróleo) o Nm}^3 \text{ (para el gas natural)]} * \text{Valor Calorífico Neto [TJ/t (para el coque de petróleo) o TJ/Nm}^3 \text{ (para el gas natural)]} * \text{Factor de emisión [t CO}_2\text{/TJ]} * \text{Factor de oxidación}$$

Así, los niveles a aplicar por la instalación son:

Tabla 9. Niveles a aplicar en la instalación

Categoría	Combustible/ Material	Anexo/ Actividad	Fuente asociada	Niveles			
		Combustión		Flujo de combustible	Valor calorífico neto	Factor de emisión	Factor de Oxidación
Principal	Gas Natural	Otros combustibles líquidos y gaseosos	Horno de calcinación	3	2a	2a	2 ⁽²⁾
Secundaria	Coque de petróleo	Combustibles sólidos	Horno de calcinación	2	3	3	1

Los valores concretos de los parámetros se obtendrán según se indica a continuación:

Consumo de combustibles	
Gas natural (Nm ³)	El gas natural consumido se determina a partir de las facturas del suministrador.
Coque de petróleo (t)	<p>Combustible consumido = Combustible comprado + Combustible en stock a principio del periodo – Combustible en stock a final del periodo.</p> <p>Combustible comprado: se determinará, para cada combustible, a partir de las facturas y albaranes del suministrador.</p> <p>Combustible en stock: se determinará, para cada combustible, por medición con un nivel en continuo instalado en los silos de almacenamiento, indicándose el valor de densidad empleado en el cálculo.</p>

² Para una instalación de categoría B, seguir la Tabla 1 del presente documento, le correspondería como mínimo para el FO el nivel 1. En este caso se asume un Nivel 2 por coherencia con la fuente de que procede el FE elegido, el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.



Valor calorífico neto	
Gas natural (TJ/Nm ³)	Se aplica el VCN recogido en el Inventario Nacional más reciente presentado a la secretaría de la CMNUCC.
Coque de petróleo (TJ/t)	<p>Se determinarán analíticamente para cada partida de combustible.</p> <p>El valor a notificar en el Informe Anual se corresponderá con la media ponderada de los VCN de cada una de las partidas consumidas, obtenida de acuerdo con la siguiente expresión:</p> $VCN_p = \frac{\sum (Q_i \cdot VCN_i)}{\sum (Q_i)}$ <p>Donde:</p> <p>Q_i: cantidad de combustible, pesada en la báscula de entrada, para cada partida.</p> <p>VCN_i: valor calorífico neto de cada partida de combustible.</p> <p>El valor de los sumatorios será extensivo a cada una de las partidas que entren en la instalación.</p>
Factor de emisión	
Gas natural (t CO ₂ /TJ)	Se aplica el FE recogido en el Inventario Nacional más reciente presentado a la secretaría de la CMNUCC.
Coque de petróleo (t CO ₂ /TJ)	<p>Se determinará analíticamente para cada partida de combustible.</p> <p>El valor a notificar en el Informe Anual se corresponderá con la media ponderada del FE de cada una de las partidas consumidas, obtenida de acuerdo con la siguiente expresión:</p> $FE_p = \frac{\sum (Q_i \cdot VCN_i \cdot FE_i)}{\sum (Q_i \cdot VCN_i)}$ <p>Donde:</p> <p>Q_i: cantidad de combustible, pesada en la báscula de entrada, para cada partida.</p> <p>VCN_i: valor calorífico neto de cada partida de combustible.</p> <p>FE_i: factor de emisión de cada partida de combustible.</p> <p>El valor de los sumatorios será extensivo a cada una de las partidas que entren en la instalación.</p>
Factor de oxidación	
Gas natural	Se aplica el FO recogido en el Inventario Nacional más reciente presentado a la secretaría de la CMNUCC. Dicho valor está implícito en el FE correspondiente al combustible.
Coque de petróleo	1



Ejemplo 2

Características de la instalación:

- Instalación con emisiones inferiores a 50.000 t CO₂/año: categoría A.
- Combustible principal: fuelóleo (el consumo de combustible se controla por balance de masas).
- Fuentes de emisión de combustión de Gases de Efecto Invernadero (GEI): horno de calcinación.

Para el cálculo de las emisiones de CO₂ de combustión se aplica la siguiente expresión:

$$\text{Emisiones de CO}_2 [\text{t CO}_2] = \text{Flujo de combustible [t]} * \text{Valor Calorífico Neto [TJ/t]} * \text{Factor de emisión [t CO}_2/\text{TJ]} * \text{Factor de oxidación}$$

Según la Tabla 1 del presente documento, los niveles a aplicar para cada uno de los combustibles, para una instalación de categoría A (emisiones inferiores a 50.000 t CO₂) son:

Tabla 10. Niveles a aplicar en la instalación

Categoría	Combustible/ Material	Anexo/ Actividad	Fuente Asociada	Niveles			
		Combustión		Flujo de combustible	Valor calorífico neto	Factor de emisión	Factor de Oxidación
Principal	Fuelóleo	Combustible comercial estándar	Horno de calcinación	2	2a	2a	2 ⁽³⁾

Los valores concretos de los parámetros se obtendrán según se indica a continuación:

³ Para una instalación de categoría A, seguir la Tabla 1 del presente documento, le correspondería como mínimo para el FO el nivel 1. En este caso se asume un Nivel 2 por coherencia con la fuente de que procede el FE elegido, el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.



Fuelóleo	
Consumo combustible (t)	<p>Balance de masas:</p> <p>Combustible consumido= Combustible comprado + Combustible en stock a principio del periodo - Combustible en stock a final del periodo</p> <p>Combustible comprado: se determina en base a facturas y albaranes del suministrador.</p> <p>Combustible en stock: para cada combustible se determinará mediante medición del nivel del depósito, indicándose el valor de densidad de cada combustible empleado en el cálculo.</p>
VCN (TJ/t)	Se aplica el VCN recogido en el Inventario Nacional más reciente presentado a la secretaría de la CMNUCC.
Factor de emisión (t CO ₂ /TJ)	Se aplica el FE recogido en el Inventario Nacional más reciente presentado a la secretaría de la CMNUCC.
Factor de oxidación	Se aplica el FO recogido en el Inventario Nacional más reciente presentado a la secretaría de la CMNUCC. Dicho valor está implícito en el FE correspondiente al combustible.

3.3 Emisiones de proceso

En la fabricación de cal, las emisiones de CO₂ de proceso se producen durante la calcinación y por la oxidación del carbono orgánico de las materias primas. Durante la calcinación en el horno, se libera CO₂ de los carbonatos de las materias primas. El CO₂ de calcinación está relacionado directamente con la producción de cal. A nivel de instalación, el CO₂ de calcinación puede calcularse de dos maneras:

- Basándose en la cantidad de carbonatos de calcio y de magnesio de las materias primas (principalmente piedra caliza y dolomita) convertida en el proceso (método de cálculo A).
- Mediante la cantidad de óxidos de calcio y de magnesio de la cal obtenida (método de cálculo B).

3.3.1 Método de cálculo A “Carbono en los materiales de entrada”

El cálculo se basa en la entrada de carbonato de calcio y carbonato de magnesio de las materias primas consumidas. Se utilizará la siguiente expresión:

$$\text{Emisiones de CO}_2 = \Sigma (\text{Datos de la actividad} * \text{Factor de emisión} * \text{Factor de conversión})$$

(Σ =suma para cada tipo de materia prima).



a) Dato de actividad

Es importante remarcar que para el cálculo del dato de actividad, siempre que sea posible, los requisitos se aplicarán por separado a cada uno de los materiales de entrada en el horno que contengan carbono (distintos de los combustibles), por ejemplo creta o piedra caliza, para evitar el doble cómputo.

El cálculo de las materias primas consumidas puede determinarse:

- Pesando a la entrada del horno de calcinación.
- Mediante el cálculo global:

Materia prima consumida producido= materia prima comprada + materia prima en stock a principio del periodo - materia prima en stock a final del periodo.

La determinación de las materias primas compradas se realizará en base seca en la báscula de entrada de la instalación, mediante pesaje. El contenido de humedad se calculará analíticamente a partir de una muestra representativa tomada a la descarga del camión de suministro.

En cuanto a la cuantificación de stock de materias primas se obtendrá en base seca a partir de las mediciones mediante topografía clásica y basada en GPS, y el análisis de humedad de una muestra representativa.

En el caso de que se consuma como aditivo material considerado como biomasa las emisiones procedentes de su descarbonatación en el horno deben restarse de las totales de proceso.

Para determinar las emisiones procedentes de la descarbonatación de la biomasa, se realizará mediante un balance de masas.

$$\text{Biomasa consumida} = \text{biomasa comprada} + \text{biomasa en stock a principio del periodo} - \text{biomasa en stock a final del periodo}$$

El cálculo de la biomasa consumida se realizará de forma análoga al de las materias primas utilizadas para la producción de cal.

Niveles de planteamiento:

En el Anexo VIII de la Decisión 2007/589/CE se recogen los distintos niveles de planteamiento a aplicar para determinar el dato de actividad. La elección de dichos niveles estará sujeta a la aprobación de la autoridad competente.



NIVEL 1

El titular o proveedor determinará la cantidad neta de los materiales de entrada en el horno correspondiente [t] consumida durante el período de notificación se determina con una incertidumbre máxima inferior a $\pm 7,5\%$.

NIVEL 2

La cantidad neta de los materiales de entrada en el horno correspondiente [t] consumida durante el período de notificación se determinará con una incertidumbre máxima inferior a $\pm 5\%$.

NIVEL 3

La cantidad neta de los materiales de entrada en el horno correspondiente [t] consumida durante el período de notificación se determinará con una incertidumbre máxima inferior a $\pm 2,5\%$.

b) Factor de emisión

Los factores de emisión se calcularán y notificarán en unidades de masa de CO_2 liberado por tonelada de cada material de entrada en el horno correspondiente. Se determinarán mediante el análisis del porcentaje de los diferentes carbonatos presentes en las materias primas y utilizando las relaciones estequiométricas, indicadas en la Tabla 11, que se utilizarán para convertir los datos de composición en factores de emisión.

El análisis del contenido de carbonatos en los materiales de entrada al horno, en el caso de calizas o dolomitas debe realizarse un mínimo de 4 veces al año, tal como se indica en la Tabla 18, del apartado 3.4.3 del presente documento.

Niveles de planteamiento:

En el Anexo VIII de la Decisión 2007/589/CE se recogen los distintos niveles de planteamiento a aplicar para determinar el factor de emisión. La elección de dichos niveles estará sujeta a la aprobación de la autoridad competente.

NIVEL 1

La cantidad de carbonatos correspondiente, CaCO_3 y MgCO_3 , incluidos en cada material de entrada en el horno se realizará de acuerdo con la sección 13 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE. Esto puede realizarse mediante métodos termogravimétricos.



Tabla 11. Relaciones estequiométricas

Sustancia	Relaciones estequiométricas
CaCO ₃	0,440 [t CO ₂ /CaCO ₃]
MgCO ₃	0,522 [t CO ₂ /MgCO ₃]

Es importante tener en consideración que si la instalación utiliza como aditivo materias consideradas como biomasa y no se encuentra detallada en el listado de biomásas presentes en el capítulo 12 de la Decisión 2007/589/CE, para poder llevar a cabo el descuento de las emisiones correspondientes a la biomasa, la instalación llevará a cabo durante el primer año de consumo una caracterización de dicha materia, que incluirá como mínimo la siguiente información: procedencia de la materia, descripción del proceso industrial donde se genera y de las materias primas consumidas durante el mismo en los casos que sea pertinente y concentración de carbonatos, expresados como carbonato cálcico y contenido de carbono total.

c) Factor de conversión

Niveles de planteamiento:

En el Anexo VIII de la Decisión 2007/589/CE se recogen los distintos niveles de planteamiento a aplicar para determinar el factor de conversión. La elección de dichos niveles estará sujeta a la aprobación de la autoridad competente.

NIVEL 1

Según una estimación prudente, la cantidad de carbonatos que salen del horno se considera nula, es decir, se supone una calcinación completa y un factor de conversión 1.

NIVEL 2

Los carbonatos y el carbono que salen del horno se tienen en cuenta mediante un factor de conversión con un valor comprendido entre 0 y 1, donde el valor 1 corresponde a una conversión completa de los carbonatos u otros tipos de carbono. La determinación complementaria de los parámetros químicos pertinentes de los productos se realizará de acuerdo con la sección 13 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE.

3.3.2 Método de cálculo B “Óxidos alcalinotérreos”

A diferencia del método A, de mediante el método de los “Óxidos alcalinotérreos”, se determina el contenido de CaO, MgO presentes en la cal producida. Deben tenerse en cuenta el Ca y el Mg ya calcinados que entren en el horno, por ejemplo a través de cenizas volantes o materias primas y combustibles con



un contenido de CaO o MgO importante, por medio del factor de conversión. También debe considerarse el polvo del horno de cal que sale del sistema del horno.

a) Datos de la actividad

La cantidad de producto producido se determinará por pesaje en las básculas de descarga situadas a la salida del horno de calcinación.

Niveles de planteamiento:

En el Anexo VIII de la Decisión 2007/589/CE se recogen los distintos niveles de planteamiento a aplicar para determinar el dato de actividad. La elección de dichos niveles estará sujeta a la aprobación de la autoridad competente.

NIVEL 1

El titular determina la cantidad de cal [t] producida durante el período de notificación con una incertidumbre máxima inferior a $\pm 5,0$ %.

NIVEL 2

El titular determina la cantidad de cal [t] producida durante el período de notificación con una incertidumbre máxima inferior a $\pm 2,5$ %.

b) Factor de emisión

El análisis de óxidos alcalinotérreos en el producto se realiza según la *Norma EN 459-2:2002 Cales para la construcción. Parte 2: Métodos de ensayo*, que determina el contenido en CaO y MgO.

Niveles de planteamiento:

En el Anexo VIII de la Decisión 2007/589/CE se recogen los distintos niveles de planteamiento a aplicar para determinar el factor de emisión. La elección de dichos niveles estará sujeta a la aprobación de la autoridad competente.

NIVEL 1

Las relaciones estequiométricas indicadas en la Tabla 12 se utilizarán para convertir los datos de composición en factores suponiendo que todos los CaO y MgO se han obtenido a partir de los carbonatos correspondientes.



Tabla 12. Relaciones estequiométricas

Sustancia	Relaciones estequiométricas [t CO ₂]/[t óxido alcalinotérreo]
CaO	0,785
MgO	1,092

c) Factor de conversión

Niveles de planteamiento:

En el Anexo VIII de la Decisión 2007/589/CE se recogen los distintos niveles de planteamiento a aplicar para determinar el factor de conversión. La elección de dichos niveles estará sujeta a la aprobación de la autoridad competente.

NIVEL 1

Según una estimación prudente, la cantidad de CaO y MgO en las materias primas es nula, es decir, se supone que todos los óxidos de Ca y Mg presentes en el producto proceden de materias primas carbonatadas, lo que se refleja en unos factores de conversión de valor 1.

NIVEL 2

La cantidad de CaO y MgO presentes en las materias primas se refleja por medio de factores de conversión con un valor comprendido entre 0 y 1, donde el valor 1 corresponde a una conversión total de los carbonatos de la materia prima en óxidos. La determinación complementaria de los parámetros químicos correspondiente a las materias primas se realizará de acuerdo con la sección 13 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE.

3.3.3 Ejemplo para la determinación de las emisiones de proceso

En el presente apartado se detallará, mediante dos ejemplos, la metodología de seguimiento de las emisiones de proceso para la fabricación de cal.

Ejemplo 1

Características de la instalación:

- Flujo fuente material: caliza.
- Cálculo de las emisiones de proceso mediante el método A “Carbonatos”.



Para el cálculo de las emisiones de CO₂ de proceso se aplica la siguiente expresión:

$$\text{Emisiones de CO}_2 [\text{t CO}_2] = \text{Dato de actividad [t]} * \text{Factor de emisión [t CO}_2/\text{t]} * \text{Factor de conversión}$$

Según la Tabla 2 del presente documento, los niveles a aplicar para cada uno de los combustibles, teniendo en cuenta que se trata de una instalación de categoría B (emisiones entre 50.000 y 500.000 t CO₂) son:

Tabla 13. Niveles a aplicar en la instalación

Categoría	Combustible/ Material	Anexo/ Actividad	Fuente asociada	Niveles		
		Cal		Datos de actividad	Factor de emisión	Factor de Conversión
Principal	Caliza	Carbonatos	Horno de calcineración	2	1	2 ⁽⁴⁾

Los valores concretos de los parámetros se obtendrán según se indica a continuación:

Caliza	
Dato de actividad (t)	La caliza consumida se determinará por pesada a la entrada de los hornos de calcineración.
Factor de Emisión (t CO ₂ /t caliza)	<p>El contenido de carbonato cálcico de la caliza se determinará analíticamente.</p> <p>Para cada determinación se aplicará la siguiente fórmula de cálculo:</p> $FE = (\% \text{ CaCO}_3 \text{ en la caliza} / 100) \times 0,44 \text{ (t CO}_2 / \text{t CaCO}_3)$ <p>El valor a notificar en el Informe Anual se corresponderá con la media ponderada de los FE de cada trimestre, obtenida de acuerdo con la siguiente expresión:</p> $FE_p = \Sigma (Q_i \cdot FE_i) / \Sigma (Q_i)$ <p>Donde:</p> <p>Q_i: masa de caliza consumida en cada trimestre.</p> <p>FE_i: factor de emisión de cada trimestre.</p> <p>El valor de 0,44 tCO₂/t CaCO₃ se obtiene de las relaciones estequiométricas, indicadas en la Tabla 11 del presente documento.</p> <p>El cálculo del porcentaje de carbonato cálcico presente en la mezcla debe determinarse un mínimo de 4 veces al año, tal como se indica en la Tabla 17.</p>

⁴ Se ha considerado en el ejemplo la aplicación de un nivel 2 de cara al Factor de conversión por motivos didácticos, dado que no hay caleras del grupo C en Andalucía.



Caliza	
Factor de conversión	<p>Se determinará mediante el empleo de la siguiente expresión:</p> $FC = \frac{(\text{Caliza } \% \text{ CaCO}_3 \text{ entrada} - \text{Cal } \% \text{ CaCO}_3 \text{ salida})}{\text{Caliza } \% \text{ CaCO}_3 \text{ entrada}}$ <p>Donde:</p> <p>Caliza: se obtendrá tal y como se ha descrito en el apartado Datos de Actividad.</p> <p>Cal: se obtendrá a partir de las facturas de venta y de la variación de stocks.</p> <p>%CaCO_{3entrada}: se determinará analíticamente en la caliza de entrada al horno, tal y como se recoge en el apartado Factor de Emisión.</p> <p>%CaCO_{3salida}: se determinará analíticamente en la cal de salida del horno.</p>

Ejemplo 2

Características de la instalación:

- Flujo fuente material: dolomía.
- Cálculo de las emisiones de proceso mediante el método de cálculo B “Óxidos alcalinotérreos”.

Para el cálculo de las emisiones de CO₂ de proceso se aplica la siguiente expresión:

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \text{Dato de actividad [t]} * \text{Factor de emisión [t CO}_2\text{/t]} * \text{Factor de conversión}$$

Según la Tabla 2 del presente documento, los niveles a aplicar para cada uno de los combustibles, teniendo en cuenta que se trata de una instalación de categoría B (emisiones entre 50.000 y 500.000 t CO₂) son:

Tabla 14. Niveles a aplicar en la instalación

Categoría	Combustible/ Material	Anexo/ Actividad	Fuente asociada	Niveles		
		Cal		Datos de actividad	Factor de emisión	Factor de Conversión
Principal	Dolomía	Óxidos alcalinotérreos	Horno de calcinación	1	1	1

Los valores concretos de los parámetros se obtendrán según se indica a continuación:



Dolomía	
Dato de actividad (t)	La cantidad de producto producido se determinará por pesaje en las básculas de descarga situadas a la salida del horno de calcinación.
Factor de Emisión (t CO ₂ /t dolomía)	<p>El contenido de óxido de calcio y óxido de magnesio se determinará analíticamente.</p> <p>Para cada determinación se aplicará la siguiente fórmula de cálculo:</p> $FC = \frac{0,785 (tCO_2 / tCaO) * \%CaO + 1,092 (tCO_2 / tMgO) * \% MgO}{\%CaO + \%MgO}$ <p>Las relaciones estequiométricas para el óxido de calcio y el óxido de magnesio se detallan en la Tabla 12.</p> <p>El valor a notificar en el Informe Anual se corresponderá con la media ponderada de los FE de cada mes, obtenida de acuerdo con la siguiente expresión:</p> $FE_p = \Sigma (Q_i \cdot FE_i) / \Sigma (Q_i)$ <p>Donde:</p> <p style="padding-left: 20px;">Q_i: masa de cal dolomítica producida en cada mes.</p> <p style="padding-left: 20px;">FE_i: factor de emisión de cada mes.</p>
Factor de conversión	1

3.4 Determinación de datos y factores específicos de la actividad

En este apartado será de aplicación para aquellas instalaciones que tengan asignados niveles para la determinación de factores específicos, tanto de combustibles como materiales, que hagan referencia al cumplimiento de los requisitos contemplados en la sección 13 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE.

A continuación se resaltan los contenidos y requisitos más significativos de esta sección de la Decisión.

3.4.1 Procedimientos para la toma de muestras y la determinación de las propiedades de combustibles y materiales

Los procedimientos aplicados para la toma de muestras y la determinación analítica de los datos y factores específicos siguientes:

- Valores caloríficos netos, contenido de carbono y factores de emisión para combustibles.



- Factores de oxidación específicos de la actividad (por ejemplo, a través del contenido de carbono del hollín, cenizas, efluentes y otros residuos o subproductos).
- Factores de emisión de proceso específico de la actividad, factores de conversión o los datos de composición para un material específico.
- Fracción de biomasa. El término “fracción de biomasa” se refiere al porcentaje de masa de carbono procedente de biomasa respecto a la masa total de carbono en una muestra.

Se ajustarán a métodos normalizados. Se utilizarán las normas CEN, normas ISO o las normas nacionales adecuadas. Cuando no existan normas aplicables, los procedimientos podrán ajustarse cuando sea posible a los proyectos de normas adecuadas o las directrices sobre mejores prácticas de la industria.

En la sección 13.1 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE se recogen un conjunto de normas CEN, ISO u otras nacionales para la determinación de los valores caloríficos netos, contenido de carbono y factores de emisión de combustibles. Las normas aplicables a los combustibles utilizados en el proceso de fabricación de la cal son:

Tabla 15. Normas para la determinación de los valores caloríficos netos, contenido en carbono y factores de emisión

Normas CEN
EN ISO 6976:2005 Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe.
EN ISO 4259:1996 Productos del petróleo- Determinación y aplicación de datos de precisión en relación con los métodos de prueba.
Normas ISO
ISO 13909-1,2,3,4: 2001 Carbón de antracita y coque- Muestreo mecánico.
ISO 5069-1,2:1983: Carbones bituminosos y lignitos. Principios de muestreo.
ISO 625:1996: Combustibles minerales sólidos- Determinación de carbono e hidrógeno- Método de Liebig.
ISO 925:1997: Combustibles minerales sólidos- Determinación del contenido de carbono en carbonatos- Método gravimétrico.
ISO 9300:1990: Medida de gas por medio de toberas Venturi en régimen crítico.
ISO 9951:1993/94 Medición del caudal de fluidos en conductos cerrados- Contadores de turbina.
Otras normas nacionales complementarias
DIN 51900-1:2000 Pruebas de combustibles sólidos y líquidos- Determinación del valor calorífico bruto mediante el calorímetro de bomba y cálculo del valor calorífico neto- Parte 1: Principios, aparatos, métodos.
DIN 51857:1997 Combustibles gaseosos y otros gases-Cálculo del valor calorífico, densidad relativa e índice de Wobbe de gases puros y mezclas de gases.
DIN 51612:1980 Pruebas de gases licuados del petróleo; cálculo del valor calorífico neto.
DIN 51721:2001 Pruebas de combustibles sólidos- Determinación del contenido de carbono e hidrógeno (aplicable también a los combustibles líquidos).



A parte de las normas recogidas en la Tabla 15, también se pueden utilizar otros procedimientos. Según lo establecido en el apartado 13 de la Decisión 2007/589/CE en caso de haberlas, se utilizarán normas CEN. Si no hay normas CEN, se aplicarán las normas ISO o las normas nacionales adecuadas. Cuando no existan normas aplicables, los procedimientos podrán ajustarse cuando sea posible a los proyectos de normas adecuadas o las directrices sobre mejores prácticas de la industria.

En cuanto la determinación de los suministros de coque de petróleo o antracita en base seca se pueden utilizar las siguientes normas, teniendo en cuenta que es necesario determinar la humedad del combustible:

Tabla 16. Normas para la determinación de los suministros de coque de petróleo

UNE 32201:1986 Coque. Toma y preparación de muestras.
UNE 32202:1980 Coque. Determinación de la humedad total.
UNE 32203:1980 Coque. Determinación de la humedad en la muestra para análisis.
UNE 32101:1990 Carbón y coque. Terminología.
UNE 32204:1990 Coque. Análisis granulométrico.
UNE 32205:1984 Coque. Determinación de la densidad de carga.

Asimismo, para la determinación de la cantidad de óxidos alcalinotérreos de salida del horno se utiliza la norma UNE-EN 459-2:2002 Cales para la construcción. Parte 2: Métodos de ensayo.

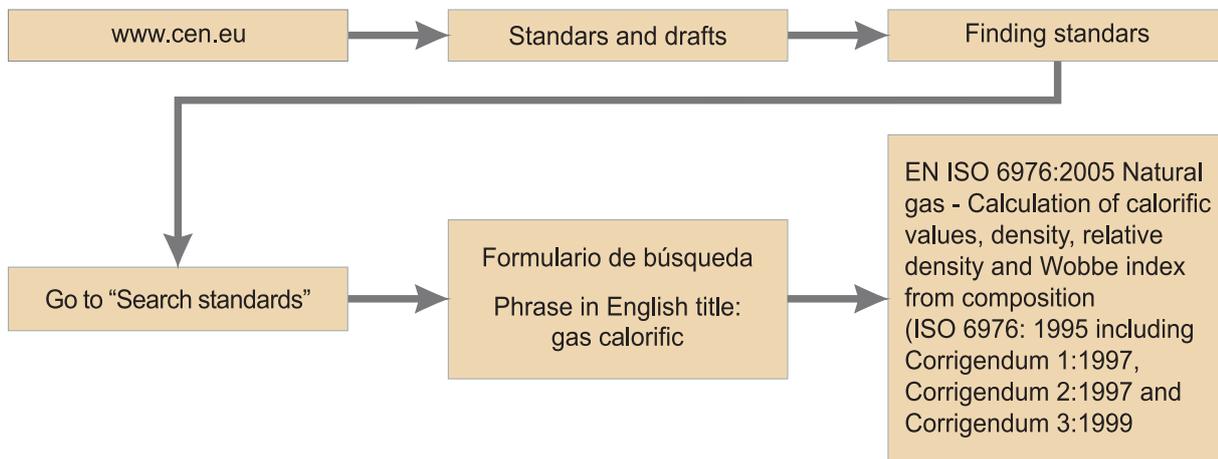
Si se pretende realizar una búsqueda específica de normas relativas al muestreo y determinaciones analíticas de algún combustible concreto, se indican a continuación las direcciones de las páginas web del Comité Europeo de Normalización (CEN), de la Organización Internacional para la Estandarización (ISO) y de la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR). A continuación se aportan orientaciones de cómo realizar una búsqueda de normas y estándares:

Comité europeo de normalización (CEN): www.cen.eu

Standars and draft ⇒ *Finding standars* ⇒ *Go to 'Search standards'* ⇒ Aparece el formulario de búsqueda. En el campo *Phrase in English title* se debe introducir las palabra clave que pretendemos buscar y, seguidamente, clickar en *Search*.

Por ejemplo, para realizar una búsqueda de las normas relacionadas con la determinación del valor calorífico del gas natural dentro de la página web de CEN, habrá que seguir la ruta:

Figura 4. Ruta de búsqueda de normas en CEN

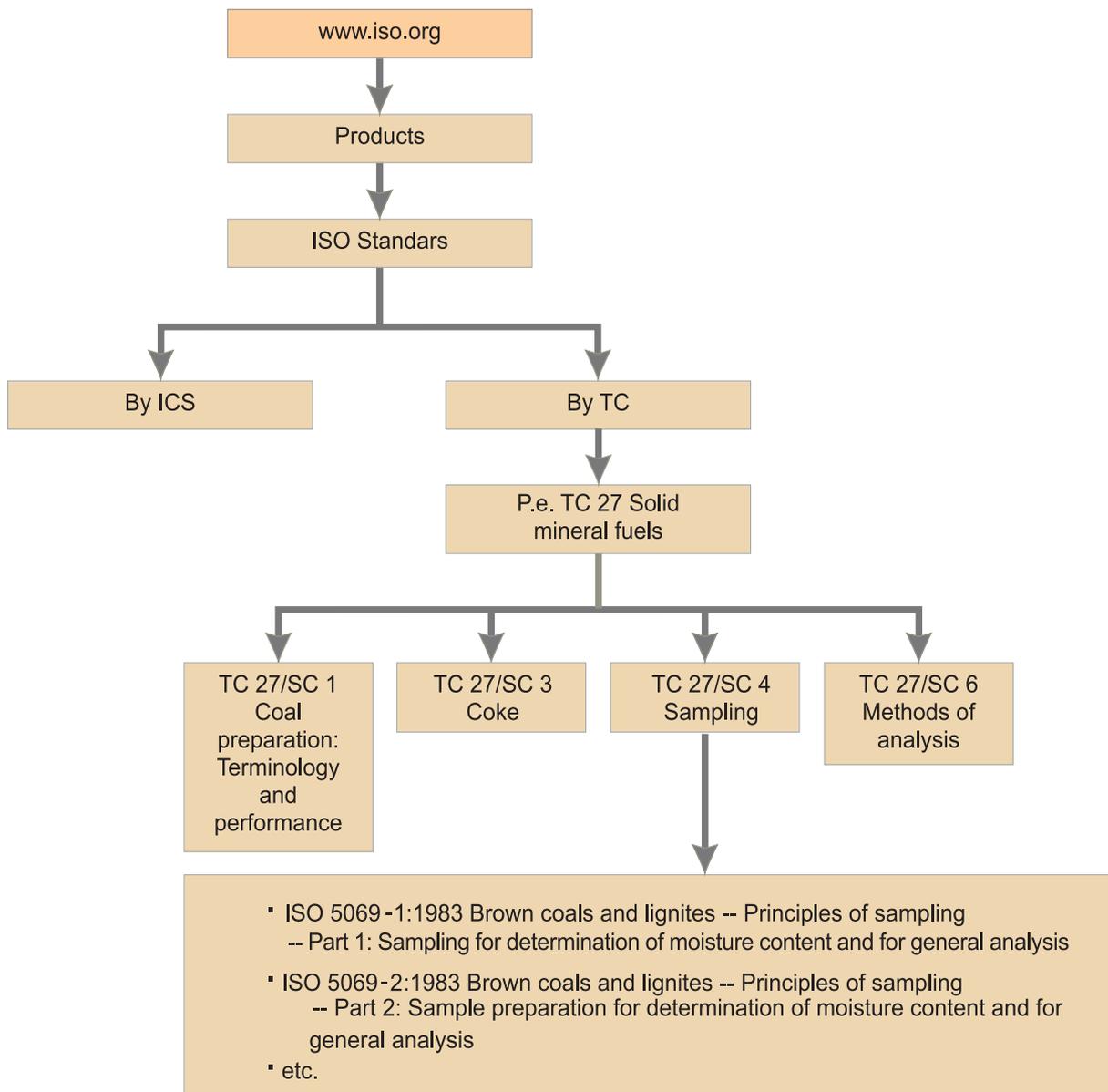


Organización Internacional para la Estandarización (ISO): www.iso.org

Products ⇒ *ISO Standards* ⇒ Aparecen dos criterios de búsqueda: *By ICS* ó *By TC* ⇒ Suponiendo que clickamos en *By TC*, aparecerán los diferentes comités de estandarización existentes. Si queremos conocer las normas relacionadas con los combustibles sólidos minerales, clickamos en *TC 27 Solid mineral fuels* ⇒ Aparecerán cuatro familias de normas: 1) *TC 27/SC 1 Coal preparation: terminology and performance*, 2) *TC 27/SC 3 Coke*, 3) *TC 27/SC 4 Sampling* y 4) *TC 27/SC 5 Methods of analysis*. ⇒ Suponiendo que queremos conocer las normas de muestreo, clickamos en *TC 27/SC 4 Sampling* ⇒ Aparecerán las normas:



Figura 5. Ruta de búsqueda de normas en ISO



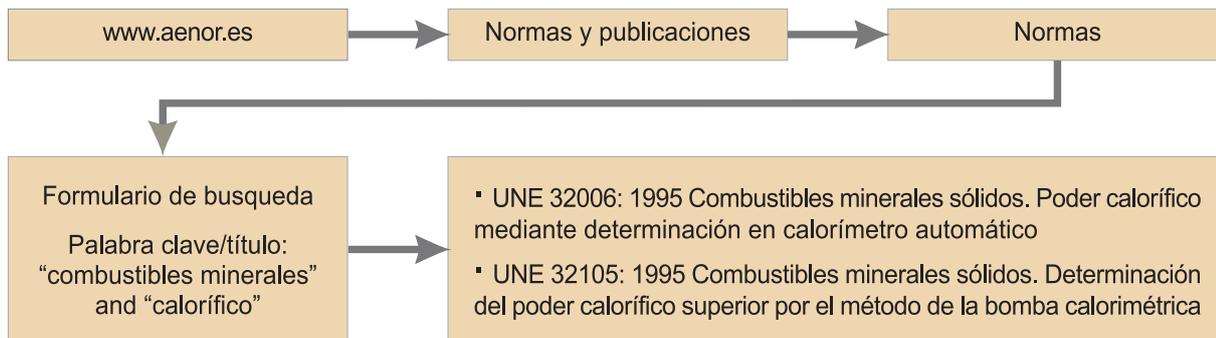
Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR): www.aenor.es

Normas y publicaciones ⇒ Normas. Aparece el formulario de búsqueda de normas. Introduciendo en el campo Palabra clave/título el criterio de búsqueda, se encontrarán las normas que se ajustan a los criterios seleccionados.

Por ejemplo, para realizar una búsqueda de las normas relacionadas con la determinación del poder calorífico en los combustibles minerales dentro de la página web de AENOR, habrá que seguir la ruta:



Figura 6. Ruta de búsqueda de normas en AENOR



3.4.2 Requisitos de los laboratorios empleados para la determinación de las propiedades de combustibles y materiales

En el apartado 13.5 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE se establecen los requisitos que deben cumplir los laboratorios para la determinación de las propiedades de combustibles y materiales.

La Decisión 2007/589/CE indica que es preferible que el laboratorio utilizado para determinar el factor de emisión, el valor calorífico neto, el factor de oxidación, el contenido de carbono, la fracción de biomasa o los datos de composición esté acreditado de acuerdo con la norma EN ISO 17025:2005.

Cabe indicar que la disponibilidad de laboratorios acreditados ISO 17025 en España para la determinación del valor calorífico neto y el factor de emisión en combustibles es muy limitada. Hasta hace muy poco no había laboratorios acreditados ISO 17025 en nuestro país para la determinación de las dichas variables, y sólo se conocían 3 laboratorios acreditados en Europa (dos en Alemania y uno en Bélgica). En la actualidad existe en España al menos un laboratorio acreditado ISO 17025 para la determinación del contenido en carbono mediante analizador elemental por procedimiento interno que dispone de acreditación desde el 12 de mayo de 2006 (Ambitec Laboratorio Medioambiental S.A.). Este mismo laboratorio está acreditado también para la determinación del poder calorífico superior mediante calorímetro automático según la norma UNE 32006: 1995. Asimismo, hay otros dos laboratorios acreditados para la determinación de dicho parámetro: Endesa Generación S.A. y Lafarge Cementos S.A.

La situación para la determinación del valor calorífico neto y el factor de emisión en combustibles gaseosos es muy similar a la descrita para combustibles sólidos. Actualmente existe en España un laboratorio acreditado ISO 17025 para análisis de gas natural por cromatografía de gases según la norma de la American Section of the Internacional Association for Testing Materials ASTM D 1945-03 (Caleb Brett Ibérica ubicado en Gallarta, Vizcaya). Para la determinación del valor calorífico neto del fuelóleo y gasóleo existe el laboratorio acreditado ISO 17025: Asociación BTC para la investigación de Combustibles y renovables y medio ambiente.



En la Tabla siguiente se muestran los laboratorios acreditados para la determinación de las cantidades de óxidos presentes en el producto.

Tabla 17. Laboratorios acreditados para la determinación de óxidos alcalinotérreos

Laboratorio	Procedimiento a realizar	Norma utilizada
Fundación Labein	Determinación de óxidos alcalinotérreos	UNE-EN 196:2002
LGAI Technological Certer, S.A.	Determinación CaO	UNE-EN 196:2002
Lafarge Cementos, S. A.	Análisis químico de los óxidos alcalinotérreos por fluorescencia de Rayos X	Procedimiento interno I-0004
Instituto Técnico de Materiales y Construcción (INTEMAC)	Determinación de óxidos alcalinotérreos	UNE-EN 196:2002
Fundación ITMA	Análisis químico de los óxidos alcalinotérreos por fluorescencia de Rayos X	Procedimiento interno PR/ITMA/ITL-42

El titular podrá acudir a laboratorios no acreditados por la norma EN ISO 17025:2005 si acredita que dichos laboratorios cumplen con los requisitos equivalentes a los previstos en esa norma y mantendrá un listado completo de los laboratorios no acreditados empleados por la instalación.

La equivalencia en relación con la gestión de calidad puede demostrarse mediante una certificación acreditada del laboratorio respecto a la norma EN ISO 9001:2000. El titular deberá aportar pruebas adicionales de que el laboratorio es técnicamente competente y capaz de generar resultados técnicamente válidos utilizando los procedimientos analíticos pertinentes.

Bajo la responsabilidad del titular, cada laboratorio no acreditado al que haya recurrido el titular para determinar los resultados utilizados en el cálculo de las emisiones deberá demostrar mediante pruebas escritas, que cumple las medidas sobre Validación e Intercomparación descritas en el punto 13.5.2 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE.

En el caso de que el titular decida recurrir a laboratorios no acreditados con la norma EN ISO 17025:2005, el laboratorio deberá:

- Demostrar la equivalencia en relación con la gestión de calidad, por ejemplo, mediante la aportación de certificación acreditada del laboratorio respecto a la norma EN ISO 9001.
- Asimismo, deberá adoptar las siguientes medidas:
 - a) **Validación:** un laboratorio acreditado con arreglo a la norma EN ISO 17025 validará cada método analítico que vaya aplicar el laboratorio no acreditado respecto al método de referencia.



- b) **Intercomparación:** una vez al año, un laboratorio acreditado con arreglo a la norma EN ISO 17025 realizará una intercomparación de los resultados de los métodos analíticos.

3.4.3 Métodos de muestreo y frecuencia

La determinación del factor de emisión, el valor calorífico neto, el factor de calorífico neto, el factor de oxidación, el factor de conversión, el contenido de carbono, la fracción de biomasa o los datos de composición se ajustará a la práctica generalmente aceptada en materia de toma de muestras representativas. El valor correspondiente será utilizado solamente para el período de suministro o la partida de combustible o material respecto a la que se considera representativo.

En general, se analizará una muestra que sea una mezcla de un número mayor de muestras (por ejemplo, 10-100) recogidas durante un período de tiempo (por ejemplo, de un día a varios meses) siempre y cuando el combustible o material que se haya extraído como muestra pueda conservarse sin cambios en su composición.

El procedimiento de muestreo y la frecuencia de los análisis serán tales que se garantice que la medida anual del parámetro considerado se determine con una incertidumbre máxima de menos de 1/3 de la incertidumbre máxima requerida en el nivel aprobado con respecto a los datos de la actividad para el mismo flujo fuente.

Si el titular no puede cumplir la incertidumbre máxima autorizada respecto al valor anual, o es incapaz de demostrar el cumplimiento de los umbrales, realizará los análisis con la frecuencia establecida en el siguiente cuadro, como mínimo, si procede. En todos los demás casos, la autoridad competente determinará la frecuencia de los análisis.



Tabla 18. Frecuencia indicativa mínima de los análisis

Combustible/material	Frecuencia de los análisis
Gas natural	Al menos semanal.
Gases de proceso (gas de refinería mezclado, gas de coquería, gas de alto horno y gas de convertidor)	Al menos diaria, utilizando los procedimientos adecuados en distintos momentos del día.
Fuelóleo	Cada 20.000 toneladas y al menos seis veces al año.
Carbón, carbón para coque, coque de petróleo	Cada 20.000 toneladas y al menos seis veces al año.
Residuos sólidos (residuos fósiles puros o una mezcla de residuos fósiles con residuos de biomasa)	Cada 5.000 toneladas y al menos cuatro veces al año.
Residuos líquidos	Cada 10.000 toneladas y al menos cuatro veces al año.
Minerales carbonatados (por ejemplo, piedra caliza y dolomita)	Cada 50.000 toneladas y al menos cuatro veces al año.
Arcillas y pizarras	Cantidades de material correspondientes a 50.000 toneladas de CO ₂ y al menos cuatro veces al año.
Otros flujos de entrada y salida en el balance de masas (no aplicable a combustibles ni agentes reductores)	Cada 20.000 toneladas y al menos una vez al mes.
Otros materiales	En función del tipo de material y la variación, cantidades de material correspondientes a 50.000 toneladas de CO ₂ y al menos cuatro veces al año.

Así, por ejemplo en el caso de la determinación de las emisiones de proceso mediante el cálculo de carbono en los materiales de entrada, se deberían hacer como mínimo 4 análisis, al año, de los minerales carbonatados (piedra caliza y dolomita).

3.5 Requisitos para las instalaciones de bajas emisiones

Se consideraran Instalaciones de Bajas Emisiones (IBEs) aquellas cuyas emisiones medias notificadas y verificadas sean inferiores a 25.000 toneladas de CO₂ al año durante el período de comercio anterior.

Para este tipo de instalaciones, la Consejería de Medio Ambiente, previa aprobación recogida en la correspondiente AEGEI, puede aplicarles un conjunto de simplificaciones y excepciones en su metodología de seguimiento de las emisiones de CO₂. Estas son:

- El titular podrá utilizar la información especificada por el proveedor de los instrumentos de medida pertinentes sin tener en cuenta las condiciones de uso específicas para calcular la incertidumbre de los datos de actividad.



- Eximirlos de la obligación de demostrar que se cumplen los requisitos relativos a la calibración expuestos en el punto 10.3.2 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE (“el titular se asegurará de que el equipo de medición correspondiente se calibra, ajusta y comprueba a intervalos periódicos, incluyendo antes de su uso, y si se comprueba con patrones de medición inspirados en patrones de medición internacionales, si existen).
- La utilización de planteamientos de niveles más bajos (con el nivel 1 como nivel mínimo) respecto a todos los flujos fuente y a las variables correspondientes.
- La utilización de planes de seguimiento simplificados que contengan, al menos, los siguientes elementos:
 - Una descripción de la instalación y de las actividades realizadas por la instalación que van a ser objeto de seguimiento.
 - Información sobre las responsabilidades de seguimiento y notificación dentro de la instalación.
 - Una lista de las fuentes de emisión y flujos fuente que van a ser objeto de seguimiento respecto a cada actividad realizada dentro de la instalación.
 - Una lista y descripción de los niveles correspondientes a los datos de la actividad, factores de emisión, factores de oxidación y factores de conversión de cada flujo fuente que van a ser objeto de seguimiento.
 - Una descripción de los sistemas de medición y la especificación y ubicación exacta de los instrumentos de medida que van a utilizarse en relación con cada flujo fuente que va a ser objeto de seguimiento.
 - Si procede, una descripción de los sistemas de medición continua de emisiones que van a utilizarse para el seguimiento de una fuente de emisión, es decir, los puntos de medición, la frecuencia de las mediciones, el equipo utilizado, los procedimientos de calibración, los procedimientos de recogida y almacenamiento de datos y el planteamiento aplicado en el cálculo de corroboración y la notificación de datos de la actividad, factores de emisión y demás.
 - Si procede, en qué casos se aplica el planteamiento basado en umbrales mínimos de incertidumbre: descripción exhaustiva del planteamiento y del análisis de incertidumbre, si no se ha hecho ya en relación con los puntos anteriores.
- Eximirlos del cumplimiento de los requisitos relativos a la acreditación según la norma EN ISO 17025:2005 si el laboratorio:



- Proporciona pruebas concluyentes de que es técnicamente competente y capaz de generar resultados técnicamente válidos utilizando los procedimientos analíticos pertinentes, y
 - Participa cada año en comparaciones interlaboratorios y, a continuación, aplica las medidas correctivas que resulten necesarias.
- Los usos de combustibles y materiales pueden determinarse a partir de los registros de compra y los cambios estimados en las existencias sin tener en cuenta las incertidumbres.

3.6 Plan de seguimiento

El contenido mínimo del Plan de Seguimiento se establece en la AEGER de la instalación, dependiendo de si se trata de una IBE (Instalación de Bajas Emisiones) o no.

En el caso de una IBE, el Plan de Seguimiento comprende la siguiente documentación e información:

- Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero en vigor, así como las revisiones anteriores.
- Los registros del seguimiento de las emisiones.

Por otra parte, si la instalación no se considera IBE, el contenido mínimo del Plan de Seguimiento sería el siguiente:

- Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero en vigor, así como las revisiones anteriores.
- Copia controlada del Plan de Calidad Ambiental.
- Los registros del Plan de Calidad.



Proceso de verificación

El objeto del presente apartado es definir los criterios que deben aplicar los verificadores de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para la tramitación y realización de la verificación de los **Informes de Notificación de Emisiones** dentro del régimen de comercio de derechos de emisión.

El proceso de verificación tiene como fin comprobar que el Informe de Notificación de Emisiones, elaborado por el titular de la instalación y que debe presentar ante la Consejería de Medio Ambiente, no contiene omisiones, distorsiones o errores que puedan afectar el valor anual de las emisiones notificadas y que la metodología de seguimiento de dichas emisiones cumple con los requisitos recogidos en la/s AEGEI en vigor durante el período de notificación⁽⁵⁾.

El proceso de verificación concluye con la redacción por parte del verificador del Informe de Verificación de emisiones de gases de efecto invernadero, donde se consignan todas las desviaciones detectadas durante este proceso, así como las observaciones que se consideren oportunas para la mejor comprensión y justificación del proceso de verificación realizado, recogándose finalmente el dictamen del verificador.

Es de aplicación a los titulares de las instalaciones que tienen obligación de entregar el informe a la Consejería de Medio Ambiente en virtud de lo establecido en la Directiva 2003/87/CE.

4.1 Consideraciones previas

Antes de comenzar la descripción del proceso de verificación conviene introducir los conceptos de “desviación (inexactitudes e irregularidades)” y “nivel de importancia”. De esta manera, se entenderá mejor el enfoque de la metodología de verificación en sus diferentes etapas (análisis estratégico, análisis del riesgo y análisis de procesos) y los objetivos a alcanzar en cada una de ellas.

4.1.1 Definiciones

Se establecen las siguientes definiciones en relación con el control y la verificación:

⁵ Una instalación puede haber tenido distintas AEGEI en vigor durante el período de notificación de emisiones, cada una de ellas vigentes durante diferentes intervalos temporales de período. Esto puede ser debido, por ejemplo, a cambios en la metodología de seguimiento de emisiones de la instalación ocurridos durante el período de notificación que hayan motivado posteriores revisiones y aprobaciones por la Consejería de Medio Ambiente sobre las AEGEI concedidas. Cualquier cambio de la metodología de seguimiento incluida en la AEGEI debe recibir la aprobación previa de la autoridad competente. En estos casos, debe realizarse la verificación contra las AEGEIs vigentes para cada uno de los intervalos dentro del período de notificación.



- **Certeza razonable:** grado elevado pero no absoluto de certeza, expresado de forma concluyente en el dictamen de verificación, de que el informe de emisiones objeto de verificación no contiene inexactitudes importantes y de que la instalación no tiene regularidades importantes.
- **Nivel de importancia:** umbral cualitativo o límite que debe utilizarse para determinar el dictamen de verificación adecuado respecto de los datos sobre las emisiones notificados en el informe anual de emisiones.
- **Irregularidad:** acción u omisión en la instalación objeto de verificación, deliberada o no, contraria a los requisitos establecidos en la AEGEI y/o en el plan de seguimiento aprobado por la autoridad competente de acuerdo con la autorización de la instalación.
- **Inexactitud:** desviación relacionada con una omisión, tergiversación o error en el tratamiento de datos.
- **Irregularidad importante:** no conformidad con los requisitos establecidos en la AEGEI y/o en el plan de seguimiento aprobado por la autoridad competente de acuerdo con la autorización de la instalación, que podría conducir a que no se pueda garantizar la fiabilidad de la cifra de emisiones notificada, según el juicio del verificador.
- **Inexactitud importante:** inexactitud (omisión, tergiversación o error, excluyendo la incertidumbre permisible) en el informe anual de emisiones que, según el juicio profesional del verificador, podría afectar al trato que la autoridad competente dé a ese informe, por ejemplo cuando la inexactitud supera el nivel de importancia.

A continuación se realiza un análisis de dichas definiciones para aclarar el significado.

4.1.2 Concepto de desviación

DESVIACIÓN

Se considera desviación la ausencia o fallo en la aplicación o el mantenimiento de uno o más requisitos relacionados con:

- La/s AEGEI en vigor durante el período de notificación de la instalación concedida/s por la Consejería de Medio Ambiente de la Junta de Andalucía y sus posibles modificaciones.
- El/los Plan/es de Seguimiento en vigor aprobado/s por la Consejería de Medio Ambiente de la Junta de Andalucía y sus modificaciones.
- Los requisitos recogidos en la Decisión 2007/589/CE, de 18 de julio de 2007, por la que se



establecen directrices para el seguimiento y notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

- Los requisitos formalmente establecidos por la Consejería de Medio Ambiente de la Junta de Andalucía.
- Los requisitos establecidos por la Comisión de Políticas de Cambio Climático.

Las desviaciones, por su naturaleza, se clasifican en:

- **Inexactitud:** desviación relacionada con una omisión, tergiversación o error en el tratamiento de los datos.
- **Irregularidad:** desviación que tiene su origen en un incumplimiento de los requisitos mencionados.

A su vez, las desviaciones, por su **nivel de importancia**, se clasifican en:

- **Importantes:** la Decisión 2007/589/CE califica las inexactitudes e irregularidades como importantes, si como consecuencia de la desviación pudiera derivarse que la instalación recibiera un trato diferente por parte de la autoridad competente, que en el caso de Andalucía es la Consejería de Medio Ambiente.
- **No importantes:** en caso contrario, la inexactitud o la irregularidad será calificada como no importante.

En el apartado 4.1.3 Nivel de importancia de la presente guía se detalla cómo clasificar las desviaciones en función del nivel de importancia.

OBSERVACIÓN

Se considera como observación la evidencia encontrada durante el proceso de verificación que, sin constituir una desviación, resulta pertinente recoger en el Informe de Verificación de emisiones con el fin de:

- Completar la información que llega a la empresa y a la Consejería de Medio Ambiente.
- Matizar, completar y/o explicar el contenido de alguna desviación.
- Justificar la decisión de verificación adoptada.



- Proporcionar información que pueda aprovechar el titular para mejorar sus resultados en el seguimiento y la notificación de emisiones.

En caso de detectarse discrepancias entre los requisitos de la Decisión 2007/589/CE y los establecidos por la Consejería de Medio Ambiente en la AEGER o en alguna otra comunicación formal, siempre *prevalecerá lo establecido por la Consejería de Medio Ambiente*.

4.1.3 Nivel de importancia

La Decisión 2007/589/CE define como *nivel de importancia* el umbral cuantitativo o límite que debe utilizarse para determinar el dictamen de verificación adecuado respecto a los datos sobre las emisiones declaradas en el Informe de Notificación de Emisiones.

La Decisión 2007/589/CE establece los siguientes grados de importancia:

Tabla 19. Grados de importancia

Categoría de la instalación	Grado de importancia
Categoría A (emisiones inferiores a 50.000 t) Categoría B (emisiones entre 50.000 y 500.000 t)	5%
Categoría C (emisiones superiores a 500.000 t)	2%

IMPORTANCIA DE LAS DESVIACIONES

Con carácter general el criterio a aplicar para la consideración de una inexactitud/irregularidad como importante es el siguiente:

“Si el error producido por una inexactitud/irregularidad en el dato global de emisiones es superior a los grados de importancia definidos en la Decisión 2007/589/CE, será importante”.

Así:

- Son **inexactitudes importantes** si el error del dato global de emisiones supone la superación del grado de importancia establecido según la categoría de la instalación.
- Son **irregularidades importantes** si el cumplimiento del requisito tiene consecuencias en el dato global de emisiones por encima del grado de importancia establecido según la categoría de la instalación.



PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL NIVEL DE IMPORTANCIA DE LAS DESVIACIONES

El procedimiento para determinar si la inexactitud/irregularidad es importante consistirá en la realización de un cálculo/estimación de la desviación producida en el dato global de emisiones declaradas a consecuencia de la inexactitud/irregularidad detectada y determinar si supone un incremento porcentual superior al grado de importancia establecido según la categoría de la instalación.

EJEMPLO 1

Supongamos una instalación clasificada como categoría A (emisiones de años anteriores inferiores o iguales a 50.000 t de CO₂).

El combustible autorizado y recogido en la AEGEI es coque de petróleo, con los niveles de planteamiento para la determinación de las emisiones de CO₂ por la combustión del coque siguientes:

Tabla 20. Niveles autorizados para el coque de petróleo

Flujos fuente combustibles	Niveles			
	Combustibles Consumo	Valor Calorífico Neto	Factor de emisión	Factor de oxidación
Coque de petróleo	1	2a	2a	2

Supongamos que la instalación ha tenido un consumo de coque de petróleo de 10.955,47 toneladas durante el periodo de notificación.

Según lo niveles autorizados, los datos del VCN, FE y FO son los procedentes del Inventario Nacional más reciente presentados a la Secretaría de la CMNUCC. Estos valores son: VCN = 0,0325 TJ_{PCI}/t, FE = 98,3 t CO₂/TJ_{PCI} (este valor del FE lleva implícito el FO), FO= 1. Por tanto, las emisiones de CO₂ por la combustión de coque de petróleo son:

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ coque de petróleo} = 10.955,47 \text{ t} \cdot 0,0325 \text{ TJ/t} \cdot 98,3 \text{ t CO}_2/\text{TJ} \cdot 1 = 35.000 \text{ t CO}_2$$

Siendo ese el dato global de las toneladas de CO₂ emitidas por la combustión del coque de petróleo y que se ha declarado en el Informe de Notificación de Emisiones.

Supongamos que el verificador, durante el proceso de verificación, detecta que la instalación ha consumido fuelóleo durante el periodo de notificación, no estando dicho consumo autorizado y que, además, no se han incluido las emisiones procedentes de la combustión de fuelóleo en el Informe de Notificación de Emisiones. El verificador deberá clasificar esta desviación como **irregularidad** por ser un incumplimiento de los requisitos especificados en la Autorización de emisiones de gases de efecto invernadero (AEGEI) para la instalación.



De ese incumplimiento se derivará un error en el dato final de las emisiones de CO₂ declaradas debido a que no se han computado las toneladas de CO₂ emitidas por la combustión del fuelóleo en el Informe de Notificación de Emisiones. Dicho error se cuantificaría del siguiente modo:

Al tratarse de una instalación tipo A, acudiendo al Cuadro 1 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE (tabla 1 del presente documento), le corresponderían los siguientes niveles de planteamiento mínimos para la determinación de las emisiones de CO₂ por la combustión del fuelóleo:

Tabla 21. Niveles autorizados para el fuelóleo

Flujos fuente combustibles	Niveles			
	Combustibles Consumo	Valor Calorífico Neto	Factor de emisión	Factor de oxidación
Fuelóleo	2	2a	2a	2

El consumo se determinará a partir de las facturas de compra de fuelóleo. Supongamos que el consumo durante el periodo de notificación ha sido de 1.000 toneladas.

Los datos procedentes del Inventario Nacional más reciente presentados a la Secretaría de la CMNUCC son: VCN = 0,04018 TJ_{PCI}/t, FE = 76 t CO₂/TJ_{PCI} (este valor del FE lleva implícito el FO), FO = 1.

Por tanto, tendremos unas emisiones totales de CO₂ procedentes de la combustión del fuelóleo de:

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ fuelóleo} = 1.000 \text{ t} \cdot 0,04018 \text{ TJ/t} \cdot 76 \text{ t CO}_2/\text{TJ} \cdot 1 = 3.054 \text{ t CO}_2$$

Por tanto, el porcentaje sobre las emisiones declaradas es de:

$$(3.054 / 35.000) \cdot 100 = 8,72\% > 5\% \text{ (grado de importancia para instalaciones de categoría A)}$$

En consecuencia, la irregularidad se clasificaría como **importante**.

Para desclasificar la irregularidad de importante a no importante, el titular de la instalación deberá incluir el dato de las emisiones de CO₂ por la combustión del fuelóleo en el Informe de Notificación de Emisiones. Por otro lado, debería solicitar a la Consejería de Medio Ambiente una modificación de la AEGEI para la inclusión del nuevo flujo de combustible y la aprobación de la metodología de cálculo de las emisiones.

Las emisiones totales a declarar serían:

$$35.000 \text{ (por la combustión del coque)} + 3.054 \text{ (por la combustión del fuelóleo)} = 38.054 \text{ t CO}_2$$



EJEMPLO 2

Supongamos que el titular de la instalación anterior ha determinado el consumo de coque de petróleo durante el periodo de notificación con una incertidumbre de $\pm 10\%$:

$$\text{Consumo de coque} = 10.955,47 \text{ toneladas} \pm 10\%$$

La incertidumbre máxima con la que debe declararse el consumo de coque de petróleo debe ser inferior a $\pm 7,5\%$ ya que el nivel de planteamiento autorizado para el consumo es 1.

El verificador deberá clasificar esta desviación como **irregularidad** por ser un incumplimiento de los requisitos especificados en la Autorización de emisiones de gases de efecto invernadero (AEGEI) para la instalación (se incumple la incertidumbre máxima autorizada).

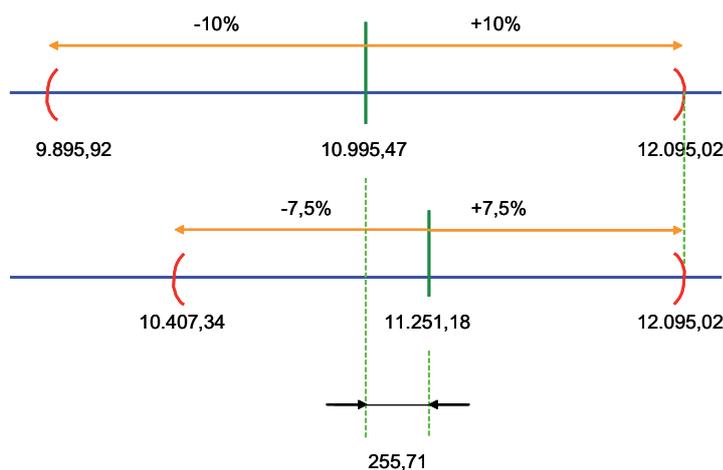
Este incumplimiento puede originar un error en el dato final de las emisiones de CO_2 declaradas debido a que se ha superado la incertidumbre máxima autorizada con la que debe declararse el consumo de coque de petróleo. Dicho error se cuantificaría del siguiente modo:

La incertidumbre de la medida del consumo de coque de petróleo indica el intervalo, alrededor del valor medido de 10.995,47 toneladas, donde con una alta probabilidad se encuentra el valor verdadero del consumo. Es decir, el valor real de consumo de coque durante el periodo de notificación estará comprendido entre 9.895,92 y 12.095,02 toneladas.

Nos situamos en el caso más desfavorable suponiendo que el valor real del consumo de coque es de 12.095,02 toneladas. Como la incertidumbre máxima permitida es de $\pm 7,5\%$, buscamos el valor del centro del intervalo de amplitud $\pm 7,5\%$ cuyo extremo superior sea 12.095,02. Este valor sería:

$$12.095,02 / 1,075 = 11.251,18 \text{ toneladas}$$

Ilustración 1. Determinación del error cometido





Esto supone una diferencia entre los consumos de $11.251,18 - 10.995,47 = 255,71$ toneladas de coque. Determinando las emisiones de CO_2 originadas por esta diferencia, tendremos:

$$255,71 \text{ t} \cdot 0,0325 \text{ TJ/t} \cdot 98,3 \text{ t CO}_2/\text{TJ} \cdot 1 = 817 \text{ t CO}_2$$

Por tanto, el porcentaje sobre las emisiones declaradas es de:

$$(817 / 38.054) \cdot 100 = 2,14\% < 5\% \text{ (grado de importancia para instalaciones de categoría A).}$$

En consecuencia, la irregularidad se clasificaría como **no importante**.

En este caso, al ser una irregularidad no importante, el titular no tendría por qué modificar los datos del consumo de coque de petróleo ni los datos de las emisiones de CO_2 . No obstante, deberá mejorar la calidad metrológica de los equipos de medición que intervienen en el cálculo del consumo de coque de petróleo para conseguir que la incertidumbre con la que se determina este consumo sea inferior a la máxima permitida.

Comentario: Supongamos que la irregularidad se hubiese clasificado como importante, es decir, que el error cometido sobre las emisiones declaradas supera el 5% (grado de importancia para instalaciones de categoría A). En este caso, para desclasificar la irregularidad de importante a no importante, el titular de la instalación debería declarar en el Informe de Notificación de Emisiones un consumo de coque de 11.251,18 toneladas, que suponen unas emisiones de $35.000 + 817 = 35.817$ toneladas CO_2 por la combustión de coque de petróleo.

En este caso, las emisiones totales a declarar serían:

$$35.817 \text{ (por la combustión del coque)} + 3.054 \text{ (por la combustión del fuelóleo)} = 38.871 \text{ t CO}_2$$

EJEMPLO 3

Supongamos que una instalación clasificada como de categoría B (emisiones de años anteriores superiores a 50.000 toneladas e inferiores o iguales a 500.000 toneladas de CO_2) declara en los Informes de Notificación de Emisiones de 2007 y 2008, unas emisiones de 72.570 y 80.000 toneladas totales de CO_2 , respectivamente.

Consideremos que el combustible autorizado y recogido en la AEGER es coque de petróleo, presentando un consumo en 2007 y 2008 de 13.837 y 15.000 toneladas, respectivamente. Para combustibles sólidos, como se recoge en la Tabla 1 del presente documento, el nivel para la determinación del Valor Calorífico Neto que se debe aplicar es 3. Asimismo, en la Autorización de emisión de gases de efecto invernadero (AEGER) se recoge que la frecuencia de análisis para la determinación del Valor Calorífico Neto deber ser de al menos 6 análisis anuales.



Supongamos que el verificador, durante el proceso de verificación del Informe de Notificación de Emisiones de 2008, detecta que la instalación ha realizado únicamente 4 análisis anuales, en lugar de los 6 recogidos en la Autorización de emisión de gases de efecto invernadero (AEGEI). El verificador deberá clasificar esta desviación como **irregularidad** por ser un incumplimiento de los requisitos especificados en la citada Autorización. En la tabla siguiente se muestran los resultados de los análisis correspondientes a 2008:

Tabla 22. Valor calorífico neto, año 2008

Analíticas del coque (año 2008)	Valor Calorífico Neto (TJ/t)
Análisis 1	0,0282
Análisis 2	0,0321
Análisis 3	0,0310
Análisis 4	0,0300
Valor medio	0,0303

De este incumplimiento se derivará un error en el dato final de las emisiones de CO₂ declaradas que se cuantificará del siguiente modo:

Para empezar, como en el año 2008 el consumo de coque ha sido de 15.000 toneladas y el factor de emisión y el factor de oxidación han sido de 94,5 t CO₂/TJ y de 1, respectivamente, las emisiones declaradas por la instalación debidas al consumo de coque de petróleo han sido:

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ coque} = 15.000 \text{ t} \cdot 0,0303 \text{ TJ/t} \cdot 94,5 \text{ t CO}_2/\text{TJ} \cdot 1 = 42.950 \text{ t CO}_2$$

A continuación se valorará cuanto puede ser de significativa la desviación entre el Valor Calorífico Neto obtenido tal y cómo prevé la AEGEI, es decir a partir de 6 muestras anuales, con el calculado únicamente con las 4 analíticas efectuadas. Para ello, se puede hacer una estimación sobre los resultados analíticos de un año anterior representativo en el que se disponga de 6 muestras anuales, por ejemplo, el año 2007.

Durante el año 2007, para la determinación del Valor Calorífico Neto del coque, se obtuvieron los siguientes valores:

Tabla 23. Valor calorífico neto, año 2007

Analíticas del coque (año 2007)	Valor Calorífico Neto (TJ/t)
Análisis 1	0,0285
Análisis 2	0,0321
Análisis 3	0,0310
Análisis 4	0,0292
Análisis 5	0,0332
Análisis 6	0,0325
Valor medio	0,0311



El valor promedio para el Valor Calorífico Neto correspondiente a las 6 determinaciones analíticas del año 2007 fue de **0,0311** TJ/t.

A la hora de evaluar en cuanto puede variar el Valor calorífico neto al considerar únicamente 4 analíticas en lugar de las 6 que prevé la AEGEI, se puede considerar el caso más desfavorable, es decir, descartar aquellos valores que minimicen las emisiones. Por tanto, el caso más desfavorable sería descartar las dos analíticas con los Valores Caloríficos Netos más altos, que en el caso que se presenta como ejemplo se correspondería con los dos últimos análisis. Así pues, el Valor Calorífico Neto promedio pasaría a ser de **0,0302** TJ/t. Esto supone una diferencia en el Valor Calorífico Neto de $0,0311 - 0,0302 = 0,0009$ TJ/t.

Por tanto, el porcentaje de error cometido sobre el Valor Calorífico Neto declarado sería de:

$$e (\%) = 0,0009 / 0,0302 \cdot 100 = 2,98\%$$

Una vez calculado el error, se estimará aproximadamente el Valor calorífico neto que la instalación debería de haber declarado en 2008:

$$\text{Valor calorífico neto (TJ/t)} = \text{VCN declarado}_{2008} + \text{VCN declarado}_{2008} \cdot e = 0,0303 + 0,0303 \cdot 2,98/100 = 0,0312 \text{ TJ/t}$$

El siguiente paso sería calcular las emisiones de CO₂ debidas al consumo de coque, considerando el Valor Calorífico Neto estimado. Dado que en el año 2008 el consumo de coque ha sido de 15.000 toneladas y que el factor de emisión y el factor de oxidación han sido de 94,5 t CO₂/TJ y de 1, respectivamente, las emisiones debidas al consumo de coque de petróleo serían:

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ coque} = 15.000 \text{ t} \cdot 0,0312 \text{ TJ/t} \cdot 94,5 \text{ t CO}_2/\text{TJ} \cdot 1 = 44.226 \text{ t CO}_2$$

Esto supone una diferencia entre las emisiones de $44.226 - 42.950 = 1.276$ toneladas de CO₂. De cara a evaluar la importancia, si se tiene en consideración que la emisión total de CO₂ declarada en 2008 es de 80.000 toneladas, el incremento por considerar únicamente 4 analíticas en lugar de las 6 es de:

$$(1.276 / 80.000) \cdot 100 = 1,60\% < 5\% \text{ (grado de importancia para instalaciones de categoría B).}$$

En consecuencia, la irregularidad se clasificará como **no importante**. En este caso, al ser una irregularidad no importante, el titular no tendría que modificar los datos de las emisiones de CO₂. No obstante, de cara a próximas notificaciones, deberá realizar el mínimo número de análisis indicados en la AEGEI.

Comentario: Supongamos que la irregularidad se hubiese clasificado como importante, es decir, el error cometido sobre las emisiones declaradas supera el 5% (grado de importancia para instalaciones de ca-



tegoría B). En este caso, para desclasificar la irregularidad de importante a no importante, el titular de la instalación debería declarar en el Informe de Notificación de Emisiones unas emisiones de:

$$80.000 + 1.276 = 81.276 \text{ t CO}_2$$

EJEMPLO 4

Supongamos que una instalación clasificada como de categoría B (emisiones de años anteriores superiores a 50.000 toneladas e inferiores o iguales a 500.000 toneladas de CO₂) declara en el Informe de Notificación de Emisiones 150.000 toneladas totales de CO₂ (emisiones de combustión + emisiones de proceso), y un consumo de caliza de 200.000 toneladas.

Consideremos que a mitad de año la instalación solicitó la modificación de la metodología de seguimiento de las emisiones de proceso, con la finalidad de aumentar el nivel de planteamiento asignado al factor de conversión.

Según se recoge en la Decisión 2007/589/CE, cuando se cambien los niveles dentro de un período de notificación, los resultados correspondientes a la actividad afectada se calcularán y se comunicarán como secciones separadas del Informe de Notificación de Emisiones a la autoridad competente en cuanto a las partes consideradas del período de notificación. Por tanto, los niveles de planteamientos para la determinación de las emisiones de proceso son:

Tabla 24. Niveles de planteamientos autorizados para determinar las emisiones de proceso durante la primera mitad del período de notificación

Flujos Fuente Materiales	Niveles		
	Datos de actividad	Factor de emisión	Factor de conversión
Caliza	2	1	1

Tabla 25. Niveles de planteamientos autorizados para determinar las emisiones de proceso durante la segunda mitad del período de notificación

Flujos Fuente Materiales	Niveles		
	Datos de actividad	Factor de emisión	Factor de conversión
Caliza	2	1	2

Supongamos que el verificador, durante el proceso de verificación, detecta que la instalación aplica, para todo el período de notificación, el nivel de planteamiento del factor de conversión de las emisiones de proceso establecido en la última AEGEI, cuya Resolución tuvo lugar a mitad de año objeto de la notificación. En la siguiente tabla se muestran los valores notificados por la instalación:



Tabla 26. Valores declarados para la determinación de las emisiones de proceso

Parámetro	Datos	Nivel aplicado
Dato de actividad (t)	200.000	2
Factor de emisión (tCO ₂ /t)	0,434	1
Factor de conversión	0,97	2

Por tanto, las emisiones CO₂ debidas a las fuentes de proceso declaradas por la instalación son:

$$\text{Emisiones de CO}_2 = 200.000 \text{ t} \cdot 0,434 \text{ t CO}_2/\text{t} \cdot 0,97 = 84.196 \text{ t CO}_2$$

El verificador deberá clasificar esta desviación como **irregularidad** por ser un incumplimiento de los requisitos especificados en la Autorización de emisión de gases de efecto invernadero. Recuérdese, que en el caso de que se produzcan cambios de niveles dentro de un período de notificación, la AEGEI no tendrá carácter retroactivo, por lo que las emisiones se calcularán y se comunicarán como secciones separadas del Informe de Notificación de Emisiones.

De ese incumplimiento se derivará un error en el dato final de las emisiones de CO₂ declaradas. Para cuantificar dicho error se deberán calcular las emisiones considerando las dos autorizaciones en vigor durante el periodo de notificación. Como la última autorización entró en vigor a mitad de año, el consumo de caliza en ambos periodos será la mitad del total notificado, es decir, 100.000 toneladas. Por tanto, dicho error se cuantificará del siguiente modo:

En primer lugar se calcularán las emisiones de proceso considerando los niveles de planteamientos autorizados durante el primer periodo de la notificación.

Tabla 27. Valores para la determinación de las emisiones de proceso durante la primera mitad del período de notificación

Parámetro	Datos	Nivel aplicado
Dato de actividad (t)	100.000	2
Factor de emisión (tCO ₂ /t)	0,434	1
Factor de conversión	1	1

Por tanto, las emisiones CO₂ debidas a las fuentes de proceso durante el primer periodo de la notificación son:

$$\text{Emisiones de CO}_2 = 100.000 \text{ t} \cdot 0,434 \text{ tCO}_2/\text{t} \cdot 1 = 43.400 \text{ t CO}_2$$

Seguidamente, se calculan las emisiones de proceso considerando los niveles de planteamientos autorizados durante el segundo periodo de la notificación.



Tabla 28. Valores para la determinación de las emisiones de proceso durante la segunda mitad del período de notificación

Parámetro	Datos	Nivel aplicado
Dato de actividad (t)	100.000	2
Factor de emisión (tCO ₂ /t)	0,434	1
Factor de conversión	0,97	2

Por tanto, las emisiones CO₂ debidas a las fuentes de proceso durante el segundo periodo de la notificación son:

$$\text{Emisiones de CO}_2 = 100.000 \text{ t} \cdot 0,434 \text{ t CO}_2/\text{t} \cdot 0,97 = 42.098 \text{ t CO}_2$$

Siendo el dato global de las toneladas de CO₂ emitidas por las fuentes de procesos que debería de haber declarado la instalación:

$$\text{Emisiones de CO}_2 = 43.400 \text{ t CO}_2 + 42.098 \text{ t CO}_2 = 85.498 \text{ t CO}_2$$

Esto supone una diferencia entre las emisiones de proceso de $85.498 - 84.196 = 1.302$ toneladas de CO₂. Por tanto, el porcentaje sobre las emisiones declaradas es de:

$$(1.302 / 150.000) \cdot 100 = 0,87\% < 5\% \text{ (grado de importancia para instalaciones de categoría B).}$$

En consecuencia, la irregularidad se clasificará como **no importante**. En este caso, al ser una irregularidad no importante, el titular no tendría que modificar los datos de las emisiones de CO₂.

Comentario: Supongamos que la irregularidad se hubiese clasificado como importante, es decir, el error cometido sobre las emisiones declaradas supera el 5% (grado de importancia para instalaciones de categoría B). En este caso, para desclasificar la irregularidad de importante a no importante, el titular de la instalación debería declarar en el Informe de Notificación de Emisiones unas emisiones de:

$$150.000 + 1.302 = 151.302 \text{ t CO}_2$$

EJEMPLO 5

El Representante Legal de la instalación indicado en la Autorización de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero no coincide con el Representante legal que firma el Informe de Emisiones.

En este caso, la no coincidencia de la persona firmante del Informe de Emisiones con el representante legal se considera una **irregularidad no importante**, ya que no afecta al cómputo de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).



Para subsanar dicha irregularidad el titular de la instalación debe solicitar a la Consejería de Medio Ambiente el cambio del Representante Legal, para que se modifique la Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (AEGEI) en consecuencia.

EJEMPLO 6

En contra de lo indicado en la AEGEI en vigor, no se evidencia la comunicación a la Consejería de Medio Ambiente de la suspensión de la actividad durante un plazo superior a seis meses.

Como se contempla en la Autorización de emisión de gases de efecto invernadero, la instalación está obligada a comunicar con una antelación mínima de quince días, la previsión de suspensión de la actividad durante un plazo superior a 6 meses. Dado que durante el proceso de verificación esta situación queda totalmente constatada y que no repercute de forma directa en el dato de emisiones, esta **irregularidad** se considera **no importante**.

Es importante indicar que en caso de un cese de la actividad por un periodo superior a 6 meses, el titular de la instalación debe comunicarlo a la Consejería de Medio Ambiente y, en caso de no hacerlo en el plazo indicado, debe notificarlo lo antes posible.

4.1.4 Dictamen de la verificación

A la vista del resultado de la verificación, las decisiones sobre el Informe de Notificación de Emisiones pueden ser:

- **Verificado como satisfactorio.** El Informe de Notificación de Emisiones presentado por el titular se considera satisfactorio cuando, a juicio del verificador, existe una certeza razonable de que el cálculo de las emisiones totales no contiene ninguna inexactitud y que en el informe no existen irregularidades.
- **Verificado como satisfactorio con irregularidades o inexactitudes no importantes.** El Informe de Notificación de Emisiones presentado por el titular se considera satisfactorio cuando, a juicio del verificador, existe una certeza razonable de que el cálculo de las emisiones totales no contiene ninguna inexactitud importante y que en el informe no existen irregularidades importantes, aunque sí se detectan irregularidades o inexactitudes no importantes.
- **Verificado como no satisfactorio.** El Informe de Notificación de Emisiones presentado por el titular se considera no satisfactorio cuando, a juicio del verificador, presenta irregularidades importantes o inexactitudes importantes.

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla:



Tabla 29. Dictamen de la verificación

		Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero		
		Cumple	No cumple (Irregularidad)	
			No importante	Importante
Datos	No hay errores	Verificado como satisfactorio	Verificado como satisfactorio con irregularidades no importantes	Verificado como no satisfactorio
	Existen inexactitudes no importantes	Verificado como satisfactorio con inexactitudes no importantes	Verificado como satisfactorio con irregularidades o inexactitudes no importantes	Verificado como no satisfactorio
	Existen inexactitudes importantes	Verificado como no satisfactorio	Verificado como no satisfactorio	Verificado como no satisfactorio

4.2 Proceso de verificación

La verificación es, según la definición que establece la Decisión 2007/589/CE, el conjunto de actividades realizadas por un verificador que le permiten formular un dictamen de verificación como se describe en el artículo 15 y el Anexo V de la Directiva 2003/87/CE.

El verificador es una persona u organismo de verificación competente, independiente y acreditado para llevar a cabo el proceso de verificación y notificarlo de acuerdo con los requisitos detallados establecidos por el Estado miembro conforme el Anexo V de la Directiva 2003/87/CE.

Con la aprobación del Real Decreto 1315/2005, de 4 de noviembre, se establecen las bases de los sistemas de seguimiento y verificación de emisiones de gases de efecto invernadero en las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la Ley 1/2005.

El objetivo final del proceso de verificación es verificar que el Informe de Notificación de Emisiones no contiene omisiones, distorsiones o errores que puedan afectar el valor anual de las emisiones notificadas.

La verificación de los Informes de Notificación de Emisiones debe ser un medio efectivo y fiable para reforzar los procedimientos de control y aseguramiento de la calidad, y proporcionar información que pueda aprovechar el titular para mejorar sus resultados en el seguimiento y la notificación de emisiones.

El Informe de Notificación de Emisiones y los datos que se acompañan se verificarán de acuerdo con la Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (AEGEI) y el Plan de Seguimiento en vigor, su



metodología asociada y otros requisitos relevantes (los requisitos recogidos en la Decisión 2007/589/CE, los establecidos formalmente por la Consejería de Medio Ambiente y los establecidos por la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático).

El proceso de verificación concluye con la redacción del Informe de Verificación de las emisiones de gases de efecto invernadero.

4.2.1 Objetivos del proceso de verificación

Los objetivos del proceso de verificación son:

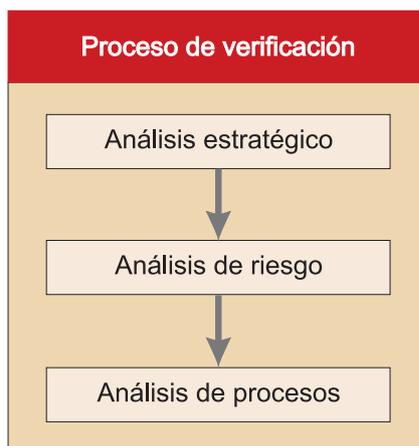
- Garantizar que la determinación de emisiones se ha realizado de conformidad con la AEGERI y la metodología de seguimiento aprobada por la Consejería de Medio Ambiente.
- Garantizar que los datos, información y cálculos que permiten al titular determinar el valor anual de emisiones de GEI son fiables y correctos.
- Garantizar que el informe de Notificación de Emisiones anual verificado contiene todos los contenidos mínimos requeridos por la Consejería de Medio Ambiente.

4.2.2 Metodología del proceso de verificación

El alcance de la verificación se definirá por las actividades y tareas necesarias a realizar por el verificador para alcanzar los mencionados objetivos. La metodología de verificación de emisiones se basa, como mínimo, en la realización de un análisis estratégico, un análisis de riesgos y un análisis de procesos.

Se describen a continuación los criterios que deben regir la realización de verificaciones de emisiones de gases de efecto invernadero en sus diferentes etapas:

Figura 7. Proceso de verificación





4.2.3 Análisis estratégico

El análisis estratégico tiene por objeto obtener una visión global sobre el sistema de gestión de datos de emisiones de la organización, las condiciones y requisitos definidos en la Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (AEGEI) y el Plan de Seguimiento, y la situación real de las instalaciones objeto de la verificación, todo ello haciendo especial énfasis en las actividades llevadas a cabo en la instalación y en su importancia para las emisiones.

Información de entrada para el análisis estratégico

Para realizar el análisis estratégico, el verificador deberá contar con la siguiente información de entrada:

- Autorización/es de emisión de gases de efecto invernadero (AEGEI) en vigor durante el período de notificación, concedida/s por la Consejería de Medio Ambiente.
- Plan/es de Seguimiento en vigor aprobado/s por la Consejería de Medio Ambiente.
- Planos de las instalaciones y diagramas de proceso (actividades, flujos, fuentes y procesos).
- Información actualizada de los factores de emisión (FE), factores de oxidación (FO) y conversión (FC) y valores caloríficos netos (VCN) autorizados.
- Último inventario nacional, si procede.
- Sistema de gestión de datos de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Información relativa a los consumos de combustibles y materiales empleados.
- Marco organizativo de la instalación.
- Informe de Notificación de Emisiones de años anteriores.
- Informes de Verificación de años anteriores.
- Borrador de informe anual de emisiones.

Perspectivas del análisis estratégico

Se realizará un análisis de la información de entrada para el análisis estratégico desde las siguientes perspectivas:



- **La naturaleza, escala y complejidad** de los equipos y procesos que han originado emisiones, incluida la medición y el registro de flujos de energía y materiales y factores externos en todo el rango de condiciones que se hayan dado durante el período de notificación.
- El **sistema de gestión de datos** para medir y registrar los flujos de materiales y emisiones, con la agregación y el archivo de datos y la compilación de información sobre emisiones, incluida la existencia de un entorno de control o de un sistema de gestión o auditoría medioambiental de acuerdo con la norma ISO 14001, Reglamento EMAS o equivalente que abarque los sistemas de gestión y registro de datos.
- El **marco organizativo**, incluida la estructura de la organización que gestiona los sistemas operativos, de mantenimiento y de recuento de datos de los que se obtiene la información sobre emisiones.

Resultados del análisis estratégico

El análisis estratégico consiste en el estudio detallado de la información de entrada desde las perspectivas mencionadas (naturaleza, escala y complejidad; sistema de gestión de datos; marco organizativo). Como resultado de este análisis, el verificador deberá tener una visión global sobre:

- La/s Autorización/es de emisión de gases de efecto invernadero (AEGEI) y el/los Plan/es de Seguimiento aprobados por la Consejería de Medio Ambiente y vigentes durante el período de notificación, así como los requisitos que en ellos se establecen.
- La instalación y las actividades llevadas a cabo por la instalación que deben ser objeto de seguimiento.
- Las responsabilidades del seguimiento y notificación dentro de la instalación.
- La lista de fuentes de emisión de gases de efecto invernadero para cada actividad realizada dentro de la instalación.
- La lista de flujos de combustibles y materiales que deben ser objeto de seguimiento para cada actividad.
- La lista de niveles de planteamiento que deben aplicarse a los datos de actividades, los factores de emisión, y los factores de oxidación y conversión para cada una de las actividades y flujos fuente de combustibles y materiales.
- Los tipos, especificaciones y ubicaciones exactas de los dispositivos de medición que deben utilizarse para cada una de las fuentes y tipos de combustibles/materiales.



- Los planteamientos de muestreo y análisis que deben utilizarse en la determinación de parámetros específicos de las actividades de flujos combustibles y materiales.
- Los procedimientos de adquisición y tratamiento de datos y del sistema de control.

Desviaciones detectadas durante el análisis estratégico

Durante la realización del análisis estratégico el verificador podrá detectar:

- **Irregularidades y/o inexactitudes.** Deberán de clasificarse como importantes o no importantes en función del nivel de importancia, tal y como se vio anteriormente (ver apartado 4.1.1 *Definiciones* y el apartado 4.1.4 *Dictamen de la verificación*).
- **Inexactitudes y/o irregularidades potenciales.** Son irregularidades/inexactitudes que si bien no han ocurrido, existe el riesgo de que ocurran. Estos potenciales incumplimientos se analizarán en la siguiente etapa del proceso de verificación, *análisis del riesgo*, determinando la probabilidad de que se hayan materializado y, de esta manera, definir el plan de muestreo de datos a realizar durante la última fase del proceso de verificación, *análisis de procesos*, intensificándolo sobre aquellos datos que presentan mayor riesgo de error.

Evidencia de la realización del análisis estratégico

Los resultados de este análisis estratégico se consignarán en el *Informe de Verificación Interno* y servirán como base para pasos posteriores en el proceso de verificación. Este documento recoge las evidencias que demuestran el análisis realizado.

El Informe de Verificación Interno se describe más adelante en el apartado 4.2.6 *Informe de Verificación Interno* de la presente guía.

4.2.4 Análisis del riesgo

El objeto del análisis del riesgo es, una vez el verificador ha realizado el análisis estratégico, evaluar el riesgo que existe (la probabilidad, la posibilidad) de que se produzcan discrepancias o errores en los procesos de generación, adquisición y tratamiento de los datos de emisiones y evaluar en qué medida influiría en el dato final de las emisiones declaradas. Es decir, **el verificador evaluará el riesgo de que se produzcan discrepancias o errores que puedan derivar en irregularidades o inexactitudes importantes.**

Según la Decisión 2007/589/CE, existen dos tipos de riesgos: riesgo inherente y riesgo para el control.



- **Riesgo inherente:** Propensión de un parámetro del Informe de Notificación de Emisiones a ser objeto de inexactitudes importantes, suponiendo que no ha sido objeto de actividades de control.

Por ejemplo: El riesgo de que algún parámetro (consumo, valor calorífico neto, factor de emisión y/o factor de oxidación) de un flujo de combustible sea objeto de inexactitudes importantes aumenta conforme las instalaciones son más complejas, se hayan puesto en marcha nuevas instalaciones, se hayan externalizado algunos procesos en el flujo de datos, etc. Es decir, aumenta la probabilidad de que alguno de los parámetros haya quedado fuera de las actividades de control por los motivos expuestos.

- **Riesgo para el control:** Propensión de un parámetro del Informe de Notificación de Emisiones a ser objeto de inexactitudes importantes que el sistema de control no evita, detecta ni corrige en el momento oportuno.

Por ejemplo: El riesgo de que algún parámetro (consumo, valor calorífico neto, factor de emisión y/o factor de oxidación) de un flujo de combustible sea objeto de inexactitudes importantes aumenta conforme hayan ocurrido cambios organizativos, el sistema de gestión de datos sea poco maduro, etc.

Información de entrada para el análisis del riesgo

La información de entrada para la realización del análisis del riesgo procede del análisis estratégico (ver el apartado 4.2.3. *Análisis Estratégico. Resultados del análisis estratégico*). En resumen, se trata del conocimiento y visión global que tiene el verificador sobre:

- El sistema de gestión de datos de emisiones de la organización.
- Las condiciones y requisitos definidos en la Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (AEGEI) y el Plan de Seguimiento.
- La situación real de las instalaciones objeto de la verificación.

Todo ello haciendo especial énfasis en las actividades llevadas a cabo en la instalación y en su importancia para las emisiones.

A partir de la información procedente del análisis estratégico, se evaluarán cada uno de los riesgos definidos. A continuación se indican unas directrices para su evaluación.

Evaluación del riesgo inherente

Cabe recordar que el riesgo inherente es la propensión de un parámetro del Informe de Notificación de



Emisiones a ser objeto de inexactitudes importantes, suponiendo que no ha sido objeto de actividades de control.

La probabilidad de cometer esas inexactitudes se incrementa conforme:

- Las instalaciones son más complejas.
- Se hayan puesto en marcha nuevas instalaciones, o se hayan realizado ampliaciones o cambios en los procesos productivos.
- Hayan ocurrido operaciones o situaciones anormales (de emergencia, de parada y puesta en marcha de las instalaciones y los procesos productivos,...).
- Se hayan externalizado algunas fases de los procesos de obtención de los datos de emisiones.
- Se hayan producido cambios en el sistema de adquisición y tratamiento de datos y en los sistemas de control.
- Se disponga de procesos de toma de datos complejos.
- Se hayan producido cambios en la metodología de seguimiento.
- Se disponga de equipos de medida complejos.
- Otros.

Por tanto, el análisis de los riesgos inherentes consiste en evaluar el riesgo que existe de que los parámetros del Informe de Notificación de Emisiones sean objeto de inexactitudes importantes mediante la valoración de cada uno de los ítems arriba expuestos, partiendo de la información y conocimiento que el verificador ha adquirido durante la fase de análisis estratégico.

Evaluación del riesgo para el control

El riesgo para el control es la propensión de un parámetro del Informe de Notificación de Emisiones a ser objeto de inexactitudes importantes que el sistema de control no evita, detecta ni corrige en el momento oportuno. Es decir, es la probabilidad que existe de cometer inexactitudes importantes en el Informe de Notificación de Emisiones debido a un sistema de control poco robusto, no capaz de detectar los errores cometidos.

La probabilidad de cometer estas inexactitudes se incrementa si:



- Han ocurrido cambios organizativos y de responsabilidades dentro de la organización.
- Hay poca integración del sistema de gestión de datos de emisiones con otros sistemas de gestión existentes (Reglamento EMAS, ISO 14001, ISO 9001).
- El sistema de gestión de datos es poco maduro (en construcción o en fase de implementación).
- El sistema de gestión de datos no es adecuado a la instalación y a los requisitos establecidos en la AEGEI.
- El proceso de gestión de datos es complejo y poco operativo.
- Existe duplicidad de actividades de seguimiento.
- Otros.

Por tanto, el análisis de los riesgos para el control consiste en evaluar el riesgo que existe de que los parámetros del Informe de Notificación de Emisiones sean objeto de inexactitudes importantes mediante la valoración de cada uno de los ítems arriba expuestos, partiendo de la información y conocimiento que el verificador ha adquirido durante la fase de análisis estratégico.

Resultados del análisis del riesgo. Plan de verificación

A continuación se muestra una tabla de ejemplo para la realización y recogida de los resultados de la evaluación de los riesgos.

Tabla 30. Ejemplo de formato para la realización del análisis de riesgo

Flujo Combustible X			
Riesgo inherente	ALTO/SI	MEDIO/A VECES	BAJO/NO
	Complejidad de las instalaciones.		
Ampliación/nuevas instalaciones, ampliaciones/cambios en los procesos productivos.			
Operaciones o situaciones anormales (de emergencia, de parada y puesta en marcha de las instalaciones y los procesos productivos, ...)			
...			



Flujo Combustible X

Riesgo para el control			
	ALTO/SI	MEDIO/A VECES	BAJO/NO
Cambios organizativos y de responsabilidad dentro de la organización.			
Integración del sistema de gestión de datos de emisiones con otros sistemas de gestión existentes (Reglamento EMAS, ISO 14001, ISO 9001).			
Madurez del sistema de gestión de datos.			
...			

La valoración de cada uno de estos riesgos (inherente y para el control) es a criterio del verificador, basado en su experiencia profesional y en los resultados obtenidos durante el análisis estratégico.

Finalmente, como resultado del análisis de riesgos, el verificador determinará aquellos datos y parámetros del Informe de Notificación de Emisiones que tienen mayor riesgo de presentar discrepancias o errores que puedan derivar en irregularidades o inexactitudes importantes.

Por ejemplo:

- El consumo de combustible XX debido a la complejidad del equipo de medida. Si un equipo de medida es complejo aumenta el riesgo de averías, de desajustes, etc. que pueden provocar inexactitudes importantes.
- El consumo de combustible YY debido a cambios organizativos dentro de la organización. Si se han producido cambios organizativos existe el riesgo de que no se hayan comunicado eficazmente las responsabilidades y/o funciones referentes al control de un determinado combustible a la/s persona/s que asume/n las nuevas responsabilidades y/o funciones.
- El VCN de combustible ZZ debido a la dificultad de integrar una muestra representativa de cada partida de combustible. Si el proceso de toma de muestras de un combustible es complejo existe el riesgo de que no se hayan determinado correctamente los parámetros (VCN, FE, FO) de la totalidad de las partidas.

Para esos datos y parámetros, el verificador establecerá la necesidad de realizar un muestreo y toma de datos más exhaustivo con el fin de comprobar si el riesgo existente de cometer errores en esos parámetros se ha materializado, apareciendo las correspondientes inexactitudes.



Plan de verificación

El verificador elaborará un plan de verificación y recopilación de datos basándose en los resultados del análisis de los riesgos inherentes y de control interno, y los resultados del análisis estratégico.

El plan de verificación describirá cómo deberán llevarse a cabo las actividades de verificación. Incluirá un programa de verificación y un plan de muestreo de datos:

- El **programa de verificación** describirá la naturaleza de las actividades del proceso de verificación, en qué momento tendrán que realizarse y su alcance con objeto de completar el plan de verificación.
- El **plan de muestreo de datos** determinará cuáles deben someterse a prueba para llegar a un dictamen de verificación. El análisis de riesgos orienta sobre la definición del muestreo que debe seguirse en las etapas de la verificación de emisiones, decidiendo donde intensificar el muestreo sobre el mínimo aplicable.

La Consejería de Medio Ambiente considera imprescindible que durante el proceso de verificación, el verificador realice al menos una visita a la instalación. El plan de verificación es una etapa del proceso de verificación previa a la visita.

Muestreo a realizar para la verificación de datos

Los criterios de mínimos de muestreo aplicables por defecto en todos los procesos de verificación son los siguientes:

- Se verificarán todos los flujos fuente de la instalación, realizando un muestreo de al menos el 5% de los datos siempre de forma representativa.

El porcentaje de muestro deberá aumentarse con respecto al 5% en los siguientes casos:

- Cuando el flujo fuente tenga un mayor peso sobre las emisiones totales de CO₂ (fuentes principales). Deberá tenerse especial interés en hacer un muestreo de las partidas especiales, bien por su representatividad con respecto a lo habitual en la instalación, bien por las características del suministro.
 - Cuando los resultados de la evaluación del riesgo marquen una probabilidad alta de cometer inexactitudes importantes.
- Sobre los equipos de seguimiento y medición, deberán considerarse también los siguientes criterios:



- Si para el cálculo de las emisiones se toman datos procedentes de menos de 5 equipos, se verificará sobre todos los equipos.
- Si para el cálculo de las emisiones se toman datos procedentes de entre 5 y 10 equipos, se hará un muestreo al menos el 70% de los equipos y al menos uno de cada tipo de los existentes.
- Si para el cálculo de las emisiones se toman datos procedentes de más de 10 equipos se hará un muestreo al menos el 50% de los equipos de tal forma que además se realice un muestreo homogéneo entre los distintos tipos de equipos.

A la hora de seleccionar los equipos a verificar, se elegirán aquellos que controlen los flujos fuente que tengan un mayor peso sobre las emisiones totales de CO₂ y/o los resultados de la evaluación del riesgo marquen una probabilidad alta de cometer inexactitudes importantes debido a la complejidad de los equipos.

Puede ocurrir que la Consejería de Medio Ambiente defina un plan de muestreo en la AEGEI o en el Plan de Seguimiento de la instalación, en este caso se deberá seguir el modelo de muestreo definido e incluirlo o hacer referencia en el Plan de verificación.

Sobre este muestreo mínimo a realizar, se puede intensificar la muestra sobre aquellos datos y parámetros que presentan una mayor propensión a ser objeto de inexactitudes importantes. Esta intensificación se decidirá a raíz del análisis de los riesgos inherentes y de control realizado.

Una vez definido el muestreo a aplicar, deberá planificarse las actividades de verificación y comunicarse a la instalación mediante el correspondiente Plan de verificación.

Evidencia de la realización del análisis del riesgo

Los resultados de este análisis del riesgo se consignarán en el Informe de Verificación Interno y servirán como base para pasos posteriores en el proceso de verificación. Este documento recoge las evidencias que demuestran el análisis realizado.

El Informe de Verificación Interno se describe más adelante en el apartado 4.2.6 Informe de Verificación Interno de la presente guía.

4.2.5 Análisis de procesos

El análisis de procesos tiene como objetivo que el verificador determine si existen inexactitudes y/o irregularidades en el Informe de Notificación de Emisiones de la instalación mediante la comprobación en



la instalación del funcionamiento de los sistemas de medición, entrevistas y la obtención de evidencias, información y pruebas necesarias.

Para ello, el verificador aplicará el plan de verificación definido y confirmará si se cumple el Plan de Seguimiento y la Autorización de emisiones de gases de efecto invernadero (AEGEI) aprobados por la Consejería de Medio Ambiente, y si se cumplen los niveles de incertidumbre establecidos en su caso.

Debe realizarse, por un lado, soportándose en la información obtenida en la propia instalación relativa a los procesos de producción y equipos de medida y, por otro lado, sobre la base de un análisis del Informe de Notificación de Emisiones.

Para realizar este análisis de procesos el verificador se asegurará de la trazabilidad y fiabilidad de todos y cada uno de los datos (origen del dato, tratamiento interno del dato, presentación final del mismo, etc.). Asimismo, el verificador comprobará que cumple con el requisito del nivel de planteamiento asignado en cada caso y que se conoce la incertidumbre asociada a la determinación de los datos de actividad.

Información de entrada para el análisis de procesos

Los elementos de entrada básicos para el análisis de procesos son la AEGEI y el Plan de Seguimiento aprobados por la Consejería de Medio Ambiente que servirán de base para comprobar la veracidad de los datos incluidos en el Informe de Notificación de Emisiones. No obstante existen otros elementos de entrada necesarios e importantes para la realización del análisis de procesos.

La documentación necesaria para la realización del análisis de procesos es:

- Antes de la visita a las instalaciones:
 - AEGEI y Plan/es de Seguimiento de las emisiones de CO₂ aprobados por la Consejería de Medio Ambiente y vigentes durante el período de notificación.
 - Plan/es de Seguimiento de las emisiones de CO₂ aprobados por la Consejería de Medio Ambiente y vigentes durante el período de notificación.
 - Posibles comunicaciones con la Consejería de Medio Ambiente.
 - Borrador del Informe de Notificación de Emisiones anual.
- Durante la visita a las instalaciones:
 - Identificación y acreditación del titular.



- Autorización o Licencia Ambiental, en caso de existir.
- Contrato con el Registro Iberclear (datos del RENADE).
- Asignación (y solicitud) de derechos de emisión.
- Diagrama o esquema del emplazamiento con las instalaciones afectadas y equipos de medición.
- Certificados de ISO 9001, ISO 14001, Reglamento EMAS, si existen.
- Cálculo de las emisiones de CO₂ (herramientas informáticas donde estén implementadas las fórmulas de cálculo).
- Datos de emisiones históricas. Informe de Notificación de Emisiones del año anterior.
- Especificaciones técnicas de las instalaciones afectadas.
- Facturas del consumo de los combustibles y materiales.
- Posibles documentos relevantes con información sobre la composición y el PCI de los combustibles.
- Análisis de laboratorio (humedad, contenido carbono, PCI, FE, FO...).
- Especificaciones técnicas de los equipos de medición.
- Certificados de calibración y de ajuste de los equipos de medición.
- Manual de operación o mantenimiento de los equipos de medición.
- Análisis de incertidumbre del seguimiento de las emisiones.
- Otra información sobre especificaciones acordadas con la autoridad competente.
- Informes anuales y de verificación de años anteriores.
- Otros.

Resultado del análisis de procesos

El resultado del análisis de procesos no es más que el juicio de valor por parte del verificador:



- Sobre la existencia o no de inexactitudes/irregularidades en el Informe de Notificación de Emisiones.
- Sobre la existencia o no de inexactitudes/irregularidades y demás aspectos pertinentes relacionados con la implementación de la metodología de seguimiento aprobada en la AEGEI de la instalación.

Todo ello con el fin de que el verificador pueda realizar el dictamen de verificación.

Evidencia de la realización del análisis de procesos

Los resultados de este análisis de procesos se consignarán en el Informe de Verificación Interno. Este documento recoge las evidencias que demuestran el análisis realizado. El Informe de Verificación Interno se describe en el apartado 4.2.6 Informe de Verificación Interno de la presente guía.

4.2.6 Informe de verificación interno

Documento que evidencia los análisis realizados (estratégico, de riesgo y de proceso) por el equipo de verificación, así como los datos analizados, verificados y el muestreo realizado en la validación de datos, de manera que se respalde el dictamen de verificación.

Se trata de documentar todas las cuestiones consideradas y decisiones tomadas durante la verificación, de tal forma que quede registro documental de todos los aspectos tratados y no sólo de los que dan lugar a no conformidades u observaciones.

Este documento se encontrará a disposición de la Consejería de Medio Ambiente si así lo requiere.

Contenido mínimo del Informe de Verificación Interno

El informe de verificación contendrá pruebas que demuestren que se han ejecutado plenamente el análisis estratégico, el análisis del riesgo y el plan de verificación, así como información suficiente para respaldar los dictámenes de verificación.

El índice de contenidos mínimos del Informe de Verificación Interno podría ser el siguiente:

1. Datos identificativos de la instalación

- Razón Social.
- Denominación de la instalación.



2. Datos relativos al proceso de verificación

- Fecha de la verificación.
- Nombre y firma del verificador.
- Período de notificación.
- Autorización/es de emisión de gases de efecto invernadero vigentes durante el período de notificación.

3. Toma de datos

Para cada flujo de combustible/material se recogerá la siguiente información:

- Información sobre si se encuentra autorizado o no.
- Dato de emisiones declarado por la instalación a fecha del informe.
- Niveles autorizados y Niveles empleados.
- Equipos empleados en el cálculo del dato de actividad indicando: nº de serie, estado de calibración, planificación de la calibración, fecha de la última calibración, número de certificado de calibración, rango de calibración, incertidumbre, indicación de otras incertidumbres que contribuyan a la incertidumbre de la medida para el dato de actividad, grado de cumplimiento de la incertidumbre global requerida para los datos de actividad.

4. Sistema de gestión de datos

Se reflejará si la organización tiene implantado y documentado un sistema de adquisición y tratamiento de datos y un sistema de control. Para ello, se reflejará si existen protocolos o procedimientos escritos que incluyan:

- La secuencia e interacción de las actividades de adquisición y tratamiento de datos.
- Una metodología para determinar dónde se encuentran los puntos débiles en el proceso de adquisición y tratamiento de datos.

Las actividades de control para minimizar el efecto de los puntos débiles identificados. Estas actividades de control serán al menos las siguientes: gestión de las competencias necesarias para asumir



las responsabilidades asignadas, control de los equipos de seguimiento y medición, control de las aplicaciones informáticas empleadas, revisión y validación de los datos, control de los procesos externalizados, establecimiento de acciones correctivas en el caso de detectar incumplimientos y control de los registros y la documentación.

Realización de auditorías internas. Además, el titular debe haber llevado a cabo auditorías internas para evaluar el sistema de control establecido.

5. Análisis de riesgos

Se recogen los resultados del análisis de los riesgos inherentes y para el control realizado, indicando para cada flujo de combustible/material si procede intensificación en el muestreo, justificando la cuantificación del muestreo.

6. Muestreo y datos verificados

- Para cada parámetro (consumo, VCN, FE, FO/FC) asociado a cada flujo de combustible/material se recogerá: frecuencia de toma de datos de la instalación (por ejemplo: diaria, mensual, por partida, valor constante...), tipo de lectura (equipo y/o método: facturas, caudalímetros, básculas...), descripción del muestreo realizado en la verificación (por ejemplo: meses muestreados, número de facturas muestreadas...), datos verificados.
- Incidencias habidas durante el período de notificación (paradas, roturas de equipos de medida...).

7. Desviaciones y observaciones encontradas

Se describirán las desviaciones (irregularidades e inexactitudes) encontradas y las observaciones oportunas.

8. Documentación adjunta

Se anexarán los registros y las evidencias recopiladas durante el proceso de verificación que se consideran necesarias para dar respaldo al dictamen de verificación. Por ejemplo, registros de calibración de equipos, resultados de determinaciones analíticas, copias de procedimientos, etc.

4.2.7 Informe de Verificación

El resultado de todo el proceso de verificación es el Informe de Verificación de emisiones de gases de efecto invernadero, donde se consignan todas las desviaciones de este proceso (incluyendo aquellas derivadas de cualquier actividad anterior que no se han solucionado), así como las observaciones que



se consideren oportunas para la mejor comprensión y justificación del proceso de verificación realizado. En la redacción del Informe de Verificación, el verificador debe asegurarse de que las desviaciones y observaciones proporcionan suficiente información y nivel de detalle.

Contenido mínimo del Informe de Verificación

El Informe de Verificación deberá contener la siguiente información como mínimo:

1. Datos identificativos de la instalación

- Razón Social: denominación, dirección y CIF.
- Instalación:
 - Denominación y dirección.
 - Epígrafes del Anexo I de la Ley 1/2005 de las actividades desarrolladas en la instalación.
 - Código RENADE y cantidad de derechos de emisión asignados para el período verificado.

2. Datos relativos al proceso de verificación

- Relativos al equipo verificador:
 - Nombre del organismo de verificación y código de acreditación.
 - Entidad de acreditación.
 - Nombre y NIF del verificador jefe.
 - Nombre y NIF del revisor técnico.
 - Nombre y NIF de todos los verificadores/as adicionales que participen en el proceso de verificación.
- Relativos a la visita de verificación:
- Fecha/s de la visita “in situ” a la instalación.
- Relativos a la verificación:



- Código/s de la/s (AEGEI) en vigor durante el período de notificación con respecto a la/s que se ha realizado la verificación del Informe de Notificación de Emisiones.
- Código de referencia del Informe de Verificación.
- Identificación inequívoca del Informe de Notificación de Emisiones (por ejemplo, mediante la fecha de firma del representante legal).
- Identificación inequívoca del Informe de Notificación de Emisiones del año anterior.
- Período de referencia de las emisiones verificadas, con objeto de identificar que se cumplen los períodos de aplicación del régimen de comercio en aquellos casos en los que se producen entradas en funcionamiento de nuevas instalaciones o ampliaciones de instalaciones existentes, cese de actividad o cierres de instalaciones. Deberán indicarse las fechas de inicio y fin del período de referencia desde (dd/mm/aa) hasta (dd/mm/aa). En el caso de que existan distintos períodos para distintas partes de la instalación, deberá quedar indicado detalladamente.

3. Resultados del proceso de verificación

- Emisiones Verificadas (t CO₂).
- Descripción de la metodología de verificación: análisis estratégico, análisis de riesgos, plan de verificación y muestreo y muestreo, análisis de procesos.
- Listado y descripción de las INEXACTITUDES IMPORTANTES detectadas durante el proceso de verificación.
- Listado y descripción de las IRREGULARIDADES IMPORTANTES detectadas durante el proceso de verificación.
- Listado y descripción de las INEXACTITUDES NO IMPORTANTES detectadas durante el proceso de verificación.
- Listado y descripción de las IRREGULARIDADES NO IMPORTANTES detectadas durante el proceso de verificación.
- Evaluación de la situación de las No Conformidades y Observaciones recogidas en el Informe de Verificación del año anterior.
- Listado de los registros evaluados durante la verificación.



- De forma optativa, el verificador podrá realizar las observaciones que estime oportunas para la mejora del seguimiento de las emisiones según su juicio técnico.

4. Dictamen de verificación

Se concluirá con una de las siguientes opciones:

- **Verificado como satisfactorio.** El informe anual de emisiones presentado por el titular se considera satisfactorio porque, a juicio del verificador, existe una certeza razonable de que el cálculo de las emisiones totales no contiene ninguna inexactitud y que en el informe no existen irregularidades.
- **Verificado como satisfactorio con irregularidades o inexactitudes no importantes.** El informe anual de emisiones presentado por el titular se considera satisfactorio porque, a juicio del verificador, existe una certeza razonable de que el cálculo de las emisiones totales no contiene ninguna inexactitud importante y que en el informe no existen irregularidades importantes, aunque sí se detectan irregularidades o inexactitudes no importantes. Las irregularidades e inexactitudes se detallan en el apartado correspondiente.
- **Verificado como no satisfactorio.** El informe presentado por el titular, a juicio del verificador, presenta irregularidades importantes o inexactitudes importantes. Las irregularidades e inexactitudes se detallan en el apartado correspondiente. En cualquiera de los casos en los que existan irregularidades o inexactitudes, deberá quedar debidamente justificada su calificación como Importante o cómo no Importante.

Otras consideraciones

El Informe de Verificación deberá estar firmado por el auditor jefe de la verificación, y por el revisor técnico. El auditor jefe de la verificación hará constar que el Informe de Notificación de Emisiones de la instalación, debidamente identificado (por ejemplo mediante la fecha de firma del representante legal), se ha verificado de acuerdo con los requisitos establecidos en la Autorización de emisiones de gases de efecto invernadero (AEGEI) en vigor, con la Ley 1/2005, con el Real Decreto 1315/2005, y con la Decisión 2007/589/CE, y bajo el alcance de la acreditación en vigor.

Si el formato del verificador para redactar el Informe de Verificación no incluye la totalidad de la información requerida, el verificador deberá, además, cumplimentar el **Informe de Verificación de emisiones de gases de efecto invernadero, con el formato propio de la Consejería de Medio Ambiente**, que sí incluye la totalidad de la información requerida (*Ver Anexo VII. Informe de Verificación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Formato de la Consejería de Medio Ambiente de la presente guía*).



4.3 Entidades para la Verificación de Informes de Notificación de Emisiones

A los efectos del RD 1315/2005, un **organismo de acreditación** es una entidad, pública o privada, sin ánimo de lucro, designada expresamente por el órgano autonómico competente, en este caso la Consejería de Medio Ambiente, para realizar la acreditación, o reconocimiento formal de la competencia de un **verificador** para operar en el ámbito obligatorio de la verificación de los informes sobre emisiones de gases de efecto invernadero.

Un **verificador** es un organismo de verificación competente, independiente y acreditado para llevar a cabo el proceso de verificación del informe anual de emisiones de gases de efecto invernadero al que hace referencia el artículo 22 de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, de acuerdo con los requisitos establecidos en el Anexo IV de dicha ley, el RD 1315/2005 y la demás normativa aplicable y específicamente los de las normas UNE-EN ISO/IEC 17020 y la guía EA 6/03.

Podrán verificar los Informes de Notificación de Emisiones anuales todos los verificadores acreditados por el organismo de acreditación designado por la Consejería de Medio Ambiente de la Junta de Andalucía. Dicho organismo es la Entidad Nacional de Acreditación (ENAC) (ORDEN de 9 de octubre de 2006, por la que se designa a la Entidad Nacional de Acreditación como organismo de acreditación de verificadores de emisiones de gases de efecto invernadero en Andalucía).

El listado de los Verificadores de Informes de Emisiones de Gases Efecto Invernadero acreditados por ENAC, así como los sectores de actividad comprendidos dentro de la acreditación se puede consultar en su página web: www.enac.es.

No obstante lo anterior:

- Un verificador acreditado en otra comunidad autónoma podrá realizar tareas de verificación en Andalucía, siempre que comunique su intención a la Consejería de Medio Ambiente de la Junta de Andalucía con una antelación mínima de un mes y aporte la documentación que pruebe que dispone de una acreditación en vigor emitida con respecto a los criterios y requisitos establecidos en el Real Decreto 1315/2005, de 4 de noviembre, por el que se establecen las bases de los sistemas de seguimiento y verificación de emisiones de gases de efecto invernadero en las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Los verificadores acreditados en otro Estado miembro de la Unión Europea en el ámbito de aplicación del artículo 15 de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, podrán verificar las emisiones de gases de efecto invernadero de las instalaciones ubicadas en Andalucía, siempre que comuniquen su intención a la Consejería de



Medio Ambiente de la Junta de Andalucía con una antelación mínima de tres meses y aporten la documentación que pruebe que disponen de una acreditación en vigor emitida con respecto a criterios y requisitos similares, como mínimo, a los establecidos en el Real Decreto 1315/2005, y siempre que la Consejería de Medio Ambiente de la Junta de Andalucía no adopte una resolución expresa motivada en sentido contrario.

4.4 Elementos clave en el proceso de verificación

A continuación se destacan aquellos elementos y aspectos que, por su relevancia, se consideran clave dentro del proceso de verificación.

4.4.1 Autorización de Emisiones y Plan de Seguimiento

Especialmente importante dentro del proceso de verificación es el estudio de la AEGEI y el Plan de Seguimiento.

En la AEGEI se recoge la descripción de la metodología de seguimiento de emisiones y de suministro de información propia de cada instalación. Con carácter general la Autorización de emisiones es el documento donde se establecen los requisitos de aplicación por instalación.

El verificador debe comprobar la adecuación de las instalaciones, metodologías empleadas, empleo de combustibles, etc., a las condiciones descritas en la/s Autorización/es de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (AEGEI) en vigor durante el período de notificación, y nunca sobre solicitudes de autorización o modificaciones de la misma propuestas por la organización a la Consejería de Medio Ambiente, si no existe constancia documental de la aprobación por ésta.

Consideraciones generales sobre la AEGEI

A continuación se relacionan una serie de posibles situaciones que se pueden presentar con respecto a la AEGEI y el Plan de Seguimiento:

A. Variación de las condiciones de la AEGEI para una misma instalación durante el período de notificación

En este caso, debe realizarse la verificación contra las autorizaciones vigentes para cada uno de los intervalos dentro del período de notificación.

B. La metodología de seguimiento empleada es diferente a la aprobada en la AEGEI

Se deberán consignar como irregularidades las discrepancias encontradas. Además, el verificador deberá valorar si estas irregularidades contribuyen de forma importante al cálculo final de emisiones a fin de



emitir el dictamen de verificación (el verificador deberá comprobar que se conoce la incertidumbre de la metodología de cálculo empleada, se cumplen los niveles de planteamiento asignados y se garantiza el cumplimiento del grado de importancia definido).

C. El empleo de combustibles no incluidos en la AEGEI

El empleo de combustibles no autorizados se tratará como irregularidad con carácter general. No obstante, cabe indicar que la cantidad de combustible no autorizado y, la consecuente cantidad de emisiones de CO₂ generadas, determinará si se trata de una irregularidad importante o no importante.

Cabe indicar que en el Informe de Notificación de Emisiones deberán consignarse los datos debido al consumo de este combustible.

La metodología a emplear para la estimación de las emisiones será acorde a lo que dicta la Decisión 2007/589/CE en función de la contribución de dicho flujo al total.

D. Existencia de fuentes de emisión no contemplados en la AEGEI

La existencia de fuentes de emisión no contempladas en la AEGEI se tratará como irregularidad con carácter general y requerirá una actuación análoga a la descrita en el apartado C.

E. Combustible comercial estándar y combustible objeto de intercambio comercial. Consideraciones generales.

Según especifica la Decisión 2007/589/CE:

- **Combustible comercial estándar:** combustible comercial normalizado a nivel internacional cuyo valor calorífico presente en un intervalo de confianza al 95% como máximo del $\pm 1\%$ de su valor especificado, incluidos el gasóleo, el fuel oil ligero, el petróleo lampante, el queroseno, el etanol, el propano y el butano.
- **Combustible objeto de intercambio comercial:** combustibles de composición especificada objeto de comercio frecuente y libre, si la partida específica ha sido comercializada entre partes económicamente independientes, incluidos todos los combustibles comerciales normales, el gas natural, el fuelóleo pesado y ligero, el carbón y el coque de petróleo.

Ambas definiciones no son excluyentes entre sí: un combustible puede ser comercial estándar y objeto de intercambio comercial a la vez.



La consideración de cualquier combustible como de uno u otro tipo es potestad de la Consejería de Medio Ambiente y debe quedar recogida en la correspondiente AEGEI.

Esta autorización a considerar un combustible como comercial estándar o como objeto de intercambios comerciales conlleva una serie de ventajas:

- La consideración de un combustible como comercial estándar es muy favorable, especialmente para las instalaciones grupo C de combustión (ver Cuadro 1 de la Decisión 2007/589/CE), ya que:
 - Para la determinación del valor calorífico neto (VCN) puede autorizarse el empleo del dato incluido en los registros de compra (2b) o los datos del Inventario Nacional (2a), en lugar del empleo de laboratorio acreditado por la UNE EN ISO/IEC 17025.
 - Para la determinación del factor de emisión (FE) puede autorizarse el empleo de datos provenientes del Inventario Nacional (2a), en vez de la determinación de este parámetro con laboratorio acreditado por la UNE EN ISO/IEC 17025.
- En el caso de considerarlo como un combustible objeto de intercambio comercial, la Consejería de Medio Ambiente puede autorizar la determinación de la cantidad consumida a partir de las facturas sin necesidad de otras pruebas de incertidumbres asociadas al dato de actividad, siempre que la legislación nacional o la aplicación acreditada de normas nacionales o internacionales pertinentes garantice que se cumplen los requisitos de incertidumbre correspondientes para los datos de actividad respecto a las transacciones comerciales.

F. Flujos fuente secundarios y flujos fuente de mínimos. Empleo de niveles de planteamiento autorizados.

Los niveles de planteamiento autorizados definirán la metodología de seguimiento de las emisiones a aplicar. Los diversos niveles representan diferentes grados de precisión en los datos obtenidos por el titular. Dos instalaciones que utilicen la misma combinación de niveles de planteamiento tendrán metodologías de seguimiento equivalentes en cuanto a la precisión de sus datos.

El nivel de planteamiento unitario (NP=1) es el nivel con una precisión inferior. A un mismo nivel, por ejemplo 2 las opciones 2a y 2b representan métodos alternativos pero con la misma precisión.

El órgano competente es el responsable de aprobar la combinación de niveles de planteamiento a aplicar por el titular, que son los que constan en la Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero.

La Decisión 2007/589/CE establece que el titular debe utilizar los niveles de planteamiento más altos siempre que éstos no sean técnicamente y/o económicamente inviables. Asimismo, en dicha decisión se especifica:



- **Flujos fuente secundarios:** Flujos fuente se seleccionados por el titular para que emitan conjuntamente como máximo 5.000 toneladas de CO₂ procedente de combustibles fósiles al año o contribuyan en menos de un 10 % (hasta una contribución máxima anual de 100.000 toneladas de CO₂ procedente de combustibles fósiles) a las emisiones anuales totales de CO₂ procedente de combustibles fósiles de una instalación antes de descontar el CO₂ transferido, considerándose la cifra más alta en emisiones absolutas.

En caso de que la organización pueda emplear un planteamiento de flujos fuente secundarios, el titular de la instalación puede **emplear los niveles de planteamiento 1 establecidos en el cuadro 1 de la Decisión 2007/589/CE (tablas 1 y 2 del presente documento) para el cálculo de sus emisiones, siempre previa autorización por parte de la Consejería de Medio Ambiente.**

- **Flujos fuente de mínimis:** grupo de flujos fuente secundarios seleccionado por el titular, que emite conjuntamente como máximo 1.000 toneladas de CO₂ procedente de combustibles fósiles al año o que contribuye en menos de un 2% (hasta una contribución máxima anual de 20.000 toneladas de CO₂ procedente de combustibles fósiles) a las emisiones anuales totales de CO₂ procedente de combustibles fósiles de esa instalación antes de descontar el CO₂ transferido, considerándose la cifra más alta en emisiones absolutas.

En el caso de que la organización pueda emplear un planteamiento de flujo fuente de mínimis, el titular de la instalación puede **emplear su propia metodología para el cálculo de sus emisiones, siempre previa autorización por parte de la Consejería de Medio Ambiente.**

G. Uso de factores de emisión, factores de oxidación o cualquier otro dato del Inventario Nacional

El empleo de factores de emisión (FE), factores de oxidación (FO) o cualquier otro dato del Inventario Nacional esta sujeto a la autorización por parte de la Consejería de Medio Ambiente.

- Si la Autorización de emisiones de gases de efecto invernadero (AEGEI) incluye de forma concreta los valores a emplear, éstos son los que se deben considerar de aplicación para la instalación.
- Si la Autorización de emisiones de gases de efecto invernadero (AEGEI) no recoge valores concretos y se remite al Inventario Nacional, deberán considerarse de aplicación para la instalación, si el nivel de planteamiento así lo establece, los datos actualizados del Inventario Nacional.

El Inventario Nacional es actualizado periódicamente por el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, y aunque es editado durante el transcurso del período de notificación debe entenderse de aplicación para dicho período completo.



En la elección de los factores de las citadas tablas se debe tener siempre en consideración que, como criterio general, no se podrán aplicar dobles oxidaciones. Es decir, si se aplica el factor de emisión (con factor de oxidación implícito) no se vuelva a aplicar el factor de oxidación indicado.

Consideraciones generales sobre el Plan de Seguimiento

Los contenidos mínimos del Plan de Seguimiento se detallan en el apartado 1.6 del presente documento.

El verificador tiene que asegurarse de que existe una trazabilidad de la versión utilizada en el Plan de Seguimiento con la aprobación de órgano competente. En todo caso deberá quedar constancia de la versión exacta del Plan de Seguimiento utilizado para el período de notificación, tanto en el informe anual de emisiones como en los informes del verificador.

4.4.2 Proceso productivo

Otro de los puntos clave en el proceso de verificación es que el verificador conozca con profundidad las instalaciones objeto de la verificación y el proceso productivo. Para ello deberá disponer de planos de las instalaciones y diagramas de proceso que le permitan identificar los flujos fuente y los equipos de medida afectados por la verificación.

Este ejercicio sirve para **conocer el grado de adecuación de la instalación a la Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (AEGEI) objeto de la verificación**. Se debe reflejar en el Informe de Verificación las fechas del Acta de puesta en marcha en instalaciones y ampliaciones que hayan entrado en funcionamiento dentro del período de notificación. El documento de referencia es el "*Certificado de puesta en funcionamiento de la instalación a efectos de inicio de aplicación del régimen del comercio de emisiones*" emitido por la Consejería de Medio Ambiente. En este caso, los datos objeto de la notificación y verificación son los obtenidos desde esa fecha hasta el final del período de notificación. Además el Informe de Verificación debe reflejar cualquier circunstancia ocurrida en la instalación durante dicho período (por ejemplo, paradas, averías, combustibles no empleados, etc.).

4.4.3 Adquisición y tratamiento de datos y sistemas de control

La instalación deberá tener implantado y documentado:

- Un **sistema de adquisición y tratamiento de datos**, desde la toma de cada dato hasta la elaboración del Informe de Notificación de Emisiones (medición, seguimiento, análisis, registro, procesamiento y cálculo de parámetros).
- Un **sistema de control** para garantizar que el Informe de Notificación de Emisiones elaborado, una vez tratados todos los datos, no contiene inexactitudes y es conforme a la AEGEI y el Plan de Seguimiento aprobado por la Consejería de Medio Ambiente.



Para ello, el verificador deberá comprobar que **existen protocolos o procedimientos escritos** que incluyan:

- La secuencia e interacción de las actividades de adquisición y tratamiento de datos, y una descripción de los métodos de cálculo o medición utilizados.
- Una metodología para determinar dónde se encuentran los puntos débiles en el proceso de adquisición y tratamiento de datos (metodología para evaluar los riesgos inherentes).
- Las actividades de control para minimizar el efecto de los puntos débiles identificados. Estas actividades de control serán al menos las siguientes:
 - Gestión de las competencias necesarias para asumir las responsabilidades asignadas.
 - Control de los equipos de seguimiento y medición (para asegurar que los equipos empleados se calibran, ajustan y comprueban a intervalos periódicos y planificados).
 - Control de las aplicaciones informáticas empleadas. En el caso de que el titular utilice técnicas informáticas en alguna fase de su sistema de gestión de datos, debe asegurarse que se garantiza un tratamiento fiable, exacto y oportuno de los datos, mediante el correspondiente diseño, documentación y controles del propio sistema informático.
 - Revisión y validación de los datos. Deben estar definidos los criterios de aceptación o rechazo de los datos.
 - Control de los procesos externalizados (procesos en el flujo de datos que han decidido externalizar).
 - Establecimiento de acciones correctivas en el caso de detectar incumplimientos. Se deberá, por un lado, establecer la acción reparadora inmediata del incumplimiento detectado y, por otro lado, analizar las causas que han originado el incumplimiento y tomar las medidas correctivas oportunas para eliminar las causas determinadas.
 - Control de los registros y la documentación. Los registros y documentación empleadas por el titular para el cálculo de las emisiones de CO₂ deben conservarse por un período no inferior a 10 años. Además de un procedimiento para identificar, producir, distribuir y controlar la versión vigente de los documentos.
- Realización de auditorías internas. El titular ha llevado a cabo auditorías internas para evaluar el sistema de control establecido.



Todos los procedimientos y actividades anteriores deberán tener perfectamente definidos y documentados: las responsabilidades, los registros que se generan, los sistemas de información empleados (si procede), relaciones con otros procesos y/o actividades (las salidas de un proceso son las entradas de otro) y la frecuencia de realización (si procede).

El sistema de control puede referirse a otros procedimientos y documentos, por ejemplo los incluidos en los sistemas de gestión según el Reglamento EMAS (Sistema comunitario de gestión y auditoría medioambientales), ISO 14001 (Sistema de gestión medioambiental), ISO 9001 (Sistema de gestión de la calidad) y en los sistemas de control financiero. En caso de que se haga esa referencia, el titular de la instalación velará por que figuren en el sistema aplicado los requisitos del Plan de Seguimiento y de la Autorización de emisiones de gases de efecto invernadero (AEGEI) aprobados por la Consejería de Medio Ambiente y las directrices de la Decisión 2007/589/CE.

Con carácter general, el verificador debe comprobar la eficacia de las metodologías elegidas por la organización. Si durante el proceso de verificación se encuentran desviaciones, se entenderá que la sistemática de verificación interna elegida por la organización no ha resultado eficaz para conseguir los objetivos esperados.

4.4.4 Equipos de medición

La gestión de los equipos de medición necesarios para el cálculo de las emisiones debe estar documentada y asegurar que éstos se encuentran correctamente identificados, se calibran, ajustan y comprueban a intervalos periódicos adecuados y se emplean patrones de medición trazables a patrones de medición internacionales. De las actividades de calibración planificadas por la instalación se debe conocer las incertidumbres asociadas a todos los equipos empleados en la medición de datos que se consideren en el cálculo de emisiones de CO₂, al objeto de asegurarse el cumplimiento de los niveles de planteamiento asignados para los datos de actividad.

Los principales equipos empleados para la obtención de datos necesarios en el cálculo de las emisiones están recogidos en la correspondiente AEGEI aprobada para la instalación por la Consejería de Medio Ambiente.

La AEGEI recoge el tipo de medidor, modelo y especificación, el flujo fuente al que está asociado, la ubicación, las unidades en las que mide, la frecuencia de calibración⁶ /verificación, el tipo de comprobación y la incertidumbre máxima permitida para el equipo.

⁶ Las frecuencias de las confirmaciones metrológicas periódicas, para los equipos de medida de gas, cumplirán con lo establecido en el apartado 6.2 de la Resolución de 13 de marzo de 2006, de la Dirección general de Política Energética y Minas, por la que se establecen los protocolos de detalle de las Normas de Gestión del Sistema Gasista.



El titular deberá aportar las evidencias necesarias para demostrar el cumplimiento de los requisitos contemplados en la AEGEI asociados a los equipos de medición.

El verificador debe revisar si:

- El equipo de medición está calibrado, ajustado y revisado, de acuerdo con el procedimiento establecido en la AEGEI.
- La calibración se ha realizado en las condiciones que el equipo opera. Además, se comprobará que el rango de la calibración incluye el rango de utilización del equipo.
- El titular de la instalación ha considerado todas las contribuciones en el cálculo de la incertidumbre.
- El cálculo de la incertidumbre se ha llevado a cabo correctamente, de forma documentada, y cumple con la incertidumbre máxima permitida.

Asimismo, existen otros equipos que, a pesar de no aparecer en la AEGEI, son necesarios para el cálculo de las emisiones y que también deberán estar contemplados en el proceso de aseguramiento y control de la calidad. Por ejemplo, suele ser el caso de los equipos de laboratorio para la determinación de parámetros y características de los combustibles empleados. Es el caso de las balanzas, bombas calorimétricas, estufas, etc.

En caso de que se realicen las calibraciones de los equipos externamente, deberán realizarse en los intervalos planificados y se deberá evidenciar que la organización dispone del correspondiente certificado de calibración que incluya la incertidumbre y trazabilidad hacia patrones o referencias empleadas. En caso de que los equipos de medida sean ajenos a la instalación, ésta deberá disponer de los correspondientes certificados de calibración.

En cuanto a las responsabilidades del seguimiento y calibración de equipos de medida, deberán estar definidos y documentados por la organización.

Si el verificador encuentra deficiencias en el plan de mantenimiento y calibración de los equipos de medición, aunque éstas no sean importantes para su efecto en las emisiones globales, tendrán que proponerse las opciones de mejora en el informe de verificación, para que puedan ser aplicadas por el titular.

Los certificados de calibración deberán comprobarse, documentalmente, prestando especial atención a la acreditación del laboratorio, para realizar estas calibraciones y:

- La identificación del equipo.



- El rango de medida de calibración (que incorpore el rango de trabajo).
- Las fechas de realización de la prueba.
- El resultado.
- La incertidumbre.

Fallos de los equipos de medición

Un equipo de medición puede dejar de utilizarse temporalmente por causas imprevistas o por necesidad (por ejemplo, traslado del equipo por calibración externa). En este caso, el verificador comprobará que el titular dispone de una alternativa para estimar el consumo de aquel combustible o material y está documentada en su plan de seguimiento, y que el titular ha comunicado la incidencia al órgano competente, el cual podrá ocasionalmente aprobar un nivel de planteamiento inferior, si procede.

El verificador se asegurará de que la estimación de combustible o material para el período durante el cual no se ha dispuesto del dispositivo de medición habitual, se ha realizado correctamente y de acuerdo con lo establece el plan de seguimiento. En caso de que no exista una alternativa aprobada, el verificador evaluará la importancia que representa esta estimación respecto del dato anual de emisiones.

Localización y propiedad de los equipos de medición

Los equipos de medición pueden encontrarse fuera del acceso del titular de la instalación y/o ser propiedad del titular de la instalación a verificar.

El verificador tendrá que poder comprobar el mantenimiento, calibración y verificación de los equipos utilizados, independientemente de la titularidad y localización de éstos. Es responsabilidad del titular disponer de estos documentos.

Incertidumbre

La Decisión 2007/589/CE establece unas incertidumbres permisibles para cada uno de los niveles de planteamiento en la obtención de los datos de actividad.

La incertidumbre del dato de actividad debe ser determinada por el titular de la instalación para cada flujo de combustible o material correspondiente, con el fin de asegurar que se cumple la correspondiente al nivel de planteamiento autorizado.

El titular facilitará una **prueba escrita** del nivel de incertidumbre asociado a la determinación de los datos de la actividad respecto a cada flujo fuente para demostrar que se cumplen los umbrales de in-



certidumbre previstos en el Anexo II, referentes a emisiones de combustión, así como los umbrales de incertidumbre del Anexo VIII, para la fabricación de cal, de la Decisión 2007/589/CE.

Si son varios los equipos empleados para la obtención de los datos de actividad en una instalación se tendrá en cuenta la incertidumbre agregada considerando la incertidumbre de cada uno de los equipos empleados.

Combustibles o materiales objeto de intercambios comerciales

Por lo que se refiere a los combustibles o materiales objeto de intercambios comerciales, la Consejería de Medio Ambiente **puede autorizar la determinación del flujo anual de combustibles o materiales por parte del titular sobre la base únicamente de la cantidad facturada de combustible o material sin necesidad de otras pruebas de las incertidumbres asociadas**, siempre que la legislación nacional o la aplicación acreditada de normas nacionales o internacionales pertinentes garantice que se cumplen los 70 requisitos de incertidumbre correspondientes para los datos de la actividad respecto a las transacciones comerciales.

Comentar que, independientemente de que se haya considerado como “combustible o material objeto de intercambios comerciales” a un determinado combustible empleado por la instalación, y que la legislación nacional o la aplicación acreditada de normas nacionales o internacionales pertinentes garantice que se cumplen los requisitos de incertidumbre correspondientes para los datos de actividad respecto a las transacciones comerciales, **si la AEGEI recoge requisitos relacionados con la calibración / verificación de los equipos que intervienen en el seguimiento y medición de dicho combustible, la instalación deberá demostrar el cumplimiento de dichos requisitos y de los valores de incertidumbre aplicables.**

4.4.5 Uso de facturas en los datos de actividad

Los datos de actividad se obtienen en muchos casos de facturas de proveedores externos. Estos datos acostumbran a considerarse como una fuente de bajo riesgo.

Los puntos más importantes a considerar por el verificador son:

- Asegurar que la factura representa la totalidad del consumo de combustible o material incluido en el seguimiento de emisiones.
- Asegurar que las facturas se cierran correctamente para el periodo de notificación en cuestión o se establecen y documentan los criterios pertinentes para resolverlo.
- El origen de los datos facturados, es decir, cuál es el equipo de medición utilizado para obtener los datos y poder comprobar si se calibra, mantiene o verifica adecuadamente.



- Asegurar que se obtienen los consumos en las unidades correctas, tanto si se trata de unidades másicas o volumétricas como de unidades energéticas.

4.4.6 Uso de biomasa

El consumo de biomasa pura o de una fracción de biomasa también debe quedar aprobado en la Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero.

Los datos de actividad asociados a combustible puros en biomasa tienen que notificarse en el informe anual de emisiones realizado por el titular. No obstante, éstos sólo tienen un fin informativo porque las emisiones asociadas se consideran neutras en CO₂. Es decir, el factor de emisión para la biomasa pura es siempre nulo, y por tanto, no hay emisiones computables para el consumo de biomasa pura.

El verificador tiene que comprobar que el titular ha hecho el seguimiento de los datos de actividad de la biomasa de acuerdo con la metodología establecida en el plan de seguimiento aprobado.

Cuando se trate de combustibles, con parte fósil y parte de biomasa, no pueden aplicarse niveles de planteamiento inferiores a los mínimos de la Decisión o propios, y se tratará el seguimiento de sus datos de actividad, tal como se haría para cualquier otro combustible fósil. La diferencia es que adicionalmente habrá que calcular el porcentaje de biomasa de acuerdo con los requisitos de la Decisión 2007/589/CE contenida en el combustible y esta parte no producirá emisiones computables al valor anual de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) dentro del EU ETS.

El procedimiento específico para determinar la fracción de biomasa de un combustible o material específico, incluido el procedimiento de muestreo, quedará establecido en el Plan de Seguimiento aprobado.

Cabe indicar que el combustible o material se considerará biomasa pura si el contenido que no es biomasa equivale como máximo al 3 % de la cantidad total del combustible o material considerado.

4.4.7 Recurso a laboratorios acreditados/no acreditados con la UNE EN ISO/IEC 17025

Tal como se detalla en el apartado 3.4.2 del presente documento, en el Anexo II de la Decisión 2007/587/CE se indica que aquellas instalaciones cuya estimación de emisiones de combustión se realice con nivel de planteamiento 3 asignado para la determinación del Valor Calorífico Neto (VCN), del Factor de Emisión (FE) y del Factor de Oxidación (FO), deben recurrir a laboratorios acreditados con la norma UNE EN ISO/IEC 17025 para la determinación de dichos parámetros. De igual forma, según el Anexo VIII de la Decisión, deben recurrir a laboratorios acreditados en el caso de que para la estimación de las emisiones de proceso se recurra a un nivel de planteamiento 3 para el Factor de Emisión (FE) y un nivel de planteamiento 2 para el Factor de Conversión (FC). No obstante, la falta de



laboratorios acreditados con la norma ISO 17025 para la determinación de dichos parámetros permite recurrir a laboratorios no acreditados si se cumplen los siguientes requisitos:

- El laboratorio empleado demuestra que sus criterios de gestión de la calidad son equivalentes a los previstos en la UNE EN ISO/IEC 17025. Por ejemplo, mediante la certificación acreditada según la norma UNE EN ISO 9001.
- El laboratorio empleado ha validado los métodos analíticos a emplear con un laboratorio acreditado con la norma UNE EN ISO/IEC 17025.
- El laboratorio empleado realiza, al menos una vez al año, una intercomparación de los resultados de los métodos analíticos con un laboratorio acreditado con la norma UNE EN ISO/IEC 17025.

4.4.8 Planteamientos alternativos

Cuando para una instalación es técnicamente inviable y/o da lugar a costes irrazonables aplicar el nivel de planteamiento 1 a todos los flujos fuente (excepto los de mínimos), el titular puede aplicar un planteamiento alternativo basado en umbrales mínimos de incertidumbre.

El uso de planteamientos alternativos está sujeto a aprobación por parte de la Consejería de Medio Ambiente.

Los umbrales mínimos de incertidumbre respecto al dato global de emisiones de gases de efecto invernadero de toda la instalación que deben respetar son:

Tabla 31. Umbrales alternativos de incertidumbre globales

Categoría de la instalación	Umbral de incertidumbre que debe cumplir el valor total de las emisiones anuales
Categoría A	±7,5%
Categoría B	±5%
Categoría C	±2%

El análisis de la incertidumbre asociada al dato global de emisiones debe adjuntarse al Informe de Notificación de Emisiones y será objeto de verificación. Además el verificador debe hacer mención explícita a esta cuestión como observación en el Informe de Verificación.

4.4.9 Instalaciones de Bajas Emisiones

Son Instalaciones de Bajas Emisiones (IBE's) aquellas cuyas emisiones medias anuales notificadas y verificadas sean inferiores a 25.000 t de CO₂. En el caso de nuevas instalaciones, el valor de emisio-



nes a considerar será la media anual de las emisiones previstas en el período 2008-2012. Para este tipo de instalaciones, **previa autorización de la Consejería de Medio Ambiente**, se establecen unas condiciones más flexibles para hacer el seguimiento y notificación de sus emisiones de gases de efecto invernadero. Por ejemplo:

- La posibilidad de utilizar la información del proveedor de los instrumentos de medida sin necesidad de tener en cuenta las condiciones de uso específicas para calcular la incertidumbre de los datos de actividad.
- No tener que demostrar que se cumplen los requisitos relativos a la calibración establecidos en el punto 10.3.2 del Anexo I de la Decisión 2007/587/CE.
- La utilización de los niveles de planteamiento más bajos, con el nivel 1 como el nivel mínimo respecto a todos los flujos fuentes y las variables correspondientes.
- La simplificación de los planes de seguimiento para la instalación.
- La exención de la obligatoriedad de recurrir a laboratorios acreditados UNE EN ISO/IEC 17025 en su caso.
- Los consumos de combustibles y materiales pueden determinarse a partir de los registros de compra y de los cambios estimados en las existencias sin tener en cuenta las incertidumbres.

4.5 Principales desviaciones detectadas durante el primer período de vigencia de comercio de derechos de emisión

Durante los procesos de verificación de los Informes de Notificación de Emisiones de gases de efecto invernadero correspondientes al primer período de vigencia de comercio de derechos de emisión, se detectaron una serie de desviaciones (inexactitudes e irregularidades) comunes a distintos sectores y niveles de emisión.

Cabe recordar que una desviación se clasifica, según su naturaleza, en:

- **Inexactitud:** desviación relacionada con una omisión, tergiversación, o error en el tratamiento de los datos.
- **Irregularidad:** desviación que tiene su origen en un incumplimiento de los requisitos establecidos en la AEGEI en vigor y el Plan de Seguimiento de la instalación aprobado por la autoridad competente.

A continuación se muestran las principales desviaciones detectadas:



Irregularidades

- Irregularidades relacionadas con los parámetros característicos de los combustibles (Valor Calorífico Neto, Factor de Emisión y Factor de Oxidación). Por ejemplo:
 - En contra de lo establecido en la AEGEI, no se presenta evidencia de que se hayan realizado las analíticas correspondientes para determinar los parámetros característicos de los combustibles.
- Irregularidades relacionadas con la calibración de los equipos que intervienen en la determinación de los consumos de los combustibles empleados. Por ejemplo:
 - No se presenta evidencia de la calibración de algunos equipos que intervienen en el cálculo de emisiones de CO₂ y, por tanto, no se ha podido evaluar el cumplimiento de las incertidumbres máximas permitidas recogidas en la AEGEI.
 - No se presenta evidencia de la calibración de la báscula del suministrador del combustible líquido XX y, por tanto, no se ha podido evaluar el cumplimiento de las incertidumbres máximas permitidas recogidas en la AEGEI.
 - En el informe de calibración del equipo XX, no se presenta evidencia de la trazabilidad de los patrones empleados en la calibración respecto a patrones reconocidos.
- Irregularidades relacionadas con la ausencia de datos por incumplimientos de las metodologías de cálculo autorizadas. Por ejemplo:
 - En contra de lo establecido en la AEGEI, para el cálculo de la cantidad consumida de combustible sólido XX durante el período de notificación, no se realizan las determinaciones de las cantidades almacenadas (stocks) al principio y al final del período de notificación.
 - En contra de lo establecido en la AEGEI, no se presenta evidencia del registro de los niveles del tanque de combustible líquido XX ni del registro de las existencias al principio y fin del período de notificación.
- Irregularidades relacionadas con el empleo de combustibles no autorizados.
 - Durante el proceso de verificación, se detecta el consumo de los combustibles XX e YY no autorizados en la AEGEI.
 - No se evidencia que el Informe de Notificación de Emisiones recoja los datos correspondientes al combustible no autorizado XX: Datos de Actividad (Consumo y Valor Calorífico Neto), Factor de emisión, Factor de oxidación y Total emisiones.



- Irregularidades relacionadas con el empleo de metodologías de cálculo diferentes a las autorizadas.
 - En contra de lo establecido en la AEGEI, la cantidad consumida del combustible XX se determina por pesaje en báscula y no mediante facturas de compra.
- Irregularidades relacionadas con la aplicación de la metodología de seguimiento.
 - En contra de lo establecido en la Decisión, no se presenta evidencia en el Informe de Notificación de Emisiones de la aplicación de varias metodologías, cuando la metodología ha sido modificada durante el período de notificación en relación con los niveles de planteamiento aplicables.
- Irregularidades relacionadas con la determinación de parámetros característicos de materias primas o productos.
 - En contra de lo establecido en la AEGEI, no se presenta evidencia en el Informe de Notificación de Emisiones de que el laboratorio esté acreditado con la norma ISO 17025:2005.

Inexactitudes

- Inexactitudes relacionadas con la ausencia de datos debido a la existencia de averías en los equipos de medición. Por ejemplo:
 - Durante el período comprendido entre el día XX y el día YY, el contador volumétrico del combustible líquido ZZ ha estado averiado, no quedando registrado el consumo de combustible durante ese período.





Notificación

De conformidad con el artículo 22 de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, el titular de la instalación deberá **remitir** a la Delegación Provincial de la Consejería de Medio Ambiente correspondiente, **antes del 28 de febrero, el Informe de Notificación de Emisiones** verificado sobre las emisiones del año precedente.

Para asegurar que el seguimiento y la notificación de las emisiones se realiza de manera exacta, y verificable de acuerdo con la Directiva 2003/87/CE, el titular ha de aplicar los principios de exhaustividad, concordancia, transparencia, veracidad, relación coste/eficacia, fidelidad y mejora de resultados en el seguimiento y la notificación de emisiones, contemplados en el punto 3 de la Decisión 2007/589/CE, de 18 de julio, por la que se establecen directrices para el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero, de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

En relación con el seguimiento y la notificación de las emisiones, el titular deberá tener en cuenta aspectos recogidos en los apartados *4.4.3. Adquisición y tratamiento de datos y sistemas de control*, *4.4.4. Equipos de medición*, *4.4.5. Uso de facturas en los datos de actividad*, *4.4.6. Uso de biomasa*, *4.4.7. Recurso a laboratorios acreditados/no acreditados con la UNE EN ISO/IEC 17025*, *4.4.8. Planteamientos alternativos*, *4.4.9 Instalaciones de Bajas Emisiones* y *4.5. Principales desviaciones detectadas durante el primer período de vigencia de comercio de derechos de emisión*.

5.1 Informe de Notificación de Emisiones

Las AEGEI emitidas por la Consejería de Medio Ambiente anexas un modelo sectorial de *Informe de Notificación de Emisiones* para cada instalación, basado en el formato de informe incluido en el punto 14 de la Decisión 2007/589/CE. Dicho modelo es el que debe emplearse para la redacción del Informe de Notificación de Emisiones, pudiéndose descargar de la página web de la Consejería de Medio Ambiente de la Junta de Andalucía:

www.juntadeandalucia.es/medioambiente

La ruta de acceso a los modelos de informes es: "Información Ambiental" ⇒ "Aire" ⇒ "Emisiones a la atmósfera" ⇒ "Trámites administrativos" ⇒ "Formularios para la notificación de emisiones de gases de efecto invernaderos" ⇒ "Formularios para la notificación de emisiones de gases de efecto invernaderos. Actividad: Cal".



El modelo de Informe de Notificación de Emisiones para el sector de la combustión, consta de los siguientes apartados:

1. Identificación de la instalación.
2. Resumen de las actividades y emisiones y datos de producción dentro de una instalación.

Cabe indicar que la inclusión de datos relativos a la actividad como horas de producción, rendimientos o producción efectiva es muy importante, en línea con lo especificado en el artículo 22 del Anteproyecto de Ley relativo al comercio de derechos de emisión de GEI en su artículo 22 punto 1, donde se indica de forma explícita que el contenido mínimo del informe verificado de emisiones incluirá la información necesaria para determinar las emisiones por unidad de producto de la instalación.

3. Emisiones de combustión.
4. Emisiones de proceso caleras.
5. Información adicional.

En este apartado se informará de los cambios temporales o permanentes de niveles, de los motivos de esos cambios, la fecha inicial de los cambios permanentes, y las fechas inicial y final de los cambios temporales.

Asimismo, se indicarán todos los cambios producidos en la instalación durante el período de notificación que puedan ser importantes para el informe anual.

Por último, si se ha producido la certificación de la fecha de entrada en funcionamiento de la instalación o de una ampliación de la misma durante el período de notificación, se indicará la fecha a partir de la cual se ha realizado el seguimiento y cálculo de las emisiones de las fuentes o flujos fuente afectados por la entrada en funcionamiento.

En el Anexo VII. Informe de Notificación de Emisiones. Formato de la Consejería de Medio Ambiente de la presente guía, se adjunta el modelo de Informe de Notificación de Emisiones para el sector de la fabricación de cal.

Consideraciones para su correcta cumplimentación

- Si en el alcance de una AEGEI se incluye las instalaciones de dos o más organizaciones diferentes (con diferentes CIF), debe cumplimentarse un único Informe de Notificación de Emisiones cuyo alcance coincida con el de la citada Autorización. No obstante, aunque sea un único informe, la información correspondiente a cada instalación debe estar por separado.



- El titular de la instalación empleará el formato de Informe de Notificación de Emisiones recogido en la AEGEI en vigor y no otro.
- El Informe de Notificación de Emisiones estará firmado por el representante legal/es de la instalación y fechado en todas sus páginas. El representante legal que debe aparecer en el Informe de Notificación de Emisiones debe ser el mismo que el aparece en la AEGEI en vigor. En el caso de que existan varios representantes legales con poder solidario, bastará con que firme uno de dichos representantes, en el caso de que existan varios representantes legales con poder mancomunado, deberán firmar todos ellos el Informe de Notificación de Emisiones.
- El verificador jefe deberá firmar y sellar el Informe de Notificación de Emisiones en todas sus páginas. Deberá ser el mismo verificador jefe que firma el Informe de Verificación.
- Junto a la firma del/los representantes legal/es y del verificador en el informe de emisiones, deberán aparecer los datos identificativos (nombres y D.N.I) de cada uno de ellos.
- El titular deberá cumplimentar adecuadamente los campos del Informe de Notificación de Emisiones: cumplimentación correcta y exacta en todos los campos, redondeos en las cifras totales y parciales de emisiones notificadas, etc.
- En Informe de Notificación de Emisiones debe incluir toda la información necesaria en relación con todos los flujos de combustibles y materiales empleados. En el Informe de Notificación de Emisiones deben aparecer:

- Toda la información requerida relacionada con los flujos de combustibles autorizados.

En caso de que no se haya consumido algún combustible contemplado en la AEGEI, la instalación debe hacer referencia a dicho combustible e indicar un valor de cero en la casilla relativa al consumo de dicho combustible, además en el Informe de Verificación debe hacerse referencia a esta cuestión como una observación.

En caso de no haberse considerado algún combustible consumido en el Informe de Notificación de Emisiones, debe reflejarse como desviación en el Informe de Verificación.

- Toda la información requerida relacionada con los flujos de combustibles no autorizados.

Si se ha producido el consumo de combustibles no autorizados durante el período de notificación, éstos deben aparecer en el Informe de Notificación de Emisiones, debiéndose recoger la correspondiente desviación en el Informe de Verificación.

- Toda la información requerida relacionada con los flujos materiales autorizados.



En caso de no haberse considerado alguna materia prima en el Informe de Notificación de Emisiones, debe reflejarse como desviación en el Informe de Verificación.

- En el Informe de Notificación de Emisiones, las emisiones de combustión notificadas en tCO₂ deben coincidir con la operación: Consumo (C)*Valor Calorífico Neto (VCN) * Factor de Emisión (FE) * Factor de Oxidación/Conversión (FO/FC).
- Las emisiones de proceso notificadas en tCO₂ deben cumplir: Materiales consumidos * Factor de Emisión (FE)*Factor de Conversión (FC)
- El Informe de Notificación de Emisiones, deben reflejarse los diferentes parámetros en las unidades correspondientes (C, Valor Calorífico Neto, Dato de Actividad, Factor de Emisión, Factor de Oxidación/Factor de Conversión) según se indica en la AEGEI.
- En el Informe de Notificación de Emisiones, la suma de emisiones de combustión por fuente más la suma de emisiones de proceso por flujo de materia debe coincidir con la cifra final de emisiones notificadas.
- Existen requisitos establecidos en cuanto a las cifras significativas que debe contener la información numérica del Informe de Notificación de Emisiones:
 - Las cifras de toneladas de CO₂ emitidas del Informe de Notificación de Emisiones de la instalación deben estar redondeadas a un número entero, tanto las cifras parciales como las totales. No se acepta que en el Informe de Notificación de emisiones los valores de emisión calculados para cada fuente, así como el valor total de las emisiones de la instalación, se notifiquen con cifras decimales.
 - Los datos de actividad, los factores de emisión (FE) y los factores oxidación (FO) o factores de conversión (FC) se redondean de manera que incluyan sólo los dígitos significativos (no sólo los decimales) de forma coherente con el nivel de incertidumbre. Por ejemplo, sólo un total de cinco dígitos (por ejemplo, 1,2369) para un valor que presente una incertidumbre de ±0,01%.

Tabla 32. Cifras significativas

Incertidumbre	Dígitos significativos
±1%	3
±0,1%	4
±0,01%	5
±0,001%	6



5.2 Entrega de los Informes de Notificación y Verificación de Emisiones

Una vez verificado el Informe de Notificación de Emisiones de conformidad con lo dispuesto en el Anexo IV de la Ley 1/2005 por los organismos de acreditados, **el titular de la instalación deberá remitir al órgano autonómico competente, antes del 28 de febrero:**

- El Informe de Notificación de Emisiones verificado sobre las emisiones del año precedente.

Es importante indicar que, tal como se ha comentado anteriormente, el Informe de Notificación de Emisiones detalla por separado las emisiones combustión y las emisiones de proceso, asociadas a la calcinación de los carbonatos presentes en la caliza y dolomita.

- El Informe de Verificación de emisiones de gases de efecto invernadero donde se consignan todas las desviaciones de este proceso, así como las observaciones que se consideren oportunas para la mejor comprensión y justificación del proceso de verificación realizado y se recoge el dictamen del verificador.
- Si el formato del verificador para redactar el Informe de Verificación no incluye la totalidad de la información requerida, el verificador deberá, además, cumplimentar y aportar e Informe de Verificación de emisiones de gases de efecto invernadero, con el formato propio de la Consejería de Medio Ambiente (ver *Anexo VIII “Informe de verificación de emisiones de gases de efecto invernadero. Formato de la consejería de medio ambiente”*) de la presente guía.

Vías de remisión

El titular podrá optar por dos vías de remisión del Informe de Notificación de Emisiones y del Informe de Verificación de emisiones a la Consejería de Medio Ambiente:

1. **Entrega por el propio titular** en la Delegación Provincial de la Consejería de Medio Ambiente. Se hará entrega de los informes en formato papel en los Registros de la Consejería de Medio Ambiente.
2. **Entrega por el verificador** de los informes, previa autorización por parte del titular.

Con el objeto de facilitar y agilizar el trámite administrativo, se ha habilitado por la Consejería de Medio Ambiente una aplicación informática en la página web de la misma, Audemis, en la que se puede realizar la entrega de los Informes de Notificación de Emisiones y de Verificación por parte de los organismos de verificación, que se identifican con certificado digital. Esta entrega, por vía electrónica sustituye a la entrega en papel en los Registros de la Consejería de Medio Ambiente a los efectos previstos en el Artículo 22 de la ley 1/2005, de 9 de marzo.



Para ello, es necesario que el titular de la instalación autorice al correspondiente organismo de verificación para que éste realice la entrega de los informes, para lo que deberá cumplimentar un modelo de Autorización al organismo de verificación como el que figura en el *Anexo IX. Autorización al organismo de verificación para la entrega de los Informes de Notificación y Verificación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero y documentos resultantes del proceso de verificación* de la presente guía. Dicha Autorización deberá ser incluida por el verificador junto con los informes y los documentos resultantes del proceso de verificación que ha de entregar antes del 28 de febrero.

El acceso a la aplicación Audemis sólo está autorizado a organismos de verificación, y éste será mediante certificación electrónica. El acceso a la herramienta **sólo estará operativo** en el período definido para la realización de este trámite, es decir, **desde el 1 de enero al 28 de febrero** de cada año (al ser éste último día festivo en Andalucía, el plazo finaliza al siguiente día hábil).



Validación

Cuando la CMA da su conformidad al informe anual de emisiones verificado de la instalación, procederá a inscribir antes del 31 de marzo el dato de emisiones en el Registro nacional de derechos de emisión. Si la CMA discrepara del informe verificado, notificará al titular de la instalación la existencia de discrepancias, la propuesta de resolución de éstas para poder considerar satisfactorio el informe y, en su caso, la estimación de emisiones. Examinadas las alegaciones del titular, la CMA resolverá e inscribirá en el registro el dato sobre emisiones de la instalación.

En los supuestos en los que el titular no remitiese el informe verificado en el plazo establecido en el artículo 22, la CMA procederá a la estimación de emisiones e inscribirá en la tabla de emisiones verificadas de RENADE el dato sobre emisiones de la instalación. La estimación de las emisiones se realiza en todos los casos de acuerdo con la metodología exigible al titular de la instalación afectada que consta en su Autorización.





Preguntas frecuentes

¿Qué es el Comercio Internacional de Derechos de Emisión?

El Comercio Internacional de Emisiones es el primero de los tres mecanismos de flexibilidad establecidos en el Protocolo de Kioto. El comercio de derechos de emisión es un instrumento de mercado, mediante el que se crea un incentivo o desincentivo económico que persigue un beneficio medioambiental: Que un conjunto de plantas industriales reduzcan colectivamente las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

Actualmente existen mercados de emisiones que operan en distintos países y que afectan a diferentes gases. La Unión Europea puso en marcha el 1 de enero de 2005 el mercado de CO₂ más ambicioso hasta la fecha (Directiva 2003/87/CE, transpuesta al ordenamiento jurídico español por la Ley 1/2005).

Cubre, en los 27 Estados miembros, las emisiones de CO₂ de las siguientes actividades: centrales térmicas, cogeneración, otras instalaciones de combustión de potencia térmica superior a 20MW (calderas, motores, compresores...), refinerías, coquerías, siderurgia, cemento, cerámica, vidrio y papeleras.

El régimen Comunitario de comercio de derechos de emisión afecta globalmente a:

- más de 10.000 instalaciones;
- más de 2.000 millones de toneladas de CO₂, en torno al 45% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero en la Comunidad.

¿Qué es el Régimen Europeo del Comercio de Derechos de Emisión de GEI?

Desde enero de 2005 está en marcha el Mercado Europeo de Derechos de Emisión, regulado por la Directiva de Comercio Europeo de Emisiones 2003/87/CE, de octubre de 2003. Este Mercado Europeo funciona de manera similar al Internacional, excepto por el hecho de que durante el periodo 2005-2007 se aplicó solamente al CO₂ y sólo a las emisiones generadas por determinados sectores industriales entre los que se incluyen, las refinerías de petróleo y las instalaciones de generación de energía eléctrica de más de 20 MW de potencia.

La Directiva europea de Comercio de Emisiones establecía que cada Estado miembro debía elaborar un Plan Nacional de Asignación que determinase la cantidad total de derechos de emisión que se asignan



para el periodo 2005-2007 a las instalaciones industriales pertenecientes a las categorías enumeradas en el Anexo I de dicha Directiva.

¿Cuáles son los elementos básicos del Régimen del Comercio de Derechos de Emisión?

Los elementos básicos del Régimen del Comercio de Derechos son los siguientes:

- Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, con la que deben contar las instalaciones afectadas, y en la que se detalla la metodología de seguimiento de sus emisiones de GEI.
- Plan Nacional de Asignación, donde se reparten los derechos de emisión entre las instalaciones afectadas.
- El Registro Nacional de Derechos de Emisión, que recoge la contabilidad de los derechos de emisión de las instalaciones, y en el que se realizan las operaciones de transferencia de derechos.
- Procedimientos de seguimiento y verificación de emisiones, llevados a cabo por entidades acreditadas para asegurar la fiabilidad de los datos aportados por los titulares de las instalaciones.

¿Qué documentación se aportará junto a la solicitud de Autorización?

La solicitud irá acompañada de la siguiente documentación:

- Identificación y acreditación de ser titular de la instalación.
- Identificación y domicilio de la instalación.
- Descripción de la instalación para la que se solicita autorización, así como de sus actividades, incluyendo la tecnología utilizada.
- Las materias primas y auxiliares empleadas cuyo uso puede producir la emisión de los gases de efecto invernadero.
- Las fuentes de emisión de los gases de efecto invernadero.
- Las medidas previstas para realizar el seguimiento de las emisiones, de acuerdo con lo establecido en el Anexo III de la Ley 1/2005.
- Resumen explicativo de las medidas especificadas en el apartado 6.



Además, junto a la solicitud de Autorización, se ha de presentar la solicitud al Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino, de la asignación de derechos de emisión para el periodo de vigencia del Plan Nacional de Asignación.

¿Se puede adjuntar documentación adicional a la solicitud de Autorización?

Sí. Se puede presentar cualquier información complementaria, adicional a los datos mínimos exigidos en el artículo 5 de la Ley 1/2005, de 9 de marzo.

¿Es obligatorio presentar la solicitud de derechos de emisión cuando se solicita la Autorización?

Sí. De acuerdo con el artículo 19 de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, la solicitud de derechos se presenta en la Consejería de Medio Ambiente en el momento de la solicitud de la Autorización. La Consejería de Medio Ambiente remite la documentación referente a la solicitud de derechos al MARM en el plazo máximo de 10 días después de otorgar la Autorización.

¿Existe un modelo obligatorio de solicitud de Autorización?

La Consejería de Medio Ambiente dispone de un modelo para la solicitud de Autorización pero no es de carácter obligatorio. Se puede solicitar a través del teléfono de atención 900 101128 o por correo electrónico: kioto.cma@juntadeandalucia.es

En el caso de las instalaciones de combustión (epígrafe 1.c), para determinar si están o no afectadas por el comercio de derechos, ¿se debe considerar la capacidad de producción o la producción real?

Se considera siempre la capacidad de producción, independientemente del aprovechamiento de esta capacidad.

¿Qué biomásas se consideran neutras respecto a las emisiones de CO₂?

Todas las incluidas en el punto 12 del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE.

¿Qué tratamiento reciben las instalaciones de combustión que sólo consumen biomasa?

Toda instalación donde se realice una actividad de las relacionadas en el Anexo I de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, modificada por el RDL 5/2005, de 11 de marzo, debe solicitar la Autorización de emisión de gases de Efecto invernadero, según el punto 1 del artículo 4 de la citada Ley. Por lo tanto, si una instalación de combustión supera los 20 MW de potencia térmica nominal, independientemente del combustible que utilice, el titular la instalación debe solicitar la AEGEI y la asignación de derechos.



¿Qué es el CO₂ transferido?

El CO₂ transferido es el que no se emite desde la instalación, sino que se transfiere fuera de ella como sustancia pura como componente de un material, o que se utiliza directamente como materia prima en un proceso.

¿Qué sucede si se retrasa la puesta en marcha de una nueva instalación más de tres meses desde la fecha prevista en la Autorización?

Según el artículo 7, apartado b, de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, la falta de puesta en funcionamiento de la instalación, transcurridos tres meses desde la fecha de inicio prevista en la Autorización, será motivo de extinción de la Autorización.

¿Qué sucede si se adelanta la puesta en marcha de una nueva instalación?

Una instalación no puede funcionar antes de la fecha prevista de puesta en marcha de su Autorización, ya que ésta entra en vigor a partir de esa fecha.

Según el artículo 29, de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, supone una infracción administrativa muy grave ejercer la actividad sin la preceptiva Autorización, y puede sancionarse con la extinción de la Autorización, lo que no eximirá al titular de entregar la cantidad de derechos equivalente al periodo de funcionamiento no autorizado.

¿Qué es el Registro Nacional de Derechos de Emisión (RENADE)?

El sistema de registros está formado por los Registros Nacionales, el Diario Independiente de Transacciones de la CMNUCC (DIT, o ITL por sus singlas en inglés) y por el Diario Independiente de Transacciones Comunitario (DITC, o CITL por sus singlas en inglés).

Los registros nacionales tienen por objeto llevar cuenta exacta de la expedición, la titularidad, la transferencia y la cancelación de derechos de emisión. Por otro lado, el DIT, administrado por la secretaría de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, controla que todas operaciones realizadas entre registros, o dentro de un registro, se realicen de conformidad con la reglamentación aplicable.

A su vez, el DITC, gestionado por la Comisión europea, controla ciertas operaciones de ámbito puramente comunitario, como es la introducción de las emisiones verificadas.

El sistema de registros queda regulado por los artículos 19 y 20 de la Directiva 2003/87/CE y, más detalladamente, por el Reglamento 2216/2004 de la Comisión, de 21 de diciembre de 2004. El artículo 25 de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión



de gases de efecto invernadero, crea el Registro Nacional de Derechos de Emisión (RENADE), adscribiéndolo al entonces Ministerio de Medio Ambiente, hoy Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino.

¿Es obligatoria la apertura de una cuenta en el Registro Nacional de Derechos de Emisión para las instalaciones afectadas?

Sí. Para cada Autorización de emisión de gases de efecto invernadero en vigor el titular deberá abrir una cuenta, según el artículo 5 del Real Decreto 1264/2005, de 21 de octubre, por el que se regula la organización y funcionamiento del RENADE.

¿Quién tiene acceso al área privada del RENADE?

Pueden realizar operaciones en RENADE:

- La Administración General del Estado: gestiona su cuenta de haberes y asegura el cumplimiento de los compromisos respecto al Protocolo de Kioto.
- El Registro nacional: gestiona el sistema.
- El Representante autorizado primario: gestiona una cuenta de haberes.
- El Representante autorizado secundario: gestiona una cuenta de haberes.

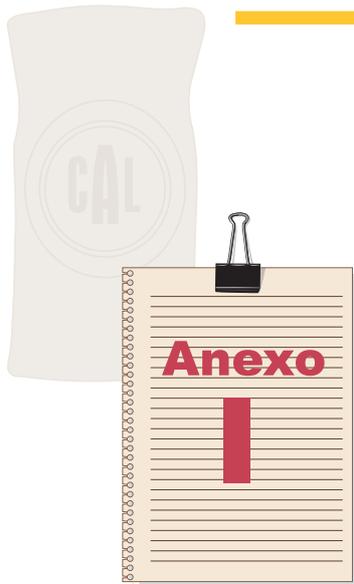
¿Qué tipo de unidades de Kioto se registran en RENADE?

Existen varios tipos de unidades. Cada unidad representa o es equivalente a una tonelada de CO₂. El RENADE se encuentra interconectado con el ITL (International Transactional Log).



Tabla 33. Unidades registradas en el RENADE

Unidades de Derecho Europeas (UDE's)	Son las cuotas convertidas de las unidades de cantidad atribuida (UCA's). Sólo las unidades de derecho europeas pueden ser utilizadas para el cumplimiento.
Unidades de Cantidad Atribuida (UCA's) o "Assigned Amount Unit" (AAU)	Los Estados miembros expedirán en sus Registros nacionales unidades de la cantidad atribuida correspondientes a sus niveles de emisión, determinados con arreglo a la Decisión 2002/358/CE y el Protocolo de Kioto.
Unidades de Absorción (UDA's) o "Removal Unit" (RMU)	Son las unidades generadas en las cuentas de haberes de los Estados miembros como consecuencia de la absorción de gases de efecto invernadero obtenida a partir de proyectos de sumideros.
Unidades de Reducción de Emisiones (URE's) o "Emisión Reduction Unit" (ERU)	Son créditos de un proyecto de Aplicación conjunta.
Reducciones Certificadas de emisiones (RCE's) o Certified Emission Unit" (CER)	Son créditos de un proyecto del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL).



Incertidumbre de la medida

Proceso de medida

Un proceso de medida es el conjunto de operaciones que permiten determinar el valor de un mensurando.

El resultado de un proceso de medida se expresa como la suma de tres elementos: valor medido, corrección e incertidumbre de la medida:

$$L + \Delta X_c \pm U_{\text{expandida de la medida}}$$

Donde:

- L: Valor medido.
- ΔX_c : Corrección. Es el error sistemático que se comete en el proceso de medida.
- $U_{\text{expandida de la medida}}$: Incertidumbre expandida de la medida. Es el error aleatorio que se comete en el proceso de medida.

Valor medido

En el proceso de medición de un mensurando se realizan “m” repeticiones de la medida sobre éste (L_i , $i=1 \dots m$), siendo el “valor medido” la media de las “m” repeticiones de la medida realizadas ($L = \Sigma L_i / m$).

Generalmente, en los procesos industriales se realiza una única medida sobre el mensurando ($m=1$), coincidiendo el “valor medido” con la lectura del equipo de medición.



Corrección (error sistemático)

La calibración es el conjunto de operaciones que establecen, en condiciones específicas concretas, la relación entre las lecturas de un equipo de medida y los valores correspondientes de esa magnitud realizados por patrones.

La **corrección** se define como la diferencia que existe entre el valor nominal del patrón empleado en la calibración y la media en un punto de calibración.

$$\text{Corrección} = \Delta X_c = X_p - X$$

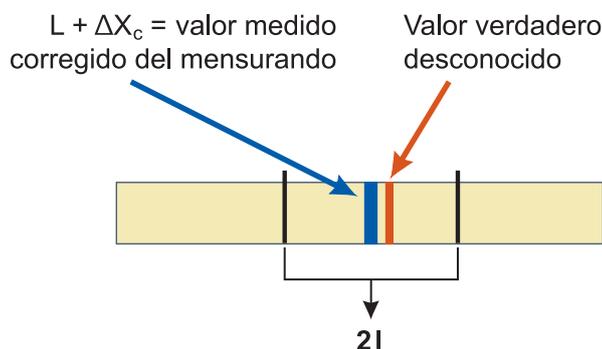
El dato de la corrección ΔX_c se obtiene del certificado de calibración del equipo de medición para cada punto de calibración.

En todo proceso de medida, hay que corregir el valor medido obtenido L con la corrección correspondiente ΔX_c , obteniéndose el llamado valor medido corregido $L_c = L + \Delta X_c$.

Incertidumbre expandida de la medida

La **incertidumbre expandida de la medida** es un parámetro asociado al resultado de una medición, que caracteriza la dispersión de los valores que razonablemente podrían ser atribuidos al mensurando. Es decir, la incertidumbre expandida de la medida es el valor del intervalo (alrededor del valor medido corregido L_c y generalmente simétrico) donde con una “alta probabilidad” se encuentra el valor verdadero de la magnitud.

Figura 8. Incertidumbre expandida de la medida.



Las principales causas de la incertidumbre de la medida coinciden, como no podría ser de otra manera, con los factores que influyen en los resultados de la medición. Si se conocen las incertidumbres típicas de las variables que influyen en el proceso de medida se puede estimar la incertidumbre de la medida.

Las incertidumbres típicas de las diferentes variables se clasifican en:



- **Tipo A:** Se estiman por procedimientos estadísticos. La estimación se realiza a partir de una serie de n mediciones, bajo condiciones de repetibilidad, obteniendo unos valores x_i , $i=1 \dots n$, sobre un modelo de referencia o sobre un patrón.
- **Tipo B:** Se estiman por cualquier otro método de evaluación de la incertidumbre distinto del análisis estadístico de series de observaciones reiteradas. Basado en otros conocimientos previos a la medición.

Las principales contribuciones a la incertidumbre de la medida son:

Tabla 34. Principales incertidumbres típicas que contribuyen a la incertidumbre de medida

Principales incertidumbres típicas que contribuyen a la incertidumbre de la medida			
Tipo A	Incertidumbre típica	Tipo B	Incertidumbre típica
Repetibilidad	S / \sqrt{n} Donde S es la desviación típica experimental de la media y n el nº de repeticiones	Patrón calibrado	U_0 / K_0 Donde U_0 es la incertidumbre de calibración del patrón que viene reflejada en su certificado de calibración y K_0 el factor de cobertura del certificado
		Efecto conocido de una magnitud de influencia sobre las indicaciones del equipo	σ Cuando se conoce, a través de las instrucciones del fabricante o por la experiencia, la función de distribución de la variación de las indicaciones con respecto a alguna magnitud de influencia, se utiliza la misma desviación típica σ de la distribución como contribución a la incertidumbre.
		Falta de repetibilidad en la medida durante el proceso de medición	σ_{n-1} / \sqrt{m} Donde σ_{n-1} es la desviación típica muestral (obtenida del ensayo de repetibilidad en el certificado de calibración) y m es el nº de medidas realizadas
		Resolución o división de escala del equipo de medición	$q / 2\sqrt{3}$ Donde q es la resolución del equipo
		Histéresis	$\delta x / 2\sqrt{3}$ Donde δx es la diferencia máxima entre las indicaciones obtenidas en un ciclo de carga creciente y las indicaciones obtenidas en el ciclo decreciente



Tabla 34. Principales incertidumbres típicas que contribuyen a la incertidumbre de medida

Principales incertidumbres típicas que contribuyen a la incertidumbre de la medida			
Tipo A	Incertidumbre típica	Tipo B	Incertidumbre típica
		Efecto de la temperatura	$X(T+) - X(T-) / 2\sqrt{3}$ Donde X(T+) y X(T-) son las lecturas del equipo a la temperatura máxima y a la temperatura mínima durante el proceso de medición
		Deriva de patrones	$D_{\text{patrón}} / \sqrt{3}$ Donde D _{patrón} es el aumento de la incertidumbre del patrón con el tiempo
		Deriva del equipo de medición	$D_{\text{equipo}} / \sqrt{3}$ Donde D _{equipo} es el aumento de la incertidumbre de calibración del equipo con
		Otras contribuciones	

Una vez se conocen las incertidumbres de cada una de las variables, se componen o combinan a partir de criterios de composición de varianzas obteniendo la denominada **incertidumbre combinada de la medida** (u combinada de la medida):

$$u_{\text{combinada de la medida}}^2 = u_{\text{combinada repetibilidad}}^2 + u_{\text{combinada patrón}}^2 + u_{\text{combinada magnitud influencia}}^2 + u_{\text{combinada falta repetibilidad}}^2 + u_{\text{combinada histéresis}}^2 + u_{\text{combinada efecto temperatura}}^2 + u_{\text{combinada deriva patrón}}^2 + u_{\text{combinada deriva equipo}}^2 + \text{otras contribuciones}$$

$$u_{\text{combinada de la medida}}^2 = (S/\sqrt{n})^2 + (U_0/K_0)^2 + \sigma^2 + (\sigma_{n-1}/\sqrt{m})^2 + (q/2\sqrt{3})^2 + (\delta x / 2\sqrt{3})^2 + (X(T+) - X(T-) / 2\sqrt{3})^2 + (D_{\text{patrón}}/2\sqrt{3})^2 + (D_{\text{equipo}}/\sqrt{3})^2 + \text{otras contribuciones}$$

La **incertidumbre expandida de la medida** (U expandida de la medida) es el valor del intervalo donde con una “alta probabilidad” se encuentra el valor verdadero de la magnitud. Se obtiene multiplicando la incertidumbre combinada de medida por un factor de cobertura K que será elegido en función de la “alta probabilidad” que se haya seleccionado y sobre la base del cumplimiento de los criterios de normalidad y fiabilidad de la función de probabilidad de la incertidumbre:

$$U_{\text{expandida de la medida}} = u_{\text{combinada de medida}} \cdot K \text{ (factor de cobertura)}$$

El valor de la probabilidad que se viene utilizando en la mayoría de los certificados de calibración y ensayo es del 95,45% (aproximadamente). Si se cumplen los criterios de normalidad y fiabilidad, el factor de cobertura que permite asegurar que el valor verdadero de la magnitud se encuentra en el intervalo de incertidumbre con una probabilidad de 95,45%, es el valor de K=2.

Para otros valores de probabilidad, se emplean otros valores de K:



Tabla 35. Otros valores del factor de cobertura

Probabilidad	Factor de cobertura (K)
68,3%	1
95,4%	2
99,7%	3

Determinación de las contribuciones a la incertidumbre de la medida

Como hemos visto, la incertidumbre combinada de la medida ($u_{\text{combinada de la medida}}$) se expresa como:

$$u_{\text{combinada de la medida}}^2 = (S/\sqrt{n})^2 + (U_0/K_0)^2 + \sigma^2 + (\sigma_{n-1}/\sqrt{m})^2 + (q/2\sqrt{3})^2 + (\delta x / 2\sqrt{3})^2 + (X(T+)-X(T-) / 2\sqrt{3})^2 + (D_{\text{patrón}}/\sqrt{3})^2 + (D_{\text{equipo}}/\sqrt{3})^2 + \text{otras contribuciones}$$

Algunas de las contribuciones a la incertidumbre combinada de la medida que aparecen en la expresión anterior se determinan durante el proceso de calibración del equipo de medida. Estas contribuciones se encuentran incluidas dentro de la incertidumbre combinada de calibración del equipo, dato que se recoge en el certificado de calibración del equipo. Suelen ser las contribuciones debidas a las características metrológicas significativas del equipo de medición (repetibilidad, patrón calibrado, resolución del equipo, histéresis, etc.).

Para el resto de contribuciones a la incertidumbre combinada de la medida que no se han determinado durante el proceso de calibración del equipo, el titular de la instalación deberá estimarlas a través de las fórmulas indicadas en la “*Principales incertidumbres típicas que contribuyen a la incertidumbre de medida*”. Suelen ser las contribuciones debidas a la diferencia existente entre las condiciones específicas en las que se realizó el proceso de calibración y las condiciones en las que se realiza el proceso de medición (falta de repetibilidad, deriva del equipo, etc.).

De esta forma, se puede expresar la incertidumbre combinada de la medida como:

$$u_{\text{combinada de la medida}}^2 = u_{\text{combinada de calibración}}^2 + \sum u_{\text{combinada de las contribuciones no determinadas en la calibración del equipo}}^2$$

Para determinar los sumandos de la ecuación anterior, el titular deberá proceder de la siguiente forma:

1.- Calcular la incertidumbre combinada de calibración. Los certificados de calibración de los equipos de medición recogen el valor de la incertidumbre expandida ($U_{\text{expandida de calibración}}$) y el factor de cobertura (K) para cada uno de los puntos donde se ha realizado la calibración. Podemos determinar la incertidumbre combinada de calibración a partir de esos datos como:



$$u_{\text{combinada de calibración}} = U_{\text{expandida de calibración}} / K$$

2.- Analizar el certificado de calibración del equipo, comprobando que contribuciones a la incertidumbre de medida se han determinado. Aquellas contribuciones que no se han determinado durante el proceso de calibración del equipo y cuya influencia se considera significativa en el proceso de medición deberán estimarse a través de las fórmulas indicadas en la “*Principales incertidumbres típicas que contribuyen a la incertidumbre de medida*”.

3.- Una vez se conozca la incertidumbre combinada de calibración y se hayan estimado el resto de contribuciones, se determinará la incertidumbre combinada de la medida mediante la fórmula:

$$u_{\text{combinada de la medida}}^2 = u_{\text{combinada de calibración}}^2 + \sum u_{\text{combinada de las contribuciones no determinadas en la calibración del equipo}}^2$$

4.- Se determinará la incertidumbre expandida de la medida multiplicando la incertidumbre combinada de la medida por el factor de cobertura K.

$$U_{\text{expandida de la medida}} = u_{\text{combinada de medida}} \cdot K$$

Generalmente, si la calibración del equipo la ha realizado un laboratorio acreditado, la incertidumbre de calibración incluirá las contribuciones debidas a la repetibilidad, al patrón calibrado empleado en la calibración, a la resolución del equipo de medición, histéresis..., así como otras contribuciones relevantes del equipo de medición:

$$u_{\text{combinada de calibración}}^2 = (S/\sqrt{n})^2 + (U_o/K_o)^2 + (q/2\sqrt{3})^2 + (\delta x/2\sqrt{3})^2 + (D_{\text{patrón}}/\sqrt{3})^2 + \text{otras contribuciones relevantes del equipo de medición} = (U_{\text{expandida de calibración}}/K)^2$$

Por tanto, las contribuciones que no se han determinado durante el proceso de calibración del equipo y cuya influencia se considera significativa en el proceso de medición serán las debidas a la falta de repetibilidad, la deriva del equipo, efecto de la temperatura..., más otras contribuciones relevantes del proceso de medición:

$$\sum u_{\text{combinada de las contribuciones no determinadas en la calibración del equipo}}^2 = \sigma^2 + (\sigma_{n-1}/\sqrt{m})^2 + (X(T+)-X(T-)/2\sqrt{3})^2 + (D_{\text{equipo}}/\sqrt{3})^2 + \text{otras contribuciones relevantes del proceso de medición}$$

Dada la tipología de equipos empleados en el cálculo de las cantidades de combustibles y materiales consumidos (básculas de camiones, medidores de caudal de gas, conversores PTZ...), podemos considerar que las contribuciones más significativas a la incertidumbre de la medida son las debidas a la falta de repetibilidad y a la deriva del equipo, siendo despreciables el resto de las contribuciones:

$$\sum u_{\text{combinada de las contribuciones no determinadas en la calibración del equipo}}^2 = (\sigma_{n-1}/\sqrt{m})^2 + (D_{\text{equipo}}/\sqrt{3})^2$$



Por tanto, la expresión de la incertidumbre de la medida sería finalmente:

$$U_{\text{combinada de la medida}}^2 = (U_{\text{expandida de calibración}}/K)^2 + (\sigma_{n-1}/\sqrt{m})^2 + (D_{\text{equipo}}/\sqrt{3})^2$$

$$U_{\text{expandida de la medida}} = U_{\text{combinada de medida}} \cdot K$$

Vamos a detallar como se estiman las contribuciones debidas a la falta de repetibilidad y a la deriva del equipo de medición.

Falta de repetibilidad en el proceso de medición

En el proceso de medición de un mensurando se realizan “m” repeticiones de la medida sobre éste (L_i , $i=1 \dots m$), siendo el “valor medido” la media de las “m” repeticiones de la medida realizadas ($L = L_i / m$). Este número de repeticiones “m” puede no coincidir con el número de repeticiones “n” efectuadas durante el ensayo de repetibilidad realizado en el proceso de calibración del equipo ($m < n$). Por tanto, existe una contribución a la incertidumbre debida a la falta de repetibilidad en el proceso de medida. La contribución a la incertidumbre de calibración se expresa mediante el siguiente término:

$$U_{\text{falta de repetibilidad}} = \sigma_{n-1} / \sqrt{m}$$

Donde:

- σ_{n-1} : Desviación típica muestral (obtenida del ensayo de repetibilidad en el certificado de calibración).
- m: número de medidas realizadas. Generalmente, en los procesos industriales se realiza una única medida sobre el mensurando ($m=1$) coincidiendo el “valor medido” con la lectura del equipo de medición.

Deriva

Se entiende por deriva la pérdida de la calidad metrológica de un equipo. Esta pérdida de la calidad metrológica puede evidenciarse como un aumento de la incertidumbre de calibración del equipo con el tiempo.

La contribución debida a la deriva puede obtenerse a partir del histórico de calibraciones del equipo a través de la diferencia entre las incertidumbres de calibración al principio y final del periodo considerado por la organización o bien, si no se dispone de otra información, a partir del error máximo permitido (EMP) para el equipo. La contribución a la incertidumbre de calibración se expresa mediante el siguiente término:

$$u_{\text{deriva}} = \text{Deriva}/\sqrt{3} \text{ ó } \text{EMP}/\sqrt{3}$$



Expresión de la incertidumbre expandida de la medida

Una vez analizadas las contribuciones a la incertidumbre combinada de la medida, podemos expresarla como:

$$U_{\text{combinada de la medida}}^2 = (U_{\text{expandida de calibración}} / K)^2 + (\sigma_{n-1} / \sqrt{m})^2 + (\text{Deriva} / \sqrt{3} \text{ ó EMP} / \sqrt{3})^2$$
$$U_{\text{expandida de la medida}} = U_{\text{combinada de la medida}} \cdot K$$

Contribución por corrección no realizada

Ya se ha comentado que, en todo proceso de medida, hay que corregir el valor medido obtenido L con la corrección correspondiente ΔX_c , obteniéndose el llamado valor medido corregido $L_c = L + \Delta X_c$. No obstante, si la corrección del valor medido no se realiza (lo habitual en procesos industriales), la ausencia de corrección debe considerarse como una contribución más a la incertidumbre de la medida. Esta contribución se expresa con el siguiente término:

$$u_{\text{corrección no realizada}} = \Delta X_c / \sqrt{3}$$

Por tanto, si el valor medido no se corrige, se incorpora una nueva contribución a la incertidumbre combinada de medida quedando:

$$U_{\text{combinada de la medida}}^2 = (\Delta X_c / \sqrt{3})^2 + (U_{\text{expandida de calibración}} / K)^2 + (\sigma_{n-1} / \sqrt{m})^2 + (\text{Deriva} / \sqrt{3} \text{ ó EMP} / \sqrt{3})^2$$
$$U_{\text{expandida de la medida}} = U_{\text{combinada de la medida}} \cdot K$$

En resumen:



Tabla 36. Expresiones de la incertidumbre de la medida

<p>Incertidumbre de la medida si se aplica la corrección</p> <p>$L + \Delta X_c \pm U_{\text{expandida de la medida}}$</p>
<p>$u_{\text{combinada de la medida}}^2 = (U_{\text{expandida de calibración}}/K)^2 + (\sigma_{n-1}/\sqrt{n})^2 + (D_{\text{deriva}}/\sqrt{3} \text{ ó } EMP/\sqrt{3})^2$</p> <p>$U_{\text{expandida de la medida}} = u_{\text{combinada de medida}} \cdot K$</p>
<p>Incertidumbre de la medida si no se aplica la corrección</p> <p>$L + \Delta X_c \pm U_{\text{expandida de la medida}}$</p>
<p>$u_{\text{combinada de la medida}}^2 = (\Delta X_c \sqrt{3})^2 + (U_{\text{expandida de calibración}}/K)^2 + (\sigma_{n-1}/\sqrt{n})^2 + (D_{\text{deriva}}/\sqrt{3} \text{ ó } EMP/\sqrt{3})^2$</p> <p>$U_{\text{expandida de la medida}} = u_{\text{combinada de medida}} \cdot K$</p>

Siendo el segundo caso el más usual dado que lo habitual en procesos industriales es no corregir la medida con la corrección.

Ley de propagación de incertidumbres

El valor de un mensurando se puede determinar mediante:

- **Medida directa:** Obtenida mediante un instrumento que, al aplicarlo sobre el mensurando, proporciona un valor del mismo en su escala o dispositivo indicador.
- **Medida indirecta:** Cuando la magnitud que queremos medir se obtiene a través de una relación funcional de otras medidas directas.

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_q)$$

La incertidumbre expandida de la medida de “y” en el punto donde se realiza la medida es:

$$U_y = \sqrt{ \sum_i (\partial f / \partial x_i)^2 U_{xi}^2 + \sum_i \sum_j (\partial f / \partial x_i) \cdot (\partial f / \partial x_j) U_{xi} \cdot U_{xj} \cdot r_{ij} }$$

Siendo:

- U_y : Incertidumbre expandida de la medida de y



- U_{x_i} : Incertidumbre expandida de la medida de x_i
- r_{ij} : Coeficiente de correlación entre las variables x_i y x_j . Dos variables están correlacionadas cuando el resultado de una de ellas depende del resultado de la otra. El grado de interdependencia entre ellas se mide a través del coeficiente de correlación. Variables independientes tienen un $r_{ij} = 0$.

A continuación se exponen varias reglas para el cálculo de la incertidumbre de la medida de una magnitud “y” que se determina a través de una relación funcional de otras medidas directas.

Variables independientes (incertidumbres no correlacionadas)

Tabla 37. Incertidumbres variables no correlacionadas

Relación funcional	Incertidumbre	
$y = x_1 + x_2 - x_3$	$U_y^2 = U_{x_1}^2 + U_{x_2}^2 + U_{x_3}^2$	(F1)
$y = x_1 \cdot x_2 \cdot x_3$	$(U_y / y)^2 = (U_{x_1} / x_1)^2 + (U_{x_2} / x_2)^2 + (U_{x_3} / x_3)^2$ $U_y (\%)^2 = U_{x_1} (\%)^2 + U_{x_2} (\%)^2 + U_{x_3} (\%)^2$	(F2)
$y = x_1 \cdot x_2 / x_3$	$(U_y / y)^2 = (U_{x_1} / x_1)^2 + (U_{x_2} / x_2)^2 + (U_{x_3} / x_3)^2$ $U_y (\%)^2 = U_{x_1} (\%)^2 + U_{x_2} (\%)^2 + U_{x_3} (\%)^2$	(F3)

Variables correlacionadas (incertidumbres interdependientes)

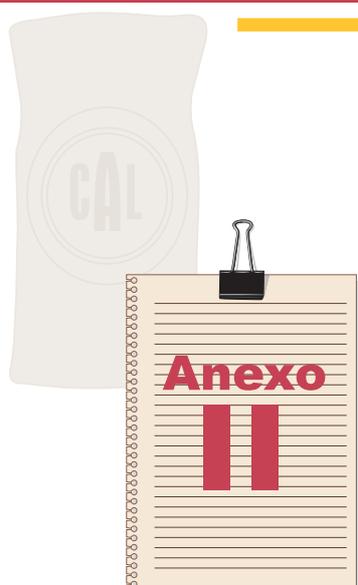
Tabla 38. Incertidumbres variables interdependientes

Relación funcional	Incertidumbre	
$y = x_1 + x_2 - x_3$	$U_y = U_{x_1} + U_{x_2} - U_{x_3}$	(F4)
$y = x_1 \cdot x_2 / x_3$	$(U_y / y) = (U_{x_1} / x_1) + (U_{x_2} / x_2) - (U_{x_3} / x_3)$ $U_y (\%) = U_{x_1} (\%) + U_{x_2} (\%) - U_{x_3} (\%)$	(F5)

Nota: Las incertidumbres U_y y U_{x_i} recogidas en las tablas anteriores son incertidumbres expandidas y expresadas en valores absolutos.

Si dividimos la incertidumbre en valor absoluto por el valor medido de la magnitud, se obtendrá la incertidumbre en valor relativo. Es decir, U_y / y y U_{x_i} / x_i son incertidumbres expandidas expresadas en valor relativo en tanto por uno.

Si multiplicamos las incertidumbres expandidas en tanto por uno por 100, se expresarán en %.



Certificado de calibración de una báscula puente

En el presente Anexo se calculará la incertidumbre asociada al proceso de medida de una cantidad de combustible o material a partir de la información contenida en un certificado de calibración de una báscula puente.

Se trata de determinar cuál es la corrección, la incertidumbre de calibración del equipo y las otras contribuciones a la incertidumbre debidas a aquellas condiciones del proceso de medida que son diferentes de las condiciones en las que se realizó la calibración del equipo, todo ello de acuerdo a lo indicado en el *Anexo I. Incertidumbre de la medida*.

En nuestro ejemplo, la báscula puente se emplea para determinar la cantidad de combustible o material que se descarga en una instalación. Para ello, se pesa el camión lleno en la entrada a las instalaciones (peso del orden de los 40.000 kg) y el camión vacío a la salida de las instalaciones (peso del orden de los 20.000 kg), siendo la diferencia de pesadas la cantidad de combustible o material descargado.

Incertidumbre de calibración del equipo

Esta información se obtiene del apartado 7.- *Incertidumbre expandida y factor de cobertura* del certificado de calibración adjunto al final del presente anexo:

Tabla 39. Incertidumbre expandida y factor de cobertura del certificado de calibración

	1º PUNTO kg	2º PUNTO kg	3º PUNTO kg	4º PUNTO kg	5º PUNTO kg	6º PUNTO kg	7º PUNTO kg	8º PUNTO kg	9º PUNTO kg
Valor de referencia:	2.000	6.000	10.000	14.000	19.999	22.392	28.392	34.392	40.391
U_{cal} :	14	14	16	14	14	27	27	27	28
K:	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Corrección (error sistemático)

El valor de la corrección se obtiene del apartado 4.- *Resultado de la prueba del error de indicación /carga y descarga* del certificado de calibración que se adjunta al final del presente anexo:



Tabla 40. Resultado de la prueba del error de indicación /carga y descarga del certificado de calibración

	1º PUNTO kg	2º PUNTO kg	3º PUNTO kg	4º PUNTO kg	5º PUNTO kg	6º PUNTO kg	7º PUNTO kg	8º PUNTO kg	9º PUNTO kg
Valor de referencia:	2.000	6.000	10.000	14.000	19.999	22.392	28.392	34.392	40.391
Indicación del instrumento:	2.000	6.000	10.000	14.000	20.000	22.393	28.400	34.400	40.400
Corrección:	0	0	0	0	-1	-1	-8	-8	-9

Deriva

Vamos a suponer que sólo tenemos un certificado de calibración, de manera que no se puede determinar la deriva como la diferencia entre la incertidumbre de calibración de dos certificados consecutivos. Por tanto, recurrimos a determinar el EMP para la báscula del ejemplo:

Según la UNE-EN 45501, el error máximo permitido (EMP) de la báscula del ejemplo, tratándose de una báscula de clase III, es:

Tabla 41. EMP según la UNE EN 45501

Nominales	EMP
0 - 10.000	± 20 kg
10.000 - 40.000	± 40 kg
40.000 - 200.000	± 60 kg

Las pesadas de los camiones a la entrada/salida de las instalaciones estarán en los entornos de los puntos de calibración de 20.000 kg (camión vacío) y 40.000 kg (camión lleno). Por tanto, el EMP es de 40 kg.

Nota: En algunos certificados de calibración se aporta el dato del EMP.

Falta de repetibilidad

La desviación típica muestral se obtiene del apartado 3.- *Resultado de la prueba de repetibilidad* del certificado de calibración adjunto al final del presente anexo. Esta es:



Tabla 42. Resultado de la prueba de repetibilidad del certificado de calibración

	1º PUNTO kg	2º PUNTO kg	3º PUNTO kg
Valor nominal	1.000	20.000	40.391
Indicación media	1.000	20.000	40.400
Desviación típica	0	0	0

Incertidumbre de la medida

Vamos a suponer que la organización:

- No corrige las pesadas de los camiones que entran o salen. Por tanto, se debe considerar como una contribución más a la incertidumbre la debida a la **corrección no realizada**.
- Sólo se realiza una única pesada por cada camión que entra o sale en las instalaciones. Por tanto, **m=1**

La expresión de la incertidumbre de la medida a emplear es:

$$U_{\text{combinada de la medida}}^2 = (\Delta X_c / \sqrt{3})^2 + (U_{\text{expandida de calibración}} / K)^2 + (\sigma_{n-1} / \sqrt{m})^2 + (\text{Deriva} / \sqrt{3} \text{ ó EMP} / \sqrt{3})^2$$

$$U_{\text{expandida de la medida}} = U_{\text{combinada de la medida}} \cdot K$$

Las pesadas de los camiones estarán en los entornos de los puntos de calibración de 20.000 kg (camión vacío) y 40.000 kg (camión lleno). Vamos a determinar la incertidumbre de la medida en esos dos puntos.

- **20.000 kg:**

$$U_{\text{combinada de la medida}} = \sqrt{[(-1/\sqrt{3})^2 + (14/2)^2 + (0/\sqrt{1})^2 + (40/\sqrt{3})^2]} = \pm 24,14 \text{ kg}$$

$$U_{\text{expandida de la medida}} = 24,14 \cdot 2 = \pm 48,28 \text{ kg}$$

$$U_{\text{expandida de la medida}} (\%) = (\pm 48,28 / 19.999) \cdot 100 = \pm 0,24\%$$

- **40.000 kg:**

$$U_{\text{combinada de la medida}} = \sqrt{[(-9/\sqrt{3})^2 + (28/2)^2 + (0/\sqrt{1})^2 + (40/\sqrt{3})^2]} = \pm 27,50 \text{ kg}$$



$$U_{\text{expandida de medida}} = 27,50 \cdot 2 = \pm 55,00 \text{ kg}$$

$$U_{\text{expandida de la medida}} (\%) = (\pm 55,00 / 40.391) \cdot 100 = \pm 0,14\%$$

Como se ha comentado anteriormente, la cantidad de combustible o material descargado, se calculará mediante la diferencia de pesadas del camión lleno en la entrada a las instalaciones y el camión vacío a la salida de las instalaciones. Si consideramos que las variables son independientes (incertidumbres no correlacionadas), la incertidumbre de la medida se calculará como:

$$U(\%) = \sqrt{(U_{\text{expandida camión vacío}} (\%))^2 + (U_{\text{expandida camión lleno}} (\%))^2}$$

$$U(\%) = \sqrt{(0,24^2 + 0,14^2)} = \pm 0,28\%$$

Nota: Si alguno de los datos necesarios para determinar la incertidumbre de la medida no aparecieran en el certificado de calibración del equipo, sería interesante contactar con el proveedor del servicio de calibración contratado para que le proporcionase los datos necesarios.



Certificado de calibración de la báscula puente

 CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN Certificate of Calibration	
Número Number	Rev: 0
Página Page	1 de 5 Pages
<div style="border: 2px solid red; padding: 5px; display: inline-block;"> Laboratorio de calibración acreditado por ENAC </div>	
OBJETO Object	BASCULA PUENTE
MARCA Mark	METTLER TOLEDO
MODELO Model	BP-3000
IDENTIFICACIÓN Identification	-----/4335005-4ZU
SOLICITANTE Solicitant	
FECHA/S DE CALIBRACIÓN Date/s of calibration	28/02/2008
Signatario/s autorizado/s Authorized signatory/ies	Fecha de emisión Date of issue
	31/03/2008
Director Técnico	
<small>Este certificado se emite de acuerdo con las condiciones de la acreditación concedida por ENAC que ha comprobado las capacidades del laboratorio y su conformidad a patrones nacionales e internacionales.</small>	



INSTRUMENTO DE PESAJE	
Tipo de instrumento:	BASCULA PUENTE
Fabricante:	METTLER TOLEDO
Lugar de ubicación:	[Redacted]
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	
Clase de precisión:	I II X III IIII
Alcance máximo (Max): 60 000 kg Alcance mínimo (min): 1 000 kg No. de escalones (n): 3 000	Resolución (d): 20 kg Salto de escala o escalón: 20 kg
Dispositivo receptor:	Clase III
a) Tipo: Hormigón c) Dimensiones: Largo: 17 m Ancho: 3 m Diámetro: —	b) Instalación: Empotrada
d) Identificación: Marca: METTLER TOLEDO Modelo: BP-3000 No. de serie/ código: /4335005-4ZU	
Dispositivo transmisor:	
a) No. de apoyos: 8 c) Célula de carga: No. de células: 8 Modelo: 0760 METTLER Capacidad nominal: 22,5 t	b) Tipo: Células de carga
Dispositivo indicador:	
a) Tipo: Electrónico	b) Identificación: Marca: METTLER TOLEDO Modelo: 8530 No. de serie/ código: 4335005-4ZU



1.- EQUIPOS EMPLEADOS Y TRAZABILIDAD

Los equipos de medida y las pesas patrón utilizadas en la calibración, tienen garantizada su trazabilidad a través de los laboratorios reconocidos por ENAC.

1.1.- Pesas patrón

	Código	Clase OIML	Certificado	Pesas utilizadas dentro del juego
X	PT001	M1	C-M-001/08	De 628 a 632
	PT002	M1	C-M-002/08	
	PT003	M1	C-M-003/08	
	PT004	M12	C-M-004/08	
X	PT005	M12	C-M-005/08	De 1171 a 1180
	PT006	M1	C-M-006/08	
	PT007	M1	C-M-007/08	
	PT008	M1	C-M-008/08	
	PT009	M1	C-M-009/08	
	PT010	F1	C07289601	
	PT011	M1	C-M-010/08	
	PT012	M1	C-M-011/08	
	PT013	F2	C-M-012/08	
	PT014	M1	C-M-013/08	
	PT015	M1	C-M-014/08	
	PT016	M1	C-M-015/08	

1.2.- Equipo de medida de las condiciones ambientales

X T-002 Termohigrómetro digital MOD. 608-H2 30012644 Certificado no. 35064
 T-005 Termohigrómetro digital MOD. 608-H1 Certificado no. 36006

- 1* Las pruebas efectuadas en esta calibración se han realizado según el procedimiento TE-PB-03.
- 2* Los resultados suministrados en el presente certificado, se refieren al instrumento reseñado en la página 2 y no puede ser aplicados a ningún otro instrumento, aunque se trate del mismo modelo y tipo.
- 3* La Incertidumbre expandida se ha obtenido multiplicando la incertidumbre típica por el factor de cobertura k que, para una distribución de t Student con ν ef grados efectivos de libertad, corresponde a una probabilidad de cobertura aproximada del 95%. La incertidumbre típica de medida se ha determinado conforme al documento EA-4/02.
- 4* Corrección: cantidad a sumar algebraicamente a la lectura del instrumento para obtener el valor convencionalmente verdadero



2- RESULTADO DE LA PRUEBA DE EXCENRICIDAD

El objeto de esta prueba es comprobar los resultados que se obtienen al colocar la misma carga modificando el punto de aplicación.

Temperatura inicial: 23,5 °C
Humedad inicial: 36,2%

Temperatura final: 23,0 °C
Humedad final: 38,6%

Valor nominal de la prueba de excentricidad:	12000 kg
Resultado de la prueba de excentricidad:	14 kg

3- RESULTADO DE LA PRUEBA DE REPETIBILIDAD

El objeto de esta prueba es evaluar para cada punto de carga el grado de repetibilidad del instrumento de pesaje.

Temperatura inicial: 23,1 °C
Humedad inicial: 38,5%

Temperatura final: 23,5 °C
Humedad final: 37,9%

	1º PUNTO kg	2º PUNTO kg	3º PUNTO kg
Valor nominal:	1000	20000	40391
Indicación media:	1000	20000	40400
Desviación típica:	0	0	0

Desviación típica σ_{n-1}

4- RESULTADO DE LA PRUEBA DEL ERROR DE INDICACIÓN (carga y descarga)

El objeto de esta prueba es obtener la corrección del instrumento de pesaje mediante la indicación de ésta y un valor de referencia conocido.

Temperatura inicial: 23,6 °C
Humedad inicial: 38,2%

Temperatura final: 23,2 °C
Humedad final: 38,5%

	1º PUNTO kg	2º PUNTO kg	3º PUNTO kg	4º PUNTO kg	5º PUNTO kg
Valor de referencia:	2000	6000	10000	14000	19999
Indicación del instrumento:	2000	6000	10000	14000	20000
Corrección:	0	0	0	0	-1

Temperatura inicial: 23,2 °C
Humedad inicial: 38,3%

Temperatura final: 23,5 °C
Humedad final: 37,9%

Corrección ΔX_e

	6º PUNTO kg	7º PUNTO kg	8º PUNTO kg	9º PUNTO kg
Valor de referencia:	22392	28392	34392	40391
Indicación del instrumento:	22393	28400	34400	40400
Corrección:	-1	-8	-8	-9



5.- LASTRE

Masa Real del lastre =	20392 kg
Incertidumbre combinada =	10 kg

6.- CREEP

Temperatura inicial: 23,5 °C
 Humedad inicial: 37,9%

Temperatura final: 23,7 °C
 Humedad final: 37,4%

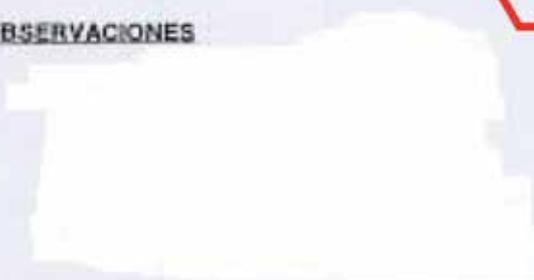
Resultado de la prueba de creep :	4 kg
-----------------------------------	------

7.- INCERTIDUMBRE EXPANDIDA Y FACTOR DE COBERTURA

	1º PUNTO kg	2º PUNTO kg	3º PUNTO kg	4º PUNTO kg	5º PUNTO kg
U :	14	14	14	14	14
k :	2	2	2	2	2

	6º PUNTO kg	7º PUNTO kg	8º PUNTO kg	9º PUNTO kg
U :	27	27	27	28
k :	2	2	2	2

8.- OBSERVACIONES



Incertidumbre expandida de calibración del equipo U y factor de cobertura K

Los resultados contenidos en el presente certificado se refieren al momento y condiciones en que se realizaron las mediciones.
 El laboratorio que lo emite no es responsable de los perjuicios que puedan derivarse de la utilización de los datos aquí suministrados.
 Este certificado no puede ser reproducido parcialmente sin la autorización por escrito del laboratorio que lo emite.
 The results of this certificate refer to the moment and conditions in which the measurements were made. The issuing laboratory
 is not responsible for the damages that may arise from the use of the data provided here.





Certificado de calibración de un contador de gas natural y de un conversor PTZ

En el presente Anexo se pretende identificar, a partir de la información contenida en el certificado de calibración de un contador de gas natural y en el certificado de verificación de un conversor PTZ, la información necesaria para conocer la incertidumbre asociada al proceso de medida del volumen de gas natural consumido en una instalación en condiciones normales (en las condiciones en las que se proporciona el valor del PCI del gas natural).

El suministro de gas natural se realiza normalmente a través de una Estación de Regulación y Medida (ERM). En la ERM existe un medidor de caudal (caudalímetro) que registra el consumo de gas natural en las condiciones de presión, temperatura y compresibilidad de suministro ($V_{\text{caudalímetro}}$). Esta medición del consumo hay que convertirlas a las condiciones de presión, temperatura y compresibilidad en las que se proporciona el PCI del gas consumido (condiciones normales). Esta conversión se realiza a través de un equipo denominado conversor PTZ que, en función de la presión, temperatura y compresibilidad del gas en las condiciones de suministro calcula un factor de conversión (FC), que multiplicado por el consumo registrado por el caudalímetro proporciona el consumo (V) en condiciones normales:

$$V [\text{Nm}^3] = V_{\text{caudalímetro}} [\text{m}^3(\text{condiciones de suministro})] * FC [\text{Nm}^3 / \text{m}^3(\text{condiciones de suministro})]$$

Las variables $V_{\text{caudalímetro}}$ y FC son no correlacionadas (variables independientes). Por tanto, aplicando la ley de propagación de incertidumbres (fórmula F2 del *Anexo I. Incertidumbre de la medida*), la incertidumbre del consumo de gas natural es, en valor relativo:

$$U_V (\%) = \sqrt{ (U_{\text{expandida caudalímetro}} (\%))^2 + (U_{\text{expandida conversor}} (\%))^2 }$$

Siendo:

- $U_V (\%)$: Incertidumbre expandida de la medida del consumo de gas natural en condiciones normales, expresada en valor relativo.
- $U_{\text{expandida caudalímetro}} (\%)$: Incertidumbre expandida de la medida realizada con el caudalímetro de gas natural, expresada en valor relativo.
- $U_{\text{expandida conversor}} (\%)$: Incertidumbre expandida de la medida realizada con el conversor PTZ, expresada en valor relativo.



Por tanto, para conocer la Incertidumbre expandida de la medida del consumo de gas natural en condiciones normales habrá que determinar los valores de $U_{\text{expandida caudalímetro}} (\%)$ y de $U_{\text{expandida conversor}} (\%)$. Esta determinación se realizará a partir de la información contenida en el certificado de calibración del caudalímetro de gas natural y en el certificado de verificación del conversor PTZ.

Suponemos que el caudal medio consumido por la instalación es de $600 \text{ m}^3/\text{h}$ y el Q_{max} del caudalímetro es $2.500 \text{ m}^3/\text{h}$.

U expandida caudalímetro (%)

Vamos a determinar la incertidumbre de la medida del volumen consumido a partir de la información contenida en el certificado de calibración de caudalímetro que se adjunta.

Se trata de determinar cuál es la corrección, la incertidumbre de calibración del equipo y las otras contribuciones a la incertidumbre debidas a aquellas condiciones del proceso de medida que son diferentes de las condiciones en las que se realizó la calibración del equipo, todo ello de acuerdo a lo indicado en el *Anexo I. Incertidumbre de la medida*.

Incertidumbre de calibración del equipo y corrección

En el caso del certificado de calibración adjunto, el valor de la corrección y de la incertidumbre de calibración del caudalímetro se obtienen del apartado 5.- *Resultados obtenidos*.

Tabla 43. Valor de la corrección y de la incertidumbre de calibración del caudalímetro

Caudal Real (m^3/h)	Volumen Referencia (m^3)	Volumen Mesurando (m^3)	Error Mesurando (%)	Incertidumbre (%)	Factor de Cobertura
2524,90	80,548	80,000	-0,68	1,45	2,00
1743,16	60,364	60,000	-0,60	1,46	2,00
996,17	30,130	60,000	-0,43	1,45	2,00
624,92	20,084	20,000	-0,42	0,43	2,13
252,33	9,996	10,000	0,04	0,83	2,87
129,65	9,969	10,000	0,31	0,72	2,65

Suponemos que la instalación no corrige las lecturas del caudalímetro del gas consumido y, por tanto, se debe considerar como una contribución más a la incertidumbre la debida a la corrección no realizada.



Deriva

Vamos a suponer que solo tenemos un certificado de calibración, de manera que no se puede determinar la deriva como la diferencia entre la incertidumbre de calibración de dos certificados consecutivos. Por tanto, recurrimos a determinar el Error Relativo Máximo Permitido (ERMP) para el caudalímetro:

De acuerdo a los requisitos legislativos existentes, el Error Relativo Máximo Permitido (ERMP) es:

Tabla 44. Error Relativo Máximo Permitido

Caudales	Error Relativo Máximo Permitido (ERMP)
Caudales inferiores al 20% del caudal máximo	± 2%
Caudales superiores al 20% del caudal máximo	± 1%

El Q_{\max} del caudalímetro es 2.500 m³/h, por tanto el 20% del Q_{\max} es 500 m³/h. Se observa que el caudal medio (600 m³/h) > 20% del Q_{\max} es (500 m³/h). Por tanto, el error relativo máximo admitido (ERMP) es de ± 1%.

Falta de repetibilidad en el proceso de medición

Se considera despreciable si se emplea el error relativo máximo permitido en la deriva.

Incertidumbre de la medida

$$U_{\text{combinada de la medida}} = \sqrt{[(\Delta X_c / \sqrt{3})^2 + (U_{\text{expandida de calibración del equipo}} / K)^2 + (\text{ERMP} / \sqrt{3})^2]}$$

$$U_{\text{expandida de la medida}} = U_{\text{combinada de la medida}} \cdot K$$

Si calculamos la incertidumbre de la medida para cada uno de los puntos de calibración:

Tabla 45. Incertidumbre expandida del caudalímetro

Caudal Real (m ³ /h)	Volumen Referencia (m ³)	Volumen Mesurando (m ³)	Error Mesurando (%)	Incertidumbre (%)	Factor de Cobertura	ERMP (%)	Falta Repet.	u combinada (%)	u expandida (%)
2524,90	80,548	80,000	-0,68	1,45	2,00	1	-	1,01	2,01
1743,16	60,364	60,000	-0,60	1,46	2,00	1	-	0,99	1,99
996,17	30,130	60,000	-0,43	1,45	2,00	1	-	0,96	1,92
624,92	20,084	20,000	-0,42	0,43	2,13	1	-	0,66	1,40
252,33	9,996	10,000	0,04	0,83	2,87	1	-	0,65	1,85
129,65	9,969	10,000	0,31	0,72	2,65	1	-	0,66	1,76



Eligiendo el caso más desfavorable podemos dar un único dato de la incertidumbre para todo el rango de medida. Por tanto, se puede considerar que $\pm 2,01\%$ es la incertidumbre expandida de la medida proporcionada por el caudalímetro en todo el rango de medida.

U expandida conversor (%)

Los conversores de caudal normalmente no se calibran, se verifican. Por tanto, la información que se conoce del equipo es el error relativo del factor de conversión (corrección).

En general, los resultados del proceso de verificación se emplean para realizar la siguiente comprobación:

- Si el error relativo del factor de conversión es menor de 0,2%, se considera el equipo correcto.
- Si el error relativo del factor de conversión está comprendido entre 0,2% y 0,5%, el equipo se ajusta.
- Si el error relativo del factor de conversión es superior al 0,5%, el equipo se da de baja.

Vamos a ver cómo podemos obtener los datos necesarios para conocer la incertidumbre de la medida a partir del certificado de verificación del conversor que se adjunta.

Se trata de determinar cuál es la corrección, la incertidumbre de calibración del equipo y las otras contribuciones a la incertidumbre debidas a aquellas condiciones del proceso de medida que son diferentes de las condiciones en las que se realizó la calibración del equipo, todo ello de acuerdo a lo indicado en el *Anexo I. Incertidumbre de la medida*.

Incertidumbre de calibración del equipo

La incertidumbre de calibración del conversor se desconoce y se considera despreciable. El certificado de verificación del conversor PTZ no indica la incertidumbre del equipo en ningún punto del rango de verificación.

Corrección (error sistemático)

El valor de la corrección del conversor se obtiene de la tabla de resultados de la verificación.



Tabla 46. Valor de la corrección del conversor

e (C) %
0,05
0,02
-0,01
-0,01
0,01
0,01
0,00
0,00
0,00

La corrección será el máximo en valor absoluto de estos errores: 0,05%

Vamos a suponer que la instalación no corrige las lecturas del conversor, con lo cual se debe considerar la contribución a la incertidumbre debido a la corrección no realizada.

Deriva

La deriva se suele considerar como error relativo máximo permitido en la verificación en servicio (ver UNE 12405). Se estima la deriva como el límite máximo de aceptación del error relativo del conversor: 0,5%

Falta de repetibilidad en el proceso de medición

Se considera despreciable si se emplea la tolerancia máxima permitida en la deriva.

Incertidumbre de medida

$$u_{\text{combinada de la medida}} = \sqrt{[(\Delta X_c / \sqrt{3})^2 + (\text{tolerancia máxima permitida} / \sqrt{3})^2]}$$

$$U_{\text{expandida de la medida}} = u_{\text{combinada de la medida}} \cdot K$$

$$u_{\text{combinada de la medida}} = \sqrt{[(0,05 / \sqrt{3})^2 + (0,5 / \sqrt{3})^2]} = \pm 0,29\%$$

$$U_{\text{expandida de la medida}} = 0,29 \cdot 2 = \pm 0,58\%$$



U expandida de la medida del consumo de gas natural en Nm³ (%)

Por tanto, la incertidumbre expandida de la medida del consumo de gas natural en Nm³ es:

$$U_V (\%) = \sqrt{ (U_{\text{expandida caudalímetro}} (\%)^2 + U_{\text{expandida conversor}} (\%)^2)}$$

$$U_V (\%) = \sqrt{ (2,01^2 + 0,58^2) } = \pm 2,09\%$$

Por tanto, consideramos que $\pm 2,09\%$ es la incertidumbre expandida de la medida del consumo de gas natural en Nm³ en todo el rango de medida.

Nota: Si alguno de los datos necesarios para determinar la incertidumbre de la medida no aparecieran en el certificado de calibración/verificación de los equipos, sería interesante contactar con el proveedor del servicio de calibración/verificación contratado para que le proporcionase los datos necesarios.



Certificado de calibración del caudalímetro

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

Certificate of Calibration

Número:

Number

Página 1 de 4 páginas

Page 1 of 4 pages



Grupo Gas Natural

**UNIDAD MÓVIL DE VERIFICACIÓN DE
CONTADORES INDUSTRIALES Nº**

INSTRUMENTO:

Instrument

Contador de gas

FABRICANTE:

Manufacturer

SCHLUMBERGER

MODELO:

Model

FLUXI2200

NÚMERO DE SERIE:

Serial Number

PETICIONARIO:

Customer

FECHA DE CALIBRACIÓN:

Date of calibration

Signatario/s autorizado/s

Authorized signatories

Fecha de emisión:

Date of issue

Responsable de Unidades de Verificación

Este certificado no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación por escrito del Laboratorio que lo emite

This certificate may not be partially reproduced, except with the prior written permission of the issuing laboratory.



CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

Certificate of Calibration

Número:

Number

Página 2 de 4 páginas

Page 2 of 4 pages

Sello del Laboratorio

Laboratory Stamp

1.- Datos del Medurando:

Tipo: Turbina	Tamaño: G-1600	Presión máx (bar): 16
Q máx (m ³ /h): 2500,00	Q mín (m ³ /h): 130,00	K (Imp/m ³): 0,10
Localización:		
Unidad de Medida: N/A	Línea: N/A	
Lectura totalizador inicio (m ³): 1204435		final (m ³): 1204684

2.- Datos de los Patrones:

Tipo	Marcá	Modelo	Tamaño	Número Serie
Turbina	Instromet	SM-RI-X-L	G-400	67621
Turbina	Instromet	SM-RI-X-L	G-2500	67623

3.- Condiciones previas de calibración:

Previo a la calibración, el contador se ha sometido a la temperatura, como mínimo 12 horas, en condiciones ambientales estables de (20±1) °C. Igualmente, se ha tenido en marcha a Q_{máx}, al menos 30 minutos.

4.- Calibración:

El procedimiento de calibración aplicado es PT/02.

El medio de calibración es aire a presión atmosférica a la temperatura de la Unidad.

El caudal de aire que circula por el contador se obtiene por comparación con contadores patrón, corrigiendo adecuadamente la presión y la temperatura, con los correspondientes transductores.

La presión en el contador está tomada en la posición Pr.

El emisor de impulsos utilizado ha sido: *Baja Frecuencia*

Los Equipos Patrones e instrumentos de medida utilizados tienen garantizada su trazabilidad a patrones nacionales y/o internacionales mediante los correspondientes Certificados de Calibración, emitidos por laboratorios acreditados y/o reconocidos por la ENAC.

This certificate may not be partially reproduced, except with the prior written permission of the issuing laboratory.



CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

Certificate of Calibration

Número:
Number

Página 3 de 4 páginas
Page 3 of 4 pages

Sello del Laboratorio
Laboratory Stamp

5.- Resultados obtenidos:

P.atm: 988,1 ($\pm 0,7$) mbar T.lab: 19,7 ($\pm 0,2$) °C

Caudal Real (m ³ /h)	Volumen Referencia (m ³)	Volumen Medurando (m ³)	Error Medurando (%)	Incertidumbre (%)	Factor de Cobertura
2524,90	80,548	80,000	-0,68	1,45	2,00
1743,16	60,364	60,000	-0,60	1,46	2,00
996,17	30,130	30,000	-0,43	1,45	2,00
624,92	20,084	20,000	-0,42	0,43	2,13
252,33	9,996	10,000	0,04	0,83	2,87
129,65	9,969	10,000	0,31	0,72	2,65

$$\text{Error Medurando} = \frac{\text{Volumen Medurando} - \text{Volumen Referencia}}{\text{Volumen Referencia}} \times 100$$

6.- Observaciones:

Se ha comprobado la constante en A.F./B.F., $K = 0,1$ Imp/m³.

La incertidumbre en la obtención del Volumen de Referencia, a 1,01 msyc de: 1,46 %.

El error medio ponderado del contador, según OIML R32 (Edición de

La incertidumbre expandida de la medida se ha obtenido multiplicando la incertidumbre típica de medida por el factor k que corresponde a una probabilidad de cobertura de aproximadamente el 95,5%, según una distribución de t de Student en función de los grados de libertad efectivos obtenidos en cada punto.

Este certificado expresa fielmente el resultado de las medidas realizadas.

Asimismo, los valores e incertidumbres asignadas corresponden al momento y condiciones de las medidas, no considerándose la estabilidad del contador a más largo plazo.

7.- Gráficos:

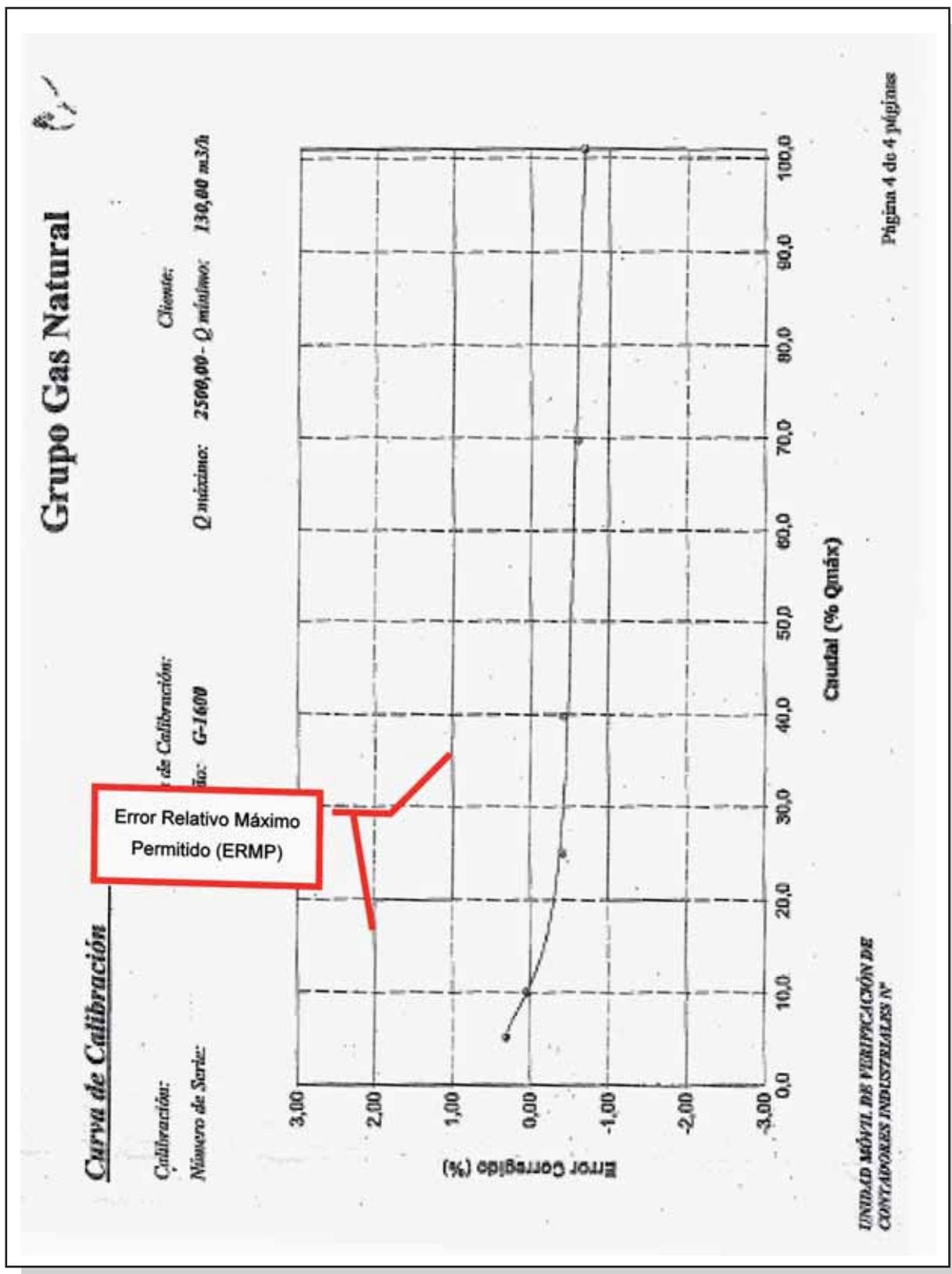
Página 4 de 4 páginas.

8.- Comentarios:

Los Equipos Patrones e instrumentos de medida utilizados tienen garantizada su trazabilidad a patrones nacionales y/o internacionales mediante los correspondientes Certificados de Calibración, emitidos por laboratorios acreditados y/o reconocidos por la ENAC.

This certificate may not be partially reproduced, except with the prior written permission of the issuing laboratory.

Incertidumbre de calibración del equipo U, factor de cobertura K y corrección ΔX_c





Certificado de calibración del conversor PTZ

CERTIFICADO DE VERIFICACIÓN

Número:

LABORATORIO CONVERSORES DE VOLUMEN DE GAS

Producto aprobado por
Acta de aprobación Num. de Fecha , en cumplimiento a la norma

1.- Equipos patrones

Banco de calibración

- Generador de presión modelo PCC2+ N° MEAT.0067
- Multímetro de precisión asociado a sonda de temperatura PT 100 N° 076 362
- Calibrador FLUKE n° 406 354
- Multímetro de precisión para simulación de sondas PT 1000 por variación de resistencias N° 076 362

Los equipos patrones e instrumentos de medida utilizados, tienen garantizada su trazabilidad a patrones nacionales y/o internacionales mediante los correspondientes certificados de calibración, emitidos por laboratorios acreditados y/o reconocidos por COFRAC.

2.- Condiciones de la calibración

- Todos los ensayos se han realizado en las condiciones establecidas en la norma EN 12405

3.- Resultados de la calibración

- Los errores obtenidos en la prueba, se encuentran dentro de los márgenes admisibles para conversores electrónicos de volumen de gas clase 0.5, según norma EN 12405 (Hoja 2)

4.- Comentarios

- Los equipos son programados en , personalizando cada uno de ellos para cada pedido de cliente. Estos datos de programación están reflejados como anexo a este escrito (Hoja 3).

Signatario/s autorizado/s

Fecha de emisión



Datum:

Bediener

Serial nr :

Index :

CODE	EICH	Zustand	HERSTELLER	Baujahr	TYP	Familie	Material	G-Gröss	DN	Justier-Rad
TZ100/G400	First cali	New	Aclaris	2005	Turbine	2100	GGG	G400	100	37;46

850

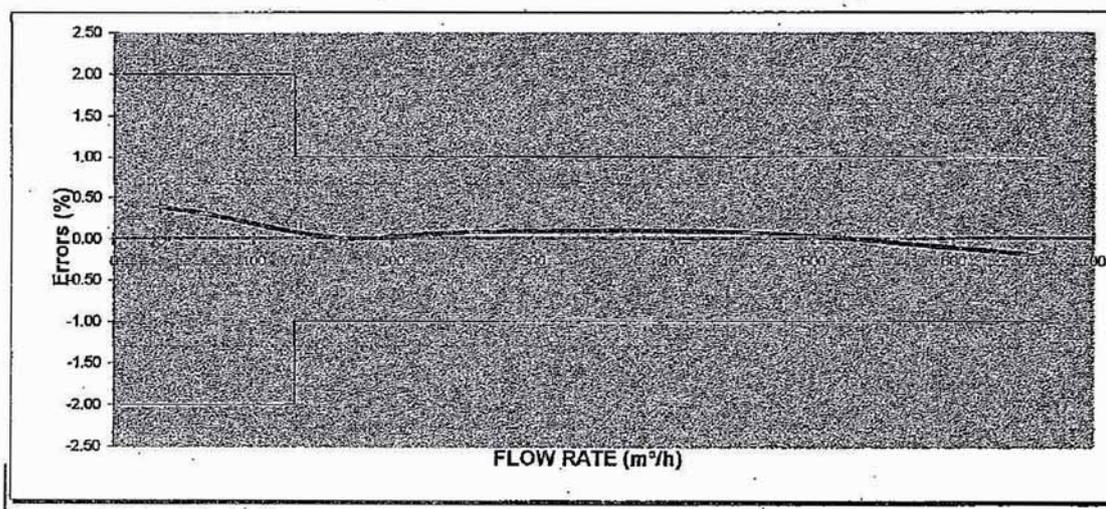
Vol:

M3

Unit : m3

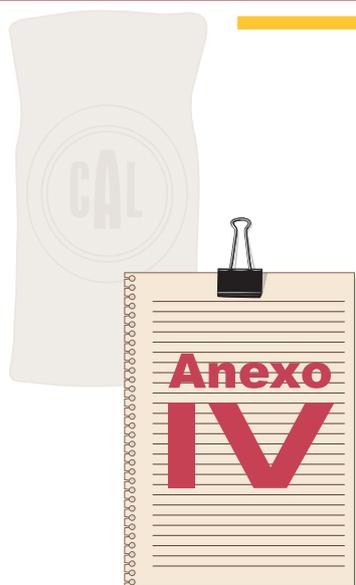
	State	Impulswert (dm ³ /Imp)	Impuls/m ³	Impulswert (CP/Imp)	Freq max (Hz)
RK/IF/BE	OK	1000.000000	1.000	35 3147248	0.18
Optical disk or MF	OK	39.940032	25.038	1 4104712	4.52
HF2					
HF3					
Other					

Calibration curve





LABORATORIO DE ENSAYOS METROLOGICOS																	
CERTIFICADO DE ENSAYOS - CORUS PTZ																	
Designación:						Fecha de Fabricación:											
Codificación: SC4AF0A0A1A			Aprobación: TC3493 - 19/02/2003			Versión Software CPU Ver: Ver0.71			Temp. Ambiente(-25°C; +55°C)								
Trazabilidad:						Versión Software I/O: Ver: V1.00											
Nº Serie CORUS:			SC05000002475			Nº serie CPU:			022020521119								
Transmisor de presión:			KB05050239			Nº serie carta I/O:			023020521357								
Rango de presión:			0.9-10 bars abs			Nº serie del display:			820AB0514793								
Fabricante del trans.de P.			Keller			Longitud del cable:			2.5 m								
Suministro:			Battery			Autonomía:			1825								
Sonda de Temperatura:			CB05040077			Código del País:			00								
Carta opcional			-			Tipo de cable BF:			Sin								
Coeficientes del Transmisor de presión:																	
Cp0=		-5.60973529E+00		Cp3=		8.98866358E-02		Cp6=		-8.02613845E-02							
Cp1=		4.73060328E+00		Cp4=		-3.65689811E-01		Cp7=		6.68755402E-03							
Cp2=		-1.13660646E+00		Cp5=		3.18784859E-01		Cp8=		-1.00100519E-04							
Cp9=		9.82296700E-05		Cp10=		-2.93117281E-05		Cp11=		2.80688596E-08							
Parámetros Metroológicos:																	
Fórmula		AGANX19-M		HSV		Dens. Rel. 0.619		Pmin		0.9							
Pbase (bar)		1.01325		%C		Corrección ΔX_c		Pmax		-10							
Tbase (K)		273.15		%N				Tmin		-10							
Peso de impulso (in)		1		%H				Tmax		50							
Periodo de conversión		20		Trd (K)				P unidad		bar							
Resultados de las pruebas:																	
Trd (K)	P (bar)	P Corus (bar)	T Corus (K)	Zz/Zb (%)	P Z/Zb CORUS	%H	Q1 Corus	exp. P (bar)	exp. T (K)	exp. Zb (%)	exp. V (m³)						
233.203	0.8927	0.8928	233.115	0.9961	0.9960	1.0330	1.0335	0.01	-0.04	-0.01	0.05						
233.203	3.1947	3.1943	233.124	0.9854	0.9854	3.7370	3.7376	-0.01	-0.03	0.00	0.02						
233.203	5.4799	5.4775	233.120	0.9746	0.9746	6.4810	6.4805	-0.04	-0.04	0.00	-0.01						
233.204	7.7669	7.7632	233.111	0.9637	0.9636	9.2900	9.2894	-0.05	-0.04	-0.01	-0.01						
233.204	10.0606	10.0573	233.120	0.9525	0.9525	12.1738	12.1745	-0.03	-0.04	0.00	0.01						
233.204	10.0606	10.0573	233.120	0.9525	0.9525	12.1738	12.1745	-0.03	-0.04	0.00	0.01						
273.255	10.0680	10.0650	273.164	0.9709	0.9709	10.2002	10.2006	-0.03	-0.03	0.00	0.00						
293.229	10.0687	10.0633	293.130	0.9771	0.9770	9.4445	9.4448	-0.03	-0.03	-0.01	0.00						
313.209	10.0698	10.0658	313.096	0.9818	0.9818	8.8022	8.8019	-0.04	-0.04	0.00	-0.00						
343.229	10.0687	10.0653	343.105	0.9870	0.9870	7.9887	7.9889	-0.03	-0.04	0.00	0.00						
Pruebas del Hardware:																	
On/Off Entrada 1			OK			Salida 1			OK								
On/Off Entrada 2			OK			Salida 2			OK								
Entrada Fraude			OK			Alim. Externa			OK								
						Entrada BF n°2			OK								
						Puerto Optico			OK								
						Puerto RS232			OK								
Pruebas de Control:																	
Alarm Pmin:			OK			Sonda T:			OK								
Alarm Pmax:			OK			Código país:			OK								
Alarm Tmin:			OK			Visualizador:			OK								
Alarm Tmax:			OK			Alarma "Reset"			OK								
Configuración parámetros:																	
Base datos activada			Hora inicio			08h			Día final mes			1					
Intervalo de registro:			60min			Tipo display			Avance			Indice display cero			Yes		
Formato compres.			Zb/Z			Cambio verano / invierno			Modo RS232								
Configuración Hardware:																	
On/Off Entrada 1:			inhabilita			Salida 1:			permite			Salida1 param.			1 m3		
On/Off Entrada 2:			inhabilita			Salida 2:			permite			Salida2 param.			10 m3		
Interruptor Prog.			OFF			Interruptor Cliente			ON			Entrada Fraude:			inhabilita		
Operador:						Inspección final						Fabricación Pila:			A1114720505		
						Fecha:						Número de certificado:					
												Laboratorio:					



Determinación del consumo de coque mediante evaluación de los cambios de existencias

El presente Anexo tiene por objeto mostrar, a través de la exposición de un ejemplo:

- Cómo se calcula el consumo de coque durante un periodo de notificación mediante evaluación de los cambios de existencias.
- Cómo se calcula la incertidumbre asociada a la determinación del consumo de coque durante un periodo de notificación teniendo en cuenta las incertidumbres de medida de los equipos que intervienen.

Supuesto

Se trata de una instalación que consume coque de petróleo en un horno.

En el apartado 3.6 de la AEGEI indica que el cálculo del consumo de coque de petróleo se realizará por balance de masas:

Combustible consumido = combustible seco comprado – combustible seco destinado a otros usos + combustible seco en stock al principio del periodo - combustible seco en stock al final del periodo.

El combustible comprado y el combustible destinado a otros usos se determinarán mediante pesada en la báscula de la instalación:

- Combustible comprado: (pesada del camión cargado de coque a la entrada de la instalación) – (pesada del camión descargado a la salida de la instalación).
- Combustible para otros usos: (pesada del camión descargado de coque a la entrada de la instalación) – (pesada del camión cargado a la salida de la instalación).

El combustible en stock se determinará por cubicaje, debiendo indicar el valor de la densidad determinado y empleado en el cálculo. La medición se realizará por parte de una empresa externa mediante topografía clásica y basada en GPS.

Todas las cantidades anteriores estarán expresadas en base seca. Para ello, se determinará analíticamente la humedad de una muestra representativa de cada una de las partidas de coque comprado, de cada una de las partidas de coque destinado a otros usos y de la cantidad de coque almacenada al principio y final del periodo de notificación.



Resolución Combustible seco Comprado:

Tabla 47. Datos sobre las entradas de coque a la instalación

ENTRADAS DE COQUE (COQUE COMPRADO)											
Entrada Coque N°	Pesada Báscula a la entrada (kg) (camión lleno) Pe	Incertidumbre Báscula en el rango de la pesada a la entrada (Kg) Ue	Pesada Báscula a la salida (Kg) (camión vacío) Ps	Incertidumbre Báscula en el rango de la pesada a la salida (Kg) Us	Cantidad Coque descargada en base húmeda (Kg) Cbhh	Incertidumbre cantidad Coque descargado (Kg) Ud	Humedad Coque entrada (Kg agua/Kg coque base húmeda) He	Incertidumbre humedad (Kg agua/Kg coque base húmeda) Uh	Cantidad Coque descargada en base seca (Kg) Cbbs	Incertidumbre cantidad Coque en base seca (Kg) Ucbbs	
1	39.000	37,75	20.100	27,03	18.900	46,43	0,0100	0,0001	18.711	46,00	
2	38.000	37,75	20.080	27,03	17.920	46,43	0,0100	0,0001	17.741	46,00	
3	38.500	37,75	20.120	27,03	18.380	46,43	0,0100	0,0001	18.196	46,00	
4	39.800	37,75	20.160	27,03	19.640	46,43	0,0075	0,0001	19.493	46,12	
5	39.820	37,75	20.160	27,03	19.660	46,43	0,0015	0,0001	19.631	46,40	
6	38.500	37,75	20.060	27,03	18.440	46,43	0,0200	0,0001	18.071	45,54	
7	38.920	37,75	20.120	27,03	18.800	46,43	0,0120	0,0001	18.574	45,91	
8	39.640	37,75	20.180	27,03	19.460	46,43	0,0050	0,0001	19.363	46,24	
9	38.960	37,75	20.160	27,03	18.800	46,43	0,0130	0,0001	18.556	45,86	
10	38.480	37,75	20.100	27,03	18.380	46,43	0,0200	0,0001	18.012	45,54	
11	39.920	37,75	20.180	27,03	19.740	46,43	0,0300	0,0001	19.148	45,08	
12	39.460	37,75	20.160	27,03	19.300	46,43	0,0120	0,0001	19.068	45,91	
Total Cbbs									224.564		
Incertidumbre Ucbbs									550,60		
Ucbbs%									0,25%		



Por cada descarga “i” de coque de petróleo en la instalación:

P_e : Pesada báscula a la entrada (Kg) (camión lleno). Un camión lleno viene a pesar unos 40.000 Kg.

U_e : Incertidumbre de medida de la báscula en el punto de pesada de los camiones cargados de coque a la entrada de la instalación (40.000 Kg). En este ejemplo, $U_e = 37,75$ kg (Ver Anexo II).

P_s : Pesada báscula a la salida (Kg) (camión vacío). Un camión vacío viene a pesar 20.000 Kg

U_s : Incertidumbre de medida de la báscula en el punto de pesada de los camiones descargados de coque a la salida de la instalación (20.000 Kg). En este ejemplo, $U_s = 27,03$ kg (Ver Anexo II).

C_{dbh} : Cantidad coque descargada en base húmeda (Kg). La cantidad de coque en base húmeda descargada en la instalación se calcula por diferencia entre la pesada del camión a la entrada P_e y la pesada a la salida P_s :

$$C_{dbh} = P_e - P_s$$

Así tenemos, por ejemplo, para la descarga 1:

$$C_{dbh} = P_e - P_s = 39.000 - 20.100 = 18.900 \text{ kg}$$

U_d : Incertidumbre de la cantidad de coque en base húmeda descargada en la descarga “i”. A pesar de que las variables P_e y P_s se determinan en la misma báscula, al existir una diferencia significativa entre ambas (del orden de $40.000 - 20.000 = 20.000$ kg), se pueden considerar como variables no correlacionadas (variables independientes). Por tanto, la incertidumbre será, aplicando la ley de propagación de incertidumbres (fórmula F1 del Anexo I. *Incertidumbre de la medida*):

$$U_d = \sqrt{(U_e^2 + U_s^2)}$$

Así tenemos, por ejemplo, para la descarga 1:

$$U_d = \sqrt{(U_e^2 + U_s^2)} = \sqrt{37,75^2 + 27,03^2} = \pm 46,43 \text{ kg}$$

H_e : Humedad coque entrada (kg agua/kg coque base húmeda). Es la cantidad de agua que contiene el carbón descargado. Este dato se obtiene por determinación analítica en laboratorio sobre una muestra representativa del carbón descargado. Así tenemos, por ejemplo, para la descarga 1, un contenido en agua de 0,0100 kg agua/kg coque base húmeda.

U_h : Incertidumbre en la determinación de la humedad del coque de petróleo. Este dato lo proporciona



el laboratorio donde se realiza la determinación analítica de la humedad del coque. Así tenemos, por ejemplo, para la descarga 1, una incertidumbre de 0,0001 kg agua/kg coque base húmeda.

C_{dbs} : Cantidad coque descargada en base seca (Kg). La cantidad de coque en base seca descargada en la instalación se calcula descontando el contenido en agua a la cantidad de coque en base húmeda descargada, es decir:

$$C_{dbs} = C_{dbh} \cdot (1 - H_e)$$

Así tenemos, por ejemplo, para la descarga 1:

$$C_{dbs} = C_{dbh} \cdot (1 - H_e) = 18.900 \cdot (1 - 0,0100) = 18.711 \text{ kg}$$

U_{dbs} : Incertidumbre de la cantidad de coque en base seca descargada en la descarga "i". Ambas variables, cantidad de coque en base húmeda C_{dbh} y humedad del coque H_e , son no correlacionadas (variables independientes) ya que se determinan con equipos diferentes. Por tanto, la incertidumbre será, aplicando la ley de propagación de incertidumbres (fórmula F2 del Anexo I. *Incertidumbre de la medida*):

$$U_{dbs} = \sqrt{((1 - H_e)^2 \cdot U_d^2 + C_{dbh}^2 \cdot U_h^2)}$$

Así tenemos, por ejemplo, para la descarga 1:

$$U_{dbs} = \sqrt{((1 - H_e)^2 \cdot U_d^2 + C_{dbh}^2 \cdot U_h^2)} = \sqrt{((1 - 0,0100)^2 \cdot 46,43^2 + 18.900^2 \cdot 0,0001^2)} = \pm 46,00 \text{ Kg}$$

Para el total del periodo de notificación:

C_{cbs} : Cantidad de coque comprado en base seca (Kg) durante el periodo de notificación. La cantidad de coque comprado en base seca se obtendrá sumando la cantidad de coque descargado en base seca para todas las descargas "i" realizadas a lo largo del periodo de notificación:

$$C_{cbs} = \sum C_{dbs_i}$$

Así tenemos, por ejemplo, para el total del periodo de notificación:

$$C_{cbs} = \sum_i C_{dbs_i} = 18.711 + 17.741 + 18.196 + 19.493 + 19.631 + 18.071 + 18.574 + 19.363 + 18.556 + 18.012 + 19.148 + 19.068 = 224.564 \text{ kg}$$

U_{cbs} : Incertidumbre de la cantidad de coque comprado en base seca durante el periodo de notificación (Kg). Todas las variables a sumar se consideran variables interdependientes ya que se han calculado empleando los mismos equipos (báscula para el pesaje de las cantidades descargadas y equipos de laboratorio para la determinación de la humedad de las cantidades descargadas) y además todas se



encuentran en el mismo entorno de pesada. Por tanto, la incertidumbre será (fórmula F4 del Anexo I. *Incertidumbre de la medida*):

$$U_{cbs} = \sum_i |U_{dbs\ i}|$$

Así tenemos, por ejemplo, para el total del periodo de notificación:

$$U_{cbs} = \sum_i |U_{dbs\ i}| = 46,00 + 46,00 + 46,00 + 46,12 + 46,40 + 45,54 + 45,91 + 46,24 + 45,86 + 45,54 + 45,08 + 45,91 = 550,60 \text{ kg}$$

Que en valor relativo es:

$$U_{cbs} (\%) = (U_{cbs} / C_{cbs}) \cdot 100 = (550,60 / 224.564) \cdot 100 = \pm 0,25\%$$



Combustible seco para otros usos:

Tabla 48. Datos sobre las salidas de coque para otros usos

SALIDA DE COQUE PARA OTROS USOS (p.e.: traslado de combustible a otra fábrica del grupo)										
Entrada Coque N°	Pesada Báscula a la entrada (Kg) Pe'	Incertidumbre Báscula en el rango de la pesada a la entrada (Kg) Ue'	Pesada Báscula a la salida (Kg) (camión lleno) Ps'	Incertidumbre Báscula en el rango de la pesada a la salida (Kg) Us'	Cantidad Coque cargado en base húmeda (Kg) Ccbh	Incertidumbre cantidad Coque cargado (Kg) Uc	Humedad Coque cargado (Kg agua/Kg coque base húmeda) Hc	Incertidumbre humedad (Kg agua/Kg coque base húmeda) Uh	Cantidad Coque cargado en base seca (Kg) Ccbs	Incertidumbre cantidad Coque en base seca (Kg) Ucbs
1	20.160	27,03	38.500	37,75	18.340	46,43	0,0100	0,0001	18.157	46,00
2	20.060	27,03	38.920	37,75	18.860	46,43	0,0100	0,0001	18.671	46,00
3	20.120	27,03	39.640	37,75	19.520	46,43	0,0100	0,0001	19.325	46,01
4	20.180	27,03	38.960	37,75	18.780	46,43	0,0075	0,0001	18.639	46,12
5	20.160	27,03	38.480	37,75	18.320	46,43	0,0015	0,0001	18.293	46,40
Total Cdou									93.085	
Incertidumbre Udou									230,53	
Udou%									0,25%	



Por cada carga “i” de coque de petróleo empleada en otros usos:

P_e' : Pesada báscula a la entrada (Kg) (camión vacío). Un camión vacío viene a pesar unos 20.000 Kg.

U_e' : Incertidumbre de la báscula en el punto de pesada de los camiones cargados de coque a la entrada de la instalación (20.000 Kg). En este ejemplo, $U_e' = \pm 27,03$ kg (Ver Anexo II).

P_s' : Pesada báscula a la salida (Kg) (camión lleno). Un camión vacío viene a pesar 40.000 Kg

U_s' : Incertidumbre de la báscula en el punto de pesada de los camiones descargados de coque a la salida de la instalación (40.000 Kg). En este ejemplo, $U_s = \pm 37,75$ kg (Ver Anexo II).

C_{cbh} : Cantidad coque cargada en base húmeda (Kg). La cantidad de coque en base húmeda cargada en la instalación para otros usos se calcula por diferencia entre la pesada del camión a la salida P_s' y la pesada a la entrada P_e' :

$$C_{cbh} = P_s' - P_e'$$

Así tenemos, por ejemplo, para la carga 1:

$$C_{cbh} = P_s' - P_e' = 38.500 - 20.160 = 18.340 \text{ kg}$$

U_c : Incertidumbre de la cantidad de coque en base húmeda cargada en la carga “i”. A pesar de que las variables P_s' y P_e' se determinan en la misma báscula, al existir una diferencia significativa entre ambas (del orden de $40.000 - 20.000 = 20.000$ kg), se pueden considerar como variables no correlacionadas (variables independientes). Por tanto, la incertidumbre será, aplicando la ley de propagación de incertidumbres (fórmula F1 del Anexo I. *Incertidumbre de la medida*):

$$U_c = \sqrt{(U_e'^2 + U_s'^2)}$$

Así tenemos, por ejemplo, para la carga 1:

$$U_c = \sqrt{(U_e'^2 + U_s'^2)} = \sqrt{27,03^2 + 37,75^2} = \pm 46,43 \text{ kg}$$

H_c : Humedad coque salida (kg agua/kg coque base húmeda). Es la cantidad de agua que contiene el carbón cargado. Este dato se obtiene por determinación analítica en laboratorio sobre una muestra representativa del carbón cargado. Así tenemos, por ejemplo, para la carga 1, un contenido en agua de 0,0100 kg agua/kg coque base húmeda.

U_h : Incertidumbre en la determinación de la humedad del coque de petróleo. Este dato lo proporciona el laboratorio donde se realiza la determinación analítica de la humedad del coque. Así tenemos, por ejemplo, para la carga 1, una incertidumbre de $\pm 0,0001$ kg agua/kg coque base húmeda.



C_{cbs} : Cantidad coque cargada en base seca (Kg) para otros usos. La cantidad de coque en base seca cargada en la instalación se calcula descontando el contenido en agua a la cantidad de coque en base húmeda cargada, es decir:

$$C_{cbs} = C_{cbh} \cdot (1-H_c)$$

Así tenemos, por ejemplo, para la carga 1:

$$C_{cbs} = C_{cbh} \cdot (1-H_c) = 18.340 \cdot (1-0,0100) = 18.157 \text{ kg}$$

U_{cbs} : Incertidumbre de la cantidad de coque en base seca cargada en la carga "i". Ambas variables, cantidad de coque en base húmeda C_{cbh} y humedad del coque H_c , son no correlacionadas (variables independientes) ya que se determinan con equipos diferentes. Por tanto, la incertidumbre será, aplicando la ley de propagación de incertidumbres (fórmula F2 del Anexo I. *Incertidumbre de la medida*):

$$U_{cbs} = \sqrt{((1-H_c)^2 \cdot U_c^2 + C_{cbh}^2 \cdot U_h^2)}$$

Así tenemos, por ejemplo, para la carga 1:

$$U_{cbs} = \sqrt{((1-H_c)^2 \cdot U_c^2 + C_{cbh}^2 \cdot U_h^2)} = \sqrt{((1-0,0100)^2 \cdot 46,43^2 + 18.157^2 \cdot 0,0001^2)} = \pm 46,00 \text{ Kg}$$

Para el total del período de notificación:

C_{dou} : Cantidad de coque en base seca destinado a otros usos (Kg) durante el periodo de notificación. La cantidad en base seca de coque destinada a otros usos se obtendrá sumando la cantidad de coque cargado en base seca para todas las cargas "i" realizadas a lo largo del periodo de notificación:

$$C_{dou} = \sum_i C_{cbs_i}$$

Así tenemos, por ejemplo, para el total del periodo de notificación:

$$C_{dou} = \sum_i C_{cbs_i} = 18.157 + 18.671 + 19.325 + 18.639 + 18.293 = 93.085 \text{ kg}$$

U_{dou} : Incertidumbre de la cantidad de coque en base seca destinado a otros usos durante el periodo de notificación (Kg). Todas las variables a sumar se consideran variables dependientes ya que se han calculado empleando los mismos equipos (báscula para el pesaje de las cantidades cargadas y equipos de laboratorio para la determinación de la humedad de las cantidades cargadas) y además todas se encuentran en el mismo entorno de pesada. Por tanto, la incertidumbre será (fórmula F4 del Anexo I. *Incertidumbre de la medida*):

$$U_{dou} = \sum_i |U_{cbs_i}|$$



Así tenemos, por ejemplo, para el total del periodo de notificación:

$$U_{dou} = \sum_i |U_{cbs_i}| = 46,00 + 46,00 + 46,01 + 46,12 + 46,40 = \pm 230,53 \text{ kg}$$

Que en valor relativo es:

$$U_{dou} (\%) = (U_{dou} / C_{dou}) \cdot 100 = (230,53 / 93.085) \cdot 100 = \pm 0,25\%$$

Coque almacenado al inicio del período de notificación:

Tabla 49. Coque almacenado al principio del periodo de notificación

STOCK INICIAL								
Volumen medido (m ³)	Incertidumbre volumen medido (m ³)	Densidad (Kg/m ³)	Incertidumbre densidad (Kg/m ³)	Humedad Coque Stock (Kg agua/Kg coque base húmeda)	Incertidumbre Coque en base seca (Kg agua/Kg coque base húmeda)	Cantidad de Coque en base seca en Stock (Kg)	Incertidumbre cantidad de Coque en base seca en Stock (Kg)	Incertidumbre en valor relativo (%)
V _{si}	U _{vsi}	D _{si}	U _d	H _{si}	U _h	C _{bsi}	(Kg) U _{bsi}	
125	5,00	800	0,50	0,0120	0,0001	98.800	3.952,50	4,00%

V_{si}: Volumen de coque de petróleo medido al principio del periodo de notificación (m³). En este caso, son 125 m³. Estas determinaciones suelen realizarlas empresas especializadas en levantamientos topográficos.

U_{vsi}: Incertidumbre de la determinación del volumen medido (m³). En este caso, es de ± 5 m³. Este dato lo proporciona la empresa que ha realizado el levantamiento topográfico.

D_{si}: Densidad del coque almacenado al principio del periodo de notificación (kg/m³). En este ejemplo es de 800 kg/m³.

U_d: Incertidumbre de la determinación de la densidad del volumen almacenado (Kg/m³). En este caso, es de $\pm 0,5$ kg/m³.

H_{si}: Humedad del coque almacenado (kg agua/kg coque base húmeda). Es la cantidad de agua que contiene el carbón almacenado. Este dato se obtiene por determinación analítica en laboratorio sobre una muestra representativa del carbón almacenado. Así tenemos, para este ejemplo, un contenido en agua de 0,0120 kg agua/kg coque base húmeda.

U_h: Incertidumbre de la determinación de la humedad (kg agua/kg coque base húmeda). Este dato lo proporciona el laboratorio donde se realiza la determinación analítica de la humedad del coque. Así tenemos, para este ejemplo, una incertidumbre de $\pm 0,0001$ kg agua/kg coque base húmeda.



C_{bsi} : Cantidad de coque en base seca almacenada (kg) al principio del periodo de notificación. Se calcula descontando el contenido en agua al coque almacenado, empleando la siguiente expresión:

$$C_{bsi} = (V_{si} \cdot D_{si}) \cdot (1 - H_{si})$$

En el caso del ejemplo tenemos:

$$C_{bsi} = (V_{si} \cdot D_{si}) \cdot (1 - H_{si}) = (125 \cdot 800) \cdot (1 - 0,0120) = 98.800 \text{ kg}$$

U_{bsi} : Incertidumbre de la determinación de la cantidad de coque en base seca almacenada (kg). Las variables que intervienen en el cálculo de la cantidad de coque en base seca almacenada, V_{si} , D_{si} , y H_{si} , son no correlacionadas (variables independientes) ya que se determinan con equipos diferentes. Por tanto, la incertidumbre será, aplicando la ley de propagación de incertidumbres (fórmula F2 del Anexo I. *Incertidumbre de la medida*):

$$U_{bsi} = \sqrt{[(V_{si}^2 \cdot (1 - H_{si})^2 \cdot U_d^2 + D_{si}^2 \cdot (1 - H_{si})^2 \cdot U_{vsi}^2 + (D_{si} \cdot V_{si})^2 \cdot U_h^2]}$$

En el caso del ejemplo tenemos:

$$U_{bsi} = \sqrt{[(V_{si}^2 \cdot (1 - H_{si})^2 \cdot U_d^2 + D_{si}^2 \cdot (1 - H_{si})^2 \cdot U_{vsi}^2 + (D_{si} \cdot V_{si})^2 \cdot U_h^2]} = \sqrt{[125^2 \cdot (1 - 0,0120)^2 \cdot 0,5^2 + 800^2 \cdot (1 - 0,0120)^2 \cdot 5^2 + (800 \cdot 125)^2 \cdot 0,0001^2]} = \pm 3.952,50 \text{ kg}$$

Que en valor relativo es:

$$U_{bsi} (\%) = (U_{bsi} / C_{bsi}) \cdot 100 = (3.952,50 / 98.800) \cdot 100 = \pm 4,00\%$$

Coque almacenado al final del periodo de notificación:

Tabla 50. Coque almacenado al final del periodo de notificación

STOCK FINAL								
Volumen medido (m ³)	Incertidumbre volumen medido (m ³)	Densidad (Kg/m ³)	Incertidumbre densidad (Kg/m ³)	Humedad Coque Stock (Kg agua/Kg coque base húmeda)	Incertidumbre Coque en base seca (Kg agua/Kg coque base húmeda)	Cantidad de Coque en base seca en Stock (Kg)	Incertidumbre cantidad de Coque en base seca en Stock (Kg)	Incertidumbre en valor relativo (%)
V_{sf}	U_{vsf}	D_{sf}	U_d	H_{sf}	U_h	C_{bsf}	$(Kg) U_{bsf}$	
100	5,00	796	0,50	0,0110	0,0001	78.724	3.936,54	5,00%

V_{sf} : Volumen de coque de petróleo medido al final del periodo de notificación (m³). En este caso, son 100 m³. Esta determinación suele realizarse por levantamiento topográfico de la cantidad almacenada. Suelen reali-



zar la determinación del volumen almacenado empresas especializadas en la realización de levantamientos topográficos.

U_{vsf} : Incertidumbre de la determinación del volumen medido (m^3). En este caso, es de $\pm 5 m^3$. Este dato lo proporciona la empresa que ha realizado el levantamiento topográfico.

D_{sf} : Densidad del coque almacenado al final del periodo de notificación (kg/m^3). En este ejemplo es de $796 kg/m^3$.

U_d : Incertidumbre de la determinación de la densidad del volumen almacenado (Kg/m^3). En este caso, es de $\pm 0,5 kg/m^3$.

H_{sf} : Humedad del coque almacenado (kg agua/ kg coque base húmeda). Es la cantidad de agua que contiene el carbón almacenado. Este dato se obtiene por determinación analítica en laboratorio sobre una muestra representativa del carbón almacenado. Así tenemos, para este ejemplo, un contenido en agua de $0,0110 kg$ agua/ kg coque base húmeda.

U_h : Incertidumbre de la determinación de la humedad (kg agua/ kg coque base húmeda). Este dato lo proporciona el laboratorio donde se realiza la determinación analítica de la humedad del coque. Así tenemos, para este ejemplo, una incertidumbre de $\pm 0,0001 kg$ agua/ kg coque base húmeda.

C_{bsf} : Cantidad de coque en base seca almacenada (kg) al final del periodo de notificación. Se calcula descontando el contenido en agua al coque almacenado, empleando la siguiente expresión:

$$C_{bsf} = (V_{sf} \cdot D_{sf}) \cdot (1 - H_{sf})$$

En el caso del ejemplo tenemos:

$$C_{bsf} = (V_{sf} \cdot D_{sf}) \cdot (1 - H_{sf}) = (100 \cdot 796) \cdot (1 - 0,0110) = 78.724 kg$$

U_{bsf} : Incertidumbre de la determinación de la cantidad de coque en base seca almacenada (kg). Las variables que intervienen en el cálculo de la cantidad de coque en base seca almacenada, V_{sf} , D_{sf} , y H_{sf} , son no correlacionadas (variables independientes) ya que se determinan con equipos diferentes. Por tanto, la incertidumbre será, aplicando la ley de propagación de incertidumbres (fórmula F2 del Anexo I. *Incertidumbre de la medida*):

$$U_{bsf} = \sqrt{[(V_{sf}^2 \cdot (1 - H_{sf})^2 \cdot U_d^2 + D_{sf}^2 \cdot (1 - H_{sf})^2 \cdot U_{vsf}^2 + (D_{sf} \cdot V_{sf})^2 \cdot U_h^2]}$$

En el caso del ejemplo tenemos:

$$U_{bsf} = \sqrt{[(V_{sf}^2 \cdot (1 - H_{sf})^2 \cdot U_d^2 + D_{sf}^2 \cdot (1 - H_{sf})^2 \cdot U_{vsf}^2 + (D_{sf} \cdot V_{sf})^2 \cdot U_h^2]} = \sqrt{[100^2 \cdot (1 - 0,0110)^2 \cdot 0,5^2}$$



$$+ 796^2 \cdot (1 - 0,0110)^2 \cdot 5^2 + (796 \cdot 100)^2 \cdot 0,0001^2] = \pm 3.936,54 \text{ kg}$$

Que en valor relativo es:

$$U_{bsf} (\%) = (U_{bsf} / C_{bsf}) \cdot 100 = (3.936,54 / 78.724) \cdot 100 = \pm 5,00\%$$

Coque consumido durante el periodo de notificación:

Tabla 51. Resumen del periodo de notificación

Coque comprado en base seca (Kg)	Incertidumbre Coque comprado en base seca (Kg)	Coque destinado a otros usos (Kg)	Incertidumbre Coque destinado a otros usos (Kg)	Coque comprado-Coque destinado a otros usos (Kg)	Incertidumbre Coque comprado-Coque destinado a otros usos (Kg)
C_{cbs}	U_{cbs}	C_{dou}	U_{dou}	C_{cou}	U_{cou}
224.564	550,60	93.085	230,53	131.479	320,07

Stock Inicial (Kg)	Incertidumbre Stock Inicial (Kg)	Stock Final (Kg)	Incertidumbre Stock Final (Kg)	Stock Inicial-Stock Final (Kg)	Incertidumbre Stock Inicial-Stock Final (Kg)
C_{bsi}	U_{bsi}	C_{bsf}	U_{bsf}	C_{sif}	U_{sif}
98.800	3.952,50	78.724	3.936,54	20.076	15,96

Coque consumido en el periodo de notificación (Kg)	Incertidumbre Coque consumido en el periodo de notificación (Kg)	Incertidumbre en valor relativo (%)
C_t	U_t	(%)
151.555	320,47	0,21%

El coque consumido durante el periodo de notificación se calcula realizando un balance de masas. La fórmula a emplear es la siguiente:

$$C_t = (C_{cbs} - C_{dou}) + (C_{bsi} - C_{bsf}) = C_{cou} - C_{sif}$$



Siendo:

C_t : Coque consumido en el período de notificación (kg).

C_{cbs} : Coque comprado durante el período de notificación (kg).

C_{dou} : Coque destinado a otros usos durante el período de notificación (kg).

C_{bsi} : Cantidad de coque en base seca almacenada al inicio del período de notificación (kg).

C_{bsf} : Cantidad de coque en base seca almacenada al final del período de notificación (kg).

$C_{cou} = C_{cbs} - C_{dou}$. Diferencia entre el coque comprado y el coque destinado a otros usos durante el período de notificación (kg).

$C_{sif} = C_{bsi} - C_{bsf}$. Diferencia entre el volumen almacenado al principio y al final del período de notificación (kg).

En el caso de nuestro ejemplo es:

$$C_t = (C_{cbs} - C_{dou}) + (C_{bsi} - C_{bsf}) = C_{cou} - C_{sif} = (224.564 - 93.085) + (98.800 - 78.724) = 151.555 \text{ kg}$$

La incertidumbre de la determinación de la cantidad de coque de petróleo consumido durante el período de notificación U_t , la determinaremos de la siguiente manera:

Las variables C_{cou} y C_{sif} son no correlacionadas (variables independientes) ya que se determinan de forma diferente y empleando equipos diferentes. Entonces la incertidumbre asociada a la determinación de la cantidad de coque de petróleo consumido es, empleando la ley de propagación de incertidumbres (fórmula F1 del Anexo I. *Incertidumbre de la medida*):

$$U_t = \sqrt{U_{cou}^2 + U_{sif}^2}$$

Siendo :

U_{cou} : Incertidumbre de la determinación de la diferencia entre el coque comprado y el coque destinado a otros usos (kg).

U_{sif} : Incertidumbre de la determinación de la diferencia entre el volumen almacenado al principio y al final del período de notificación (kg).

Vamos a determinar las incertidumbres U_{cou} y U_{sif} :



U_{cou} : Las variables C_{cbs} y C_{dou} se consideran interdependientes ya que se han determinado de la misma forma y empleando los mismos equipos (báscula y equipos de laboratorio). Por tanto, la incertidumbre de la diferencia se calcula empleando la siguiente expresión (fórmula F4 del Anexo I. *Incertidumbre de la medida*):

$$U_{\text{cou}} = U_{\text{cbs}} - U_{\text{dou}}$$

Que para nuestro ejemplo es:

$$U_{\text{cou}} = U_{\text{cbs}} - U_{\text{dou}} = 550,60 - 230,53 = \pm 320,07 \text{ kg}$$

U_{sif} : Las variables C_{bsi} y C_{bsf} se consideran interdependientes ya que se han determinado de la misma forma y empleando los mismos equipos. Por tanto, la incertidumbre de la diferencia se calcula empleando la siguiente expresión (fórmula F4 del Anexo I. *Incertidumbre de la medida*):

$$U_{\text{sif}} = U_{\text{bsi}} - U_{\text{bsf}}$$

Que para nuestro ejemplo es:

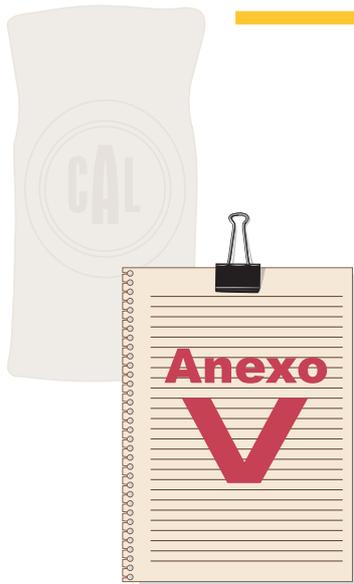
$$U_{\text{sif}} = U_{\text{bsi}} - U_{\text{bsf}} = 3.952,50 - 3.936,54 = \pm 15,96 \text{ kg}$$

Por tanto :

$$U_t = \sqrt{U_{\text{cou}}^2 + U_{\text{sif}}^2} = \sqrt{320,07^2 + 15,96^2} = \pm 320,47 \text{ kg}$$

Que en valor relativo es:

$$U_t (\%) = (U_t / C_t) \cdot 100 = (320,47 / 151.555) \cdot 100 = \pm 0,21\%$$



Determinación del consumo de gas natural mediante medición directa a través de un sistema compuesto por un medidor de turbina y un conversor PTZ

El presente Anexo tiene por objeto mostrar mediante la exposición de un ejemplo, cómo se calcula el consumo de gas natural de una instalación durante el periodo de notificación mediante la medición directa a través de un sistema compuesto por un medidor de caudal tipo turbina y un conversor PTZ, así como la incertidumbre asociada a la determinación del consumo de gas natural durante un periodo de notificación anual teniendo en cuenta las incertidumbres tanto del medidor de turbina como del corrector PTZ.

Supuesto

Se trata de una instalación que consume gas natural en un conjunto de calderas. El gas natural es proporcionado a través de una ERM.

En el apartado 3.6 de la AEGEI indica que el cálculo del consumo de gas natural se determinará mediante las facturas del suministrador.

Resolución

A continuación se adjunta una copia de la información relevante de una factura de gas natural, en concreto, la factura del mes de junio.

De esta factura obtendremos la información sobre el consumo de gas natural en Nm³ y sobre el PCI expresado en kwh/Nm³.

El valor de PCI expresado en kwh/Nm³ debe expresarse en las unidades TJ/Nm³, mediante la expresión:

$$\text{PCI (TJ/Nm}^3\text{)} = \text{PCI (kwh/Nm}^3\text{)} \cdot 0,0000036$$

Esta información habrá que tratarla para conocer el dato de actividad:

$$\text{Datos de actividad [TJ]} = \text{Flujo de combustible [Nm}^3\text{]} \cdot \text{Valor Calorífico Neto (PCI) [TJ/Nm}^3\text{]}$$



Factura consumo de gas natural mes de junio

Factura consumo de gas natural mes de junio

facturaGas **gasNatural** Comercializadora JUNIO - 06

DUPLICADO

DATOS SOCIALES DOMICILIO DE ENVÍO

FACTURA N° CUESTA CONTRATO CONTRATO

FECHA EMISIÓN FECHA VENCIMIENTO FORMA DE PAGO

30.06.2006 12.07.2006

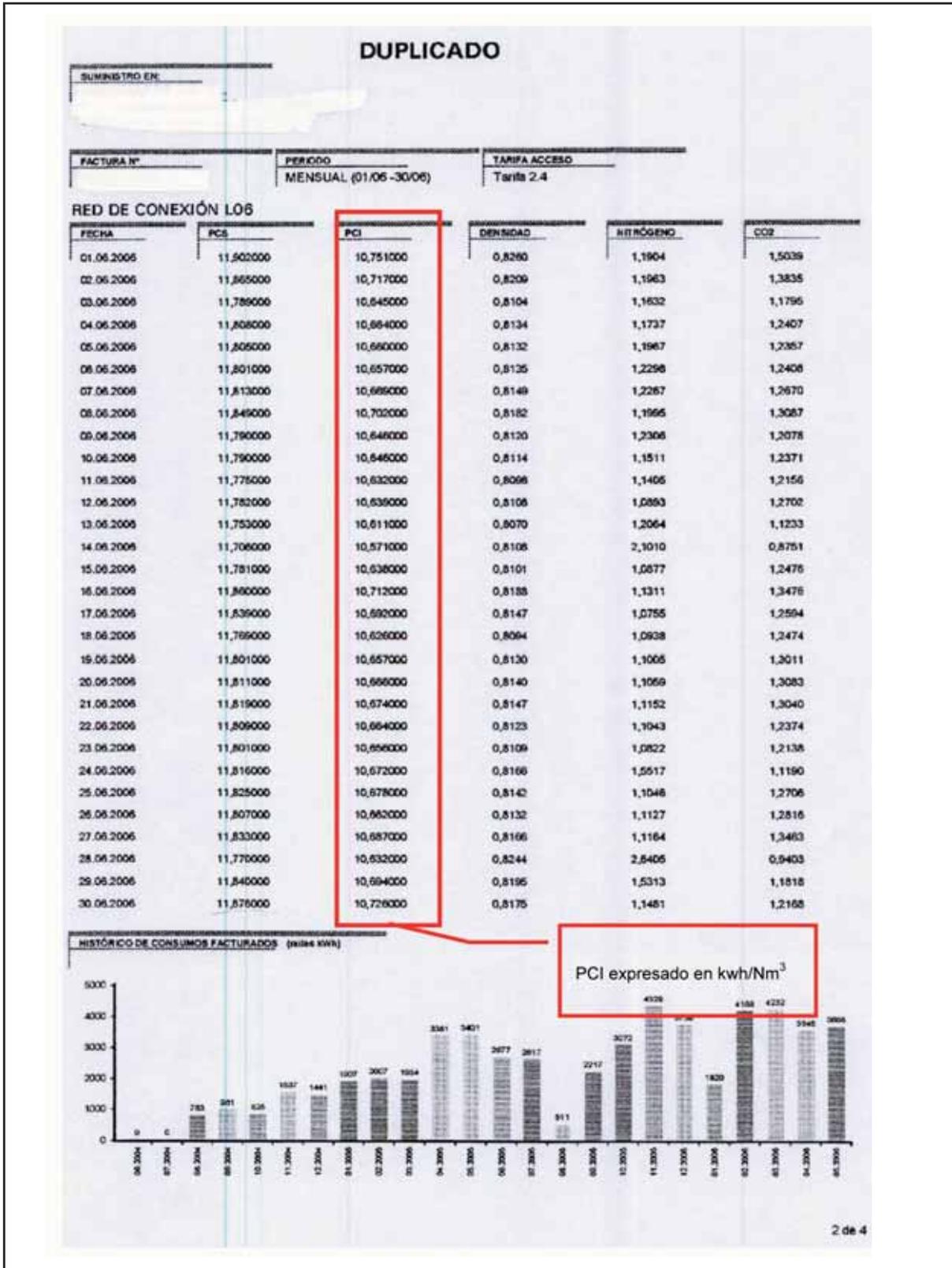
PERIODO
MENSUAL (01.06 -30/06)

CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDADES	PRECIO UNITARIO	IMPORTE	
TERMINO FIJO	191.250	kWh	0,045487	8.699,39	Eur
TERMINO VARIABLE	3.353.467	kWh	0,021540	72.233,68	Eur
DTO. TERMINO VARIABLE	3.353.467	kWh	0,002800	-9.389,71	Eur
Total Suministro				71.543,36	Eur
OTROS CONCEPTOS FACTURACIÓN					
IMPORTE ALQUILER UNIDAD REMOTA	1		113,70	113,70	Eur
				Base imponible	71.657,06 Eur
				IVA 16%	11.465,13 Eur
				Total factura	83.122,19 Eur

EMISIONES DE CO₂ EN EL SECTOR DE ENERGÍA Y GAS EN ESPAÑA 2005



Cálculo del dato de actividad del mes





DUPLICADO

SUMINISTRO EN:

FACTURA N°	PERIODO	TARIFA ACCESO
PI060000038523	MENSUAL (01/06 -30/06)	Tarifa 2.4

FECHA	UM1 CONSUMO kWh	UM2 CONSUMO kWh	UM3 CONSUMO kWh	UM4 CONSUMO kWh	UM5 CONSUMO kWh	UM6 CONSUMO kWh
01.06.2006	129.851					
02.06.2006	106.761					
03.06.2006	115.403					
04.06.2006	56.266					
05.06.2006	133.054					
06.06.2006	136.762					
07.06.2006	125.241					
08.06.2006	129.747					
09.06.2006	121.402					
10.06.2006	128.523					
11.06.2006	50.338					
12.06.2006	130.539					
13.06.2006	110.595					
14.06.2006	120.045					
15.06.2006	139.405					
16.06.2006	128.859					
17.06.2006	45.332					
18.06.2006	47.394					
19.06.2006	136.101					
20.06.2006	139.358					
21.06.2006	139.594					
22.06.2006	131.340					
23.06.2006	122.789					
24.06.2006	84.083					
25.06.2006	49.890					
26.06.2006	120.762					
27.06.2006	82.618					
28.06.2006	132.118					
29.06.2006	133.401					
30.06.2006	125.399					
TOTAL	3.353.467					

CÁLCULO DE LA Qd

DATOS	
Total Consumo	kWh 3.353.467
Qd Contratada	kWh 225.000
Qd Media	kWh 111.782
Qd Aplicada	kWh 191.250
Qd Máxima	kWh 139.594
Día Qd Máxima	21.06.2006



DUPLICADO

SUMINISTRO EN:

FACTURA N°	PERIODO	TARIFA ACCESO	PRESIÓN ATMOSFÉRICA
	MENSUAL (01/06 -30/06)	Tarifa 2.4	0,92510 bar

UM1 UR PTZ

FECHA	TIPO LECTURA	LECTURA CN	LECTURA CR	PRESIÓN	TEMP °C	FACTOR Z	CONSUMO m³(n)	CONSUMO kWh	REG. CONSUMO
01.06.2006	Real	0	1.480.322 m³(n)	2,3259 bar	15,00	---	10.910	129.851,00	0,00
02.06.2006	Real	0	1.489.320 m³(n)	2,3289 bar	16,36	---	8.968	106.761,00	0,00
03.06.2006	Real	0	1.496.109 m³(n)	2,5219 bar	15,65	---	9.789	115.403,00	0,00
04.06.2006	Real	0	1.503.874 m³(n)	2,2829 bar	15,88	---	4.765	56.265,00	0,00
05.06.2006	Real	0	1.515.145 m³(n)	2,3079 bar	16,74	---	11.271	133.054,00	0,00
06.06.2006	Real	0	1.526.734 m³(n)	2,2729 bar	17,37	---	11.589	136.762,00	0,00
07.06.2006	Real	0	1.537.336 m³(n)	2,5509 bar	18,11	---	10.602	125.241,00	0,00
08.06.2006	Real	0	1.548.286 m³(n)	2,3439 bar	18,58	---	10.960	129.747,00	0,00
09.06.2006	Real	0	1.558.583 m³(n)	2,5259 bar	18,15	---	10.297	121.402,00	0,00
10.06.2006	Real	0	1.569.484 m³(n)	2,5229 bar	17,68	---	10.901	128.523,00	0,00
11.06.2006	Real	0	1.573.759 m³(n)	2,2879 bar	18,05	---	4.275	50.336,00	0,00
12.06.2006	Real	0	1.584.847 m³(n)	2,2719 bar	18,35	---	11.068	130.639,00	0,00
13.06.2006	Real	0	1.594.291 m³(n)	2,3569 bar	19,26	---	9.444	110.995,00	0,00
14.06.2006	Real	0	1.604.546 m³(n)	2,2899 bar	18,38	---	10.255	120.045,00	0,00
15.06.2006	Real	0	1.616.379 m³(n)	2,3439 bar	18,19	---	11.833	139.405,00	0,00
16.06.2006	Real	0	1.627.244 m³(n)	2,5379 bar	17,71	---	10.885	128.859,00	0,00
17.06.2006	Real	0	1.631.073 m³(n)	2,3069 bar	16,97	---	3.829	45.332,00	0,00
18.06.2006	Real	0	1.635.100 m³(n)	2,3109 bar	18,10	---	4.027	47.394,00	0,00
19.06.2006	Real	0	1.646.633 m³(n)	2,3209 bar	18,69	---	11.533	136.101,00	0,00
20.06.2006	Real	0	1.658.432 m³(n)	2,2949 bar	18,85	---	11.799	139.358,00	0,00
21.06.2006	Real	0	1.670.243 m³(n)	2,3259 bar	19,54	---	11.811	139.594,00	0,00
22.06.2006	Real	0	1.681.365 m³(n)	2,2609 bar	20,10	---	11.122	131.340,00	0,00
23.06.2006	Real	0	1.691.770 m³(n)	2,3259 bar	20,34	---	10.405	122.789,00	0,00
24.06.2006	Real	0	1.698.886 m³(n)	2,3229 bar	19,43	---	7.116	84.083,00	0,00
25.06.2006	Real	0	1.703.105 m³(n)	2,5199 bar	19,23	---	4.219	49.890,00	0,00
26.06.2006	Real	0	1.713.333 m³(n)	2,2109 bar	20,06	---	10.228	120.762,00	0,00
27.06.2006	Real	0	1.720.315 m³(n)	2,4809 bar	19,28	---	6.982	82.618,00	0,00
28.06.2006	Real	0	1.731.540 m³(n)	2,4789 bar	19,85	---	11.225	132.118,00	0,00
29.06.2006	Real	1.450.070 m³	1.742.807 m³(n)	2,4709 bar	20,24	---	11.267	133.401,00	0,00
30.06.2006	Real	0	1.753.368 m³(n)	2,4689 bar	20,29	---	10.559	125.299,00	0,00
TOTAL							283.954	3.353.467	0

Consumo expresado en Nm³



Cálculo del dato de actividad del mes

Tabla 52. Datos de consumos de gas natural del mes de junio

FECHA	DATOS DE FACTURA				CÁLCULOS						
	PCI (kwh/m ³ (n))	CONSUMO m ³ (n)	PCI (TJ/m ³ (n))	DATO ACTIVIDAD (kwh) = CONSUMO m ³ (n)*PCI (kwh/m ³ (n))	DATO ACTIVIDAD (TJ) = CONSUMO m ³ (n)*PCI (TJ/m ³ (n))	INCERTIDUMBRE CONTADOR (U caudalímetro) %	INCERTIDUMBRE DEL CONVERSION (U conversor) %	INCERTIDUMBRE DE MEDIDA DEL CONSUMO EN VALOR RELATIVO Uv (Nm ³) %	INCERTIDUMBRE DE LA MEDIDA EN VALOR ABSOLUTO Uv (Nm ³)		
01-jun	10,751000	10,910	0,000039	117293,41	0,42	1,75%	0,30%	1,78%	193,71		
02-jun	10,717000	8,998	0,000039	96431,57	0,35	1,75%	0,30%	1,78%	159,76		
03-jun	10,645000	9,789	0,000038	104203,91	0,38	1,75%	0,30%	1,78%	173,81		
04-jun	10,664000	4,765	0,000038	50813,96	0,18	1,75%	0,30%	1,78%	84,60		
05-jun	10,660000	11,271	0,000038	120148,86	0,43	1,75%	0,30%	1,78%	200,12		
06-jun	10,657000	11,589	0,000038	123503,97	0,44	1,75%	0,30%	1,78%	205,77		
07-jun	10,669000	10,602	0,000038	113112,74	0,41	1,75%	0,30%	1,78%	188,24		
08-jun	10,702000	10,950	0,000039	117186,90	0,42	1,75%	0,30%	1,78%	194,42		
09-jun	10,646000	10,297	0,000038	109621,86	0,39	1,75%	0,30%	1,78%	182,83		
10-jun	10,646000	10,901	0,000038	116052,05	0,42	1,75%	0,30%	1,78%	193,55		
11-jun	10,632000	4,275	0,000038	45451,80	0,16	1,75%	0,30%	1,78%	75,90		
12-jun	10,639000	11,088	0,000038	117965,23	0,42	1,75%	0,30%	1,78%	196,87		
13-jun	10,611000	9,444	0,000038	100210,28	0,36	1,75%	0,30%	1,78%	167,68		
14-jun	10,571000	10,255	0,000038	108405,61	0,39	1,75%	0,30%	1,78%	182,08		
15-jun	10,638000	11,833	0,000038	125879,45	0,45	1,75%	0,30%	1,78%	210,10		
16-jun	10,712000	10,865	0,000039	116385,88	0,42	1,75%	0,30%	1,78%	192,91		
17-jun	10,692000	3,829	0,000038	40939,67	0,15	1,75%	0,30%	1,78%	67,98		
18-jun	10,626000	4,027	0,000038	42790,90	0,15	1,75%	0,30%	1,78%	71,50		
19-jun	10,657000	11,533	0,000038	122907,18	0,44	1,75%	0,30%	1,78%	204,77		
20-jun	10,666000	11,799	0,000038	125848,13	0,45	1,75%	0,30%	1,78%	209,49		
21-jun	10,674000	11,811	0,000038	126070,61	0,45	1,75%	0,30%	1,78%	209,71		
22-jun	10,664000	11,122	0,000038	118605,01	0,43	1,75%	0,30%	1,78%	197,47		
23-jun	10,656000	10,405	0,000038	110875,68	0,40	1,75%	0,30%	1,78%	184,74		
24-jun	10,672000	7,116	0,000038	75941,95	0,27	1,75%	0,30%	1,78%	126,35		
25-jun	10,678000	4,219	0,000038	45050,48	0,16	1,75%	0,30%	1,78%	74,91		
26-jun	10,662000	10,228	0,000038	109050,94	0,39	1,75%	0,30%	1,78%	181,60		
27-jun	10,687000	6,982	0,000038	74616,63	0,27	1,75%	0,30%	1,78%	123,97		
28-jun	10,632000	11,225	0,000038	119344,20	0,43	1,75%	0,30%	1,78%	199,30		
29-jun	10,694000	11,267	0,000038	120489,30	0,43	1,75%	0,30%	1,78%	200,05		
30-jun	10,726000	10,559	0,000039	113255,80	0,41	1,75%	0,30%	1,78%	187,48		
TOTAL	-	283,954	-	3.028.454,00	10,90	-	-	-	5.041,68		
VALORES MEDIOS	10,665298	9,465,13	0,000038	100.948,47	0,36	-	-	-	1,78%		



El dato de actividad del mes “j” se calcula mediante la expresión:

$$\text{Datos de actividad mes } j \text{ [TJ]} = \sum_i V \text{ día } i \text{ [Nm}^3\text{]} * \text{PCI día } i \text{ [TJ/Nm}^3\text{]}$$

Donde:

$V \text{ día } i \text{ [Nm}^3\text{]}$: Volumen de gas consumido el día i expresado en Nm^3 .

$\text{PCI día } i \text{ [TJ/Nm}^3\text{]}$: PCI medio del día i expresado en TJ/Nm^3 .

En el caso de nuestro ejemplo, tendremos para el mes de junio un dato de actividad de 10,90 TJ

Incertidumbre del dato de actividad diario

Tendremos que valorar cual es la incertidumbre en la determinación del volumen de gas consumido el día “i” expresado en Nm^3 .

El suministro de gas natural se realiza a través de una Estación de Regulación y Medida (ERM). En la ERM existe un medidor de caudal (caudalímetro) que registra el consumo de gas natural en las condiciones de presión, temperatura y compresibilidad en las condiciones de suministro. Esta medición del consumo hay que convertirlas a las condiciones de presión, temperatura y compresibilidad en las que se proporciona el PCI del gas consumido (condiciones normales). Esta conversión se realiza a través de un equipo denominado conversor PTZ que, en función de la presión, temperatura y compresibilidad del gas en las condiciones de suministro, calcula un factor de conversión que multiplicado por el consumo en las condiciones de suministro proporciona el consumo en condiciones normales:

$$V \text{ día } i \text{ [Nm}^3\text{]} = V \text{ día } i \text{ [m}^3\text{(condiciones de suministro)]} * \text{Factor de conversión [Nm}^3\text{/ m}^3\text{(condiciones de suministro)]}$$

Ambas variables, $V \text{ día } i \text{ [m}^3\text{(condiciones de suministro)]}$ y Factor de conversión $[\text{Nm}^3\text{/ m}^3\text{(condiciones de suministro)}]$ son no correlacionadas (variables independientes). Por tanto, aplicando la ley de propagación de incertidumbres (fórmula F2 del *Anexo I. Incertidumbre de la medida*), la incertidumbre del consumo de gas natural en el día “i” es, en valor relativo:

$$U_{V(\text{Nm}^3) \text{ día } i} (\%) = \sqrt{ (U_{\text{caudalímetro}} (\%)^2 + U_{\text{conversor}} (\%)^2)}$$

Siendo:

$U_{V(\text{Nm}^3) \text{ día } i} (\%)$: Incertidumbre de medida del consumo de gas natural del día “i” en condiciones normales en valor relativo.



$U_{\text{caudalímetro}} (\%)$: Incertidumbre de medida del caudalímetro de gas natural en valor relativo. En este caso 1,75% (Ver Anexo III).

$U_{\text{conversor}} (\%)$: Incertidumbre de medida del conversor PTZ en valor relativo. En este caso 0,30% (Ver Anexo III).

Así tenemos, por ejemplo, para el día 1 de junio:

$$U_{V(\text{Nm}^3)} \text{ 1 de junio } (\%) = \sqrt{ (U_{\text{caudalímetro}} (\%))^2 + (U_{\text{conversor}} (\%))^2 } = \sqrt{ (1,75^2 + 0,30^2) } = \pm 1,78\%$$

Incertidumbre del dato de actividad mensual

El consumo del mes “j” de gas natural expresado en Nm^3 no es más que la suma de los consumos diarios del mes expresados en Nm^3 :

$$V (\text{Nm}^3) \text{ mes } j = \sum_i V (\text{Nm}^3) \text{ día } i$$

Los consumos diarios se consideran variables dependientes ya que se miden a través del mismo equipo de medición (contador y conversor) y además se asume la misma incertidumbre (la más desfavorable) para todas las mediciones diarias. Por tanto, la incertidumbre del consumo mensual es, en valores relativos, la misma que la incertidumbre del consumo diario:

$$U_{V(\text{Nm}^3)} \text{ mes } j (\%) = U_{V(\text{Nm}^3)} \text{ día } i (\%)$$

Que para el ejemplo en cuestión, para el mes de junio es:

$$U_{V(\text{Nm}^3)} \text{ mes junio } (\%) = U_{V(\text{Nm}^3)} \text{ día } i (\%) = \pm 1,78\%$$

Cálculo del dato de actividad del periodo de notificación

Recogiendo esta información para un período de notificación completo tendremos, para este ejemplo:



Cálculo del dato de actividad de período de notificación

Tabla 53. Resumen anual de consumos de gas natural

MES	RESUMEN ANUAL									
	PCI medio (kwh/m ³ (n))	CONSUMO m ³ (n)	PCI medio (TJ/m ³ (n))	INCERTIDUMBRE DE MEDIDA DE CONSUMO EN VALOR RELATIVO Uv (Nm ³) mensual %	INCERTIDUMBRE DE LA MEDIDA EN VALOR ABSOLUTO Uv (Nm ³) mensual	DATO ACTIVIDAD (kwh) = CONSUMO*PCI	DATO ACTIVIDAD (TJ) = CONSUMO*PCI			
Enero	10,664000	285.475	0,000038	1,78%	5.068,69	3.044.305,40	10,96			
Febrero	10,656000	281.256	0,000038	1,78%	4.993,78	2.997.063,94	10,79			
Marzo	10,672000	264.859	0,000038	1,78%	4.702,65	2.826.575,25	10,18			
Abril	10,678000	252.647	0,000038	1,78%	4.485,82	2.697.764,67	9,71			
Mayo	10,662000	264.897	0,000038	1,78%	4.703,32	2.824.331,81	10,17			
Junio	10,665298	283.954	0,000038	1,78%	5.041,68	3.028.454,00	10,90			
Julio	10,702000	296.478	0,000039	1,78%	5.264,05	3.172.907,56	11,42			
Agosto	10,646000	297.846	0,000038	1,78%	5.288,34	3.170.868,52	11,42			
Septiembre	10,646000	365.478	0,000038	1,78%	6.489,16	3.890.878,79	14,01			
Octubre	10,632000	349.786	0,000038	1,78%	6.210,55	3.718.924,75	13,39			
Noviembre	10,639000	297.846	0,000038	1,78%	5.288,34	3.168.783,59	11,41			
Diciembre	10,611000	246.789	0,000038	1,78%	4.381,81	2.618.678,08	9,43			
TOTAL	-	3.487.311,00	-	-	61.918,19	37.159.536,35	133,77			
Valbres medios	10,655642	290.609,25	0,000038	-	1,78%	3.096.628,03	11,15			



El dato de actividad del período de notificación se calcula mediante la expresión:

$$\text{Datos de actividad período de notificación [TJ]} = \sum_j \text{Datos de actividad del mes } j \text{ [TJ]}$$

En el caso de nuestro ejemplo, tendremos para el período de notificación un dato de actividad de 133,77 TJ.

Incertidumbre del dato de actividad del periodo de notificación

El consumo durante el período de notificación de gas natural expresado en Nm^3 no es más que la suma de los consumos del mes “j” expresados en Nm^3 :

$$V (\text{Nm}^3) \text{ período de notificación} = \sum_j V (\text{Nm}^3) \text{ mes } j$$

Los consumos mensuales se consideran variables dependientes ya que se miden a través del mismo equipo de medición (contador y conversor) y además se asume la misma incertidumbre (la más desfavorable) para todas las mediciones mensuales. Por tanto, la incertidumbre del consumo del período de notificación es, en valores relativos, la misma que la incertidumbre del consumo mensual:

$$U_V(\text{Nm}^3) \text{ período de notificación (\%)} = U_V(\text{Nm}^3) \text{ mes } j \text{ (\%)} = U_V(\text{Nm}^3) \text{ día } i \text{ (\%)}$$

Que para el ejemplo en cuestión es:

$$U_V(\text{Nm}^3) \text{ período de notificación (\%)} = U_V(\text{Nm}^3) \text{ mes } j \text{ (\%)} = U_V(\text{Nm}^3) \text{ día } i \text{ (\%)} = \pm 1,78\%$$



Determinación del consumo de fuelóleo mediante evaluación de los cambios de existencias

El presente Anexo tiene por objeto mostrar, a través de la exposición de un ejemplo:

- Cómo se calcula el consumo de fuelóleo durante un período de notificación mediante evaluación de los cambios de existencias.
- Cómo se calcula la incertidumbre asociada a la determinación del consumo de fuelóleo durante un período de notificación teniendo en cuenta las incertidumbres de medida de los equipos que intervienen.

Supuesto

Se trata de una instalación que consume fuelóleo y dispone de un tanque para el almacenamiento de éste.

Asimismo, para el cálculo del combustible suministrado, se supone que no se corrigen las pesadas de los camiones que entran o salen de la instalación y que sólo se realiza una única pesada por cada camión que entra o sale.

En el apartado 3.6 de la AEGEI indica que el cálculo del consumo de fuelóleo se realizará mediante balance de masas:

- $\text{Combustible consumido} = \text{combustible comprado} + \text{combustible en stock a principio del período} - \text{combustible en stock a final del período}$.
- Combustible comprado: se determina en base a facturas y albaranes del suministrador.
- Combustible en stock: se determina mediante medición de nivel del depósito, indicándose el valor de la densidad empleada en el cálculo.



Cálculo de la incertidumbre global asociada a la determinación del consumo de fuelóleo

Tal y como se ha indicado, el consumo de fuelóleo se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$Q^F = \text{STOCK}_i^F + \sum_{j=1}^N Q_{\text{suministro } j}^F - \text{STOCK}_f^F$$

Donde:

Q^F : combustible consumido

$Q_{\text{suministro } j}^F$: combustible suministrado

STOCK_i^F : combustible en stock a principio del periodo de notificación

STOCK_f^F : combustible en stock a final del periodo de notificación

Por tanto, la incertidumbre expandida asociada al valor del consumo de fuelóleo se obtendrá como la incertidumbre de una suma de variables, considerando que son variables no correlacionadas:

$$U_Q^2 (\%) = U_{\text{STOCK}_i}^2 (\%) + U_{\text{STOCK}_f}^2 (\%) + \sum_{j=1}^N U_{\text{suministro } j}^2 (\%)$$

Donde:

U_Q : incertidumbre asociada al combustible consumido

U_{STOCK_i} : incertidumbre asociada al combustible almacenado al principio del período de notificación

U_{STOCK_f} : incertidumbre asociada al combustible almacenado al final del período de notificación

$U_{\text{suministro}}$: incertidumbre asociada al combustible suministrado

N: Número de suministros de fuelóleo que se han producido durante el periodo de notificación

A continuación, teniendo en cuenta que la incertidumbre relativa (U%) se obtiene dividiendo la incertidumbre en valor absoluto por el valor medido de la magnitud, se expresa la incertidumbre expandida asociada al consumo de fuelóleo, expresada en valores relativos.

$$U_Q (\%) = (\sqrt{[(U_{\text{STOCK}_i} (\%) \cdot \text{STOCK}_i^F)^2 + (U_{\text{STOCK}_f} (\%) \cdot \text{STOCK}_f^F)^2 + \sum_{j=1}^N (U_{\text{suministro } j} (\%) \cdot Q_{\text{suministro } j}^F)^2]}) / Q^F$$



Incertidumbre asociada a los suministros

La incertidumbre asociada a los suministros de combustible se obtiene a partir de las características de la báscula y su certificado de calibración, aportados por el suministrador. Los factores que contribuyen a la incertidumbre asociada a los suministros son: la incertidumbre asociada a la corrección no realizada (ΔX_c), la asociada a la calibración del equipo ($U_{\text{calibración}}$), la debida a la falta de repetibilidad (σ_{n-1}) y la asociada a la deriva, tal como se indica en la siguiente expresión, que se detalla en el Anexo II de la presente Guía.

$$U_{\text{combinada Suministro}} = \sqrt{[(\Delta X_c / 3)^2 + (U_{\text{Expandida de calibración}} / K)^2 + (\sigma_{n-1} / \sqrt{m})^2 + (\text{Deriva} / \sqrt{3} \text{ ó EMP} / \sqrt{3})^2]}$$

$$U_{\text{Expandida Suministro}} = U_{\text{combinada Suministro}} \cdot K$$

A continuación, mediante una tabla, se indican las características asociadas a cada uno de los tres suministros.

Tabla 54. Características de los suministros

	Suministro 1	Suministro 2	Suministro 3
Cantidad total suministrada (kg)	19.998	19.990	29.992
Peso camión vacío (kg)	20.001	9.998	9.996
Peso camión lleno (kg)	39.999	29.988	39.988

Las pesadas de los camiones, tanto a la entrada como a la salida de la instalación, estarán en los entornos de los puntos de calibración de 10.000 y 20.000 kg (camión vacío) y 30.000 y 40.000 kg (camión lleno).

Punto de calibración en el entorno de 10.000 kg (10.000 kg):

$$U_{\text{combinada Suministro}} = \sqrt{[(0 / \sqrt{3})^2 + (16 / 2)^2 + (0 / \sqrt{1})^2 + (40 / \sqrt{3})^2]} = \pm 24,44 \text{ kg}$$

$$U_{\text{Expandida Suministro}} = 24,44 \cdot 2 = \pm 48,88 \text{ kg}$$

$$U_{\text{Expandida Suministro}} (\%) = (\pm 48,88 / 10.000) \cdot 100 = \pm 0,49 \%$$

Punto de calibración en el entorno de 20.000 kg (19.999 kg):



$$U_{\text{combinada Suministro}} = \sqrt{[(-1 / \sqrt{3})^2 + (14 / 2)^2 + (0 / \sqrt{1})^2 + (40 / \sqrt{3})^2]} = \pm 24,14 \text{ kg}$$

$$U_{\text{Expandida Suministro}} = 24,14 \cdot 2 = \pm 48,28 \text{ kg}$$

$$U_{\text{Expandida Suministro}} (\%) = (\pm 48,28 / 19.999) \cdot 100 = \pm 0,24 \%$$

Punto de calibración en el entorno de 30.000 kg (28.392 kg):

$$U_{\text{combinada Suministro}} = \sqrt{[(-8 / \sqrt{3})^2 + (27 / 2)^2 + (0 / \sqrt{1})^2 + (40 / \sqrt{3})^2]} = \pm 27,15 \text{ kg}$$

$$U_{\text{Expandida Suministro}} = 27,15 \cdot 2 = \pm 54,30 \text{ kg}$$

$$U_{\text{Expandida Suministro}} (\%) = (\pm 54,3 / 28.392) \cdot 100 = \pm 0,19 \%$$

Punto de calibración en el entorno de 40.000 kg (40.391 kg):

$$U_{\text{combinada Suministro}} = \sqrt{[(-9 / \sqrt{3})^2 + (28 / 2)^2 + (0 / \sqrt{1})^2 + (40 / \sqrt{3})^2]} = \pm 27,50 \text{ kg}$$

$$U_{\text{Expandida Suministro}} = 27,50 \cdot 2 = \pm 55,00 \text{ kg}$$

$$U_{\text{Expandida Suministro}} (\%) = (\pm 55,00 / 40.391) \cdot 100 = \pm 0,14 \%$$

Como se ha comentado anteriormente, la cantidad de combustible o material descargado, se calculará mediante la diferencia de pesadas del camión lleno en la entrada a las instalaciones y el camión vacío a la salida de las instalaciones. Si consideramos que las variables son independientes (incertidumbres no correlacionadas), la incertidumbre de la medida se calculará como:

$$U (\%) = \sqrt{(U_{\text{expandida camión vacío}}^2 (\%) + U_{\text{expandida camión lleno}}^2 (\%))}$$

En base a la expresión anterior, las incertidumbres asociadas a cada uno de los suministros son:

Suministro 1:

$$U (\%) = \sqrt{(0,24^2 + 0,14^2)} = \pm 0,28 \%$$

Suministro 2:

$$U (\%) = \sqrt{(0,49^2 + 0,19^2)} = \pm 0,53 \%$$



Suministro 3:

$$U (\%) = \sqrt{(0,49^2 + 0,14^2)} = \pm 0,51 \%$$

Incertidumbre asociada al combustible almacenado al principio y al final del período de notificación

Para el cálculo del combustible almacenado al principio y al final del período de notificación deben tenerse en cuenta las incertidumbres asociadas a la variación del nivel del tanque de combustible y a la asociada a la determinación de la densidad, teniendo en cuenta la temperatura del combustible, tal como se indica en las siguientes ecuaciones.

$$U_{\text{STOCK combinada}} (\%) = \sqrt{(U_{\text{V combinada}}^2 (\%) + U_{\text{densidad T combinada}}^2 (\%))}$$

Donde:

$U_{\text{STOCK combinada}}$: Incertidumbre combinada del almacenamiento del combustible.

$U_{\text{V combinada}}$: Incertidumbre combinada de la variación del nivel del tanque.

$U_{\text{densidad T combinada}}$: Incertidumbre combinada de la densidad corregida por temperatura.

A) Incertidumbre asociada a la variación de niveles

Para determinar la incertidumbre asociada a la variación de nivel del tanque, se comprueba para la altura h el volumen de fuelóleo almacenado, teniendo en cuenta las tablas de cubicación, y la variación en el volumen almacenado por cada mm de altura de tanque ($V_{\Delta h}$). Así, la expresión de dicha incertidumbre es:

$$U_{\text{V combinada}} (\%) = ((\pm U_{\text{nivel combinada}} \cdot V_{\Delta h}) / V_h) \cdot 100$$

Donde:

$U_{\text{Nivel combinada}}$: Incertidumbre combinada de la medida de nivel en el tanque.

$V_{\Delta h}$: Incremento de volumen almacenado por mm de altura de líquido en el tanque.

V_h : Volumen almacenado en tanque correspondiente a la altura h obtenida del medidor de nivel.

La determinación de la incertidumbre en la medida del nivel de fuelóleo ($U_{\text{Nivel combinada}}$), se realizará con los certificados de calibración de los medidores de nivel, de forma análoga a la incertidumbre asociada a la pesada.



$$U_{\text{nivel combinada}} = \sqrt{[(U_{\text{Expandida de calibración}} / K)^2 + (U_{\text{res}} / 2\sqrt{3})^2 + (\Delta X_c / \sqrt{3})^2]}$$

Donde:

U_{res} : Incertidumbre asociada a la resolución o división de escala del equipo.

$U_{\text{expandida de calibración}}$: Incertidumbre asociada a la calibración del equipo.

ΔX_c : Incertidumbre asociada a la corrección no realizada.

Es preciso indicar que el cálculo de la incertidumbre asociada a la variación de niveles se detalla en el presente ejemplo a modo didáctico, de forma que puede darse el caso que una instalación no disponga de todos los datos que se requieren, y deba adaptar el cálculo de la incertidumbre a sus parámetros disponibles más representativos.

B) Incertidumbre asociada a la corrección del dato de densidad por temperatura

Para corregir la densidad por temperatura se mide la temperatura en el tanque mediante el medidor de temperatura existente. La densidad a la temperatura T del tanque se determina según la siguiente expresión de acuerdo con la norma ASTM D 1250:

$$\rho_T = \rho_{15} \cdot e^{-\alpha_T \cdot \Delta T \cdot (1+0,8 \cdot \alpha_T \cdot \Delta T)}$$

Donde:

ρ_T : densidad del fuelóleo a la temperatura de almacenamiento en tanque, en kg/m³.

ρ_{15} : densidad del fuelóleo 15 °C, en kg/m³.

ΔT : diferencia entre la temperatura del fuelóleo contenido en tanque y la temperatura de referencia (15 °C), en °C.

α_T : coeficiente de expansión volumétrico.

Teniendo en cuenta que la medición de la temperatura conlleva una incertidumbre de $\pm U_T$ °C, la incertidumbre del término exponencial se estima evaluando dicho término para T, T- U_T y T+ U_T , y se expresa en porcentaje dicha función exponencial:

$$[|f(T) - f(T - U_T)| / f(T)] \cdot 100 = U_{\text{exp 1}} (\%)$$

$$[|f(T) - f(T + U_T)| / f(T)] \cdot 100 = U_{\text{exp 2}} (\%)$$



Como incertidumbre del término exponencial se toma el mayor de estos dos valores:

$$U_{\text{exp}} = \max (U_{\text{exp } 1} (\%), U_{\text{exp } 2} (\%))$$

Por tanto la incertidumbre de la densidad corregida a la temperatura T se calcula como la incertidumbre de un producto de variables interdependientes (pues el término α_T depende de la densidad a 15°C):

$$U_{\text{densidad T combinada}} (\%) = U_{\text{densidad 15° C combinada}} (\%) + U_{\text{exp combinada}} (\%)$$

Donde:

$U_{\text{densidad 15°C combinada}}$: Incertidumbre asociada a la determinación de la densidad a 15°C.

$U_{\text{exp combinada}}$: Incertidumbre asociada a la corrección por temperatura.

Resultados de las incertidumbres asociadas al combustible almacenado al principio y al final del período de notificación

A continuación, se presentan, en forma de Tablas, los resultados para la incertidumbre asociada al stock al inicio y al final del período de notificación.

A) Incertidumbre asociada a la sonda de nivel

La incertidumbre asociada a la sonda de nivel del tanque de fuelóleo es la misma, tanto al principio como al final del período de notificación, ya que depende del certificado de calibración de ésta.

$$U_{\text{nivel combinada}} = \sqrt{[(U_{\text{Expandida de calibración}} / K)^2 + (U_{\text{res}} / 2\sqrt{3})^2 + (\Delta X_c / \sqrt{3})^2]}$$

No obstante, en el ejemplo que se muestra, no se dispone de certificado de calibración del equipo. En ausencia de dicho certificado de calibración, y con fines didácticos, de cara a evaluar la incertidumbre en la determinación del nivel, se ha tenido en consideración la hoja de especificaciones técnicas de la sonda empleada. De los datos que se encuentran en las especificaciones técnicas de la sonda, el referente a la resolución de la misma se puede utilizar de cara a estimar la incertidumbre de resolución, que se puede considerar la contribución más representativa disponible. Por otro lado, no se tendrán en cuenta la contribución de la incertidumbre de calibración y de la incertidumbre por corrección no realizada, cuya obtención requeriría del mencionado certificado de calibración.

$$U_{\text{Nivel combinada}} = \sqrt{(1/2\sqrt{3})^2} = 0,289 \text{ mm}$$

Por lo tanto se considerará que la incertidumbre de resolución viene determinada por la resolución de la cinta métrica para medir el nivel del tanque, que el caso estudiado es de 1 mm.

B) Incertidumbre asociada a la variación de nivel

Para determinar la incertidumbre asociada a la variación de nivel, con la medición del dato de altura del



nivel de combustible, mediante las tablas de cubicaje, puede determinarse el volumen correspondiente a la altura.

$$U_{V \text{ combinada}} (\%) = ((\pm U_{\text{nivel combinada}} \cdot \Delta V_h) / V_h) \cdot 100$$

Tabla 55. Incertidumbre asociada a la variación de nivel

	Inicio período notificación	Final período de notificación
h_1 (mm)	3.765	809
V_h (l)	105.940	25.176
ΔV_h (l/mm)	28,1	31,1
$U_{V \text{ combinada}}$ (%)	0,0076	0,0356

C) Incertidumbre asociada a la corrección del dato de densidad por temperatura

Para determinar la corrección de la densidad por temperatura, se mide la temperatura del tanque a través de una sonda, corrigiéndose la densidad a la temperatura de referencia (15°C).

$$U_{\text{densidad T combinada}} (\%) = U_{\text{densidad 15°C combinada}} (\%) + U_{\text{exp combinada}} (\%)$$

La incertidumbre asociada a la determinación de la densidad a la temperatura de referencia ($U_{\text{densidad 15°C}}$) aparece en el certificado de calidad del combustible.

La incertidumbre asociada a la variación de temperatura (U_{exp}) viene dada por las siguientes expresiones, teniendo en cuenta que de las dos opciones se tomará aquella que implique una incertidumbre mayor:

$$[(f(T) - f(T - U_T)) / f(T)] \cdot 100 = U_{\text{exp 1}} (\%)$$

$$[(f(T) - f(T + U_T)) / f(T)] \cdot 100 = U_{\text{exp 2}} (\%)$$

Por ejemplo en el caso del stock del tanque de la instalación al inicio del período de notificación, el cálculo es:

$$f(T) = e^{-0,001 \cdot (54-15)} (1+0,8 \cdot 0,001 \cdot (54-15)) = 0,9606$$

$$f(T+U_T) = e^{-0,001 \cdot (54+0,13-15)} (1+0,8 \cdot 0,001 \cdot (54+0,13-15)) = 0,9604$$

$$f(T - U_T) = e^{-0,001 \cdot (54-0,13-15)} (1+0,8 \cdot 0,001 \cdot (54-0,13-15)) = 0,9607$$

$$U_{\text{exp 1}} (\%) = [(0,9606-0,9607) / 0,9606] \cdot 100 = 0,0104\%$$

$$U_{\text{exp } 2} (\%) = [|(0,9606-0,9604)| / 0,9606] \cdot 100 = 0,0208\%$$

En este caso los valores son prácticamente iguales, pero el $U_{\text{exp } 2}$ es mayor, por lo que será el valor escogido.

Seguidamente, se muestra una tabla resumen con los parámetros que intervienen en el cálculo de la incertidumbre asociada a la corrección del dato de densidad por temperatura.

Tabla 56. Incertidumbre asociada a la corrección del dato de densidad por temperatura

	Inicio período notificación	Final período de notificación
$U_{p15^{\circ}\text{C}} (\%)$	0,0011	0,0011
$T (^{\circ}\text{C})$	54	55
$U_T (^{\circ}\text{C})^1$	0,13	0,13
$f(T)$	0,9606	0,9596
$f(T+U_T)$	0,9604	0,9594
$U_{\text{exp}} (\%)$	0,0208	0,0208
$U_{pT} (\%)$	0,0219	0,0219

D) Incertidumbre asociada a la determinación global de los stocks al principio y al final de período de notificación

Una vez calculada la incertidumbre asociada al nivel (U_V) y la asociada a corrección del dato de densidad por temperatura ($U_{\text{densidad } T}$), se determina la incertidumbre asociada a la variación de stocks, tanto del inicio como del final del período de notificación:

$$U_{\text{STOCK } i \text{ combinada}} (\%) = \sqrt{ [U_{V_i \text{ combinada}}^2 (\%) + U_{\text{densidad } T_i \text{ combinada}}^2 (\%)] }$$

$$U_{\text{STOCK } f \text{ combinada}} (\%) = \sqrt{ [U_{V_f \text{ combinada}}^2 (\%) + U_{\text{densidad } T_f \text{ combinada}}^2 (\%)] }$$

Nota: El valor de 0,13 se corresponde a la incertidumbre asociada al medidor de temperatura, dato que se detalla en el certificado de calibración de dicho medidor



Tabla 57. Incertidumbre global asociada a los stocks

	Inicio período notificación	Final período de notificación
$U_{V \text{ combinada}} (\%)$	0,0076	0,0356
$U_{\rho T \text{ combinada}} (\%)$	0,0219	0,0219
$U_{\text{STOCK}i \text{ combinada}} (\%)$	0,0232	0,0418
$U_{\text{STOCK}i \text{ expandida}} (\%)$	0,0464	0,0836

Resultado de la incertidumbre global asociada al consumo de combustible

Una vez determinadas las incertidumbres expandidas de todos los equipos necesarios para el cálculo del consumo global de fuelóleo de la instalación, se puede calcular la incertidumbre global, mediante la siguiente expresión:

$$U_Q (\%) = \left(\sqrt{ [(U_{\text{STOCK}i} (\%) \cdot \text{STOCK}_{iI})^2 + (U_{\text{STOCK}f} (\%) \cdot \text{STOCK}_{fI})^2 + \sum_{j=1}^N (U_{\text{suministro}} (\%) \cdot Q_{\text{suministro}})^2] } \right) / Q^F$$

Cabe indicar que los valores de las cantidades almacenadas al inicio y al final del período de notificación se calculan mediante la siguientes expresiones:

$$m = \rho_T \cdot V$$

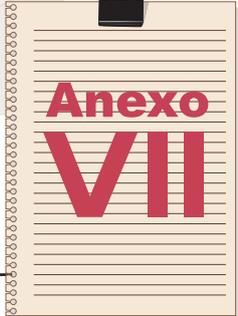
$$\rho_T = \rho_{15} \cdot e^{-\alpha_T \cdot \Delta T \cdot (1+0,8 \cdot \alpha_T \cdot \Delta T)}$$

Tabla 58. Valores de las cantidades almacenadas al inicio y final del período de notificación

	Inicio período notificación	Final período de notificación
h tanque (mm)	3.765	809
V (m³)	105,9	25,2
$\rho_{15} \text{ (kg/m}^3\text{)}$	974,1	974,1
$\rho_T \text{ (kg/m}^3\text{)}$	935,7	934,7
m (t)	99,1	23,5

Finalmente, teniendo en cuenta las expresiones anteriores y, considerando las diferentes incertidumbres calculadas, se determina la incertidumbre total asociada al consumo de combustible.

$$U_Q = \sqrt{ [(0,0464 \cdot 99,1)^2 + (0,0836 \cdot 23,5)^2 + (0,28 \cdot 19,998)^2 + (0,53 \cdot 19,990)^2 + (0,51 \cdot 29,992)^2] } / (99,1 - 23,5 + 19,998 + 19,990 + 29,992) = \pm 0,14\%$$



**Informe de notificación de emisiones.
Formato de la Consejería de Medio Ambiente**

JUNTA DE ANDALUCIA

CONSEJERÍA DE MEDIO AMBIENTE
Dirección General de Cambio Climático y Medio Ambiente Urbano

1.- IDENTIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Titular de la Instalación	
Nombre de la Razón Social:	
C.I.F.:	
Código RENADE:	
Dirección Razón Social	
Dirección:	
C.P.:	
Localidad:	
Provincia:	
País:	
Representación legal⁽¹⁾	
Representante legal 1	
Nombre:	
D.N.I.:	
Título de Representación Legal ⁽²⁾ :	
Representante legal 2	
Nombre:	
D.N.I.:	
Título de Representación Legal ⁽²⁾ :	
Instalación	
Nombre Instalación:	
Dirección Instalación	
Dirección:	
C.P.:	
Localidad:	
Provincia:	
País:	
Otros datos de la instalación	
Código de AEGERI:	
Grupo ⁽³⁾ :	
IBE ⁽⁴⁾ :	
¿La instalación debe realizar informes E-PRTR?:	
Número de identificación del E-PRTR ⁽⁵⁾ :	
Nº CNAE ⁽⁶⁾ :	

Firma Representantes Legales:

Fdo:

Firma del verificador:

Fdo:



JUNTA DE ANDALUCÍA

CONSEJERÍA DE MEDIO AMBIENTE
Dirección General de Cambio Climático y Medio Ambiente Urbano

Persona de contacto	
Nombre:	
Cargo:	
Teléfono:	
Fax:	
Correo electrónico:	
Datos del Informe anual	
Año de informe ⁽⁷⁾ :	
Organismo de verificación ⁽⁸⁾ :	
Tipo de actividades realizadas según el anexo 1 de la Ley 1/2005	
Actividad 1:	
Actividad 2:	
Actividad N:	

(1) Añadir tantos representantes legales como sea necesario.

(2) Indicar el título de representación legal (apoderado, administrador único, consejero delegado,...) y si el poder de representación es solidario o mancomunado.

(3) Indicar el Grupo al que pertenece la instalación según el nivel de las emisiones totales de CO₂ de la misma: Grupo A menos de 50.000 t/año, Grupo B entre 50.000 y 500.000 t/año, Grupo C más de 50.000 t/año.

(4) Indicar si se trata de una "Instalación de Bajas Emisiones" (IBEs): instalación con menos de 25.000 t CO₂ anuales. Es un dato recogido en su Autorización.

(5) Sólo debe cumplimentarse por las instalaciones que tengan que realizar informes E-PRTR. La información no es obligatoria y se utiliza para disponer de más datos de identificación, aparte del nombre y la dirección dados.

(6) Indicar el número del sector de la CNAE al que pertenece la instalación, según establece la Clasificación Nacional de Actividades Económicas 2009 (CNAE-2009), aprobada en el Real Decreto 475/2007, de 13 de abril. En el caso de tratarse de una instalación de cogeneración, indicar además el número del sector de la CNAE al que da servicio dicha cogeneración.

(7) Año al que corresponden las emisiones notificadas en el presente informe.

(8) Indicar el organismo que ha realizado la verificación del informe y la entidad por la que está acreditado para realizar esta función.

Firma Representantes Legales:

Fdo:

Firma del verificador:

Fdo:

MODELO IN CAL_DEC589_V3.DOC



JUNTA DE ANDALUCÍA

CONSEJERÍA DE MEDIO AMBIENTE
 Dirección General de Cambio Climático y Medio Ambiente Urbano

2.- RESUMEN DE LAS ACTIVIDADES Y EMISIONES Y DATOS DE PRODUCCIÓN DENTRO DE UNA INSTALACIÓN

EMISIONES DE ACTIVIDADES DEL ANEXO 1				
Actividades	Categoría CRF del IPCC (9) Emisiones de combustión	Categoría CRF del IPCC (10) Emisiones de proceso	Código IPCC de la categoría E-PRTR	Emisiones (t CO ₂)
Actividad 1				
Actividad 2				
Actividad N				
Total				

(9) Categoría CRF (Common Reporting Framework) del IPCC (Intergovernmental Panel On Climate Change) de las emisiones de combustión.
 (10) Categoría CRF (Common Reporting Framework) del IPCC (Intergovernmental Panel On Climate Change) de las emisiones de proceso.
 (11) Indicar si el nivel aplicado a alguno de los parámetros para el cálculo de las emisiones de la actividad es distinto del que le correspondería según Cuadro I del Anexo I de la Decisión 2007/589/CE.

Datos de carácter informativo		
CO ₂ transferido o inherente		
Cantidad transferida o inherente	Material o combustible transferido	Tipo de transferencia (12)
Unidad [tCO ₂]		Emisiones de biomasa (13)
Actividad 1		[tCO ₂]
Actividad 2		
Actividad N		
Total		

(12) Inherente a / fuera de la instalación, transferido a / fuera de la instalación.
 (13) Sólo debe cumplimentarse si las emisiones han sido determinadas por medición.

Firma Representantes Legales:
 Fdo:

Firma del verificador:
 Fdo:



JUNTA DE ANDALUCIA

CONSEJERÍA DE MEDIO AMBIENTE
Dirección General de Cambio Climático y Medio Ambiente Urbano

2.- RESUMEN DE LAS ACTIVIDADES Y EMISIONES Y DATOS DE PRODUCCIÓN DENTRO DE UNA INSTALACIÓN

DATOS DE PRODUCCIÓN DE ACTIVIDADES DEL ANEXO 1			
Producción anual		Cantidad	Unidades
Producción de cal			
Producción de dolomia sinterizada y calcinada			
Otros			

Cogeneración ⁽¹⁴⁾			
Datos cogeneración			
Potencia eléctrica instalada (MW)	Rendimiento eléctrico (%)	Horas de funcionamiento de la cogeneración (h)	Energía eléctrica generada (MWh)

Calor útil a proceso productivo	
Indicar la forma de aprovechamiento del calor (generación vapor, aprovechamiento directo gases escape...)	Calor aplicado a proceso productivo (TJ)
Proceso 1	
Proceso 2	

(14) Las instalaciones que desarrollan actividades de los epígrafes 1.a o 1.b que además disponen de equipos de combustión correspondientes al epígrafe 1.c, deben indicar los datos de producción de estos equipos de forma independiente a los correspondientes a la actividad 1.a o 1.b.

En la cumplimentación de los datos correspondientes a la cogeneración se han de tener en cuenta las siguientes definiciones:

- Potencia eléctrica instalada (MW): potencia eléctrica total de la planta. En los casos en los que la instalación disponga de más de un motor/turbina, se deben aportar las potencias eléctricas individuales. Si no es posible, se deberá indicar que la potencia total hace referencia a la suma de potencias de todos los motores/turbinas de la planta de cogeneración.
- Rendimiento eléctrico (%): relación porcentual entre la energía eléctrica generada y la energía térmica consumida para ello. Si se dispone de más de un motor/turbina se deberá aportar el rendimiento eléctrico de cada uno. Si no es posible, se deberá indicar que el rendimiento corresponde a toda la planta de cogeneración.
- Horas de funcionamiento de la cogeneración (h): horas que ha funcionado la planta de cogeneración. En el caso de disponer de más de un motor/turbina con horas de funcionamiento diferentes, aportar los datos para cada motor/turbina individual. Si los motores/turbinas han funcionado el mismo número de horas, completar sólo el número de horas de uno de los motores/turbinas e indicarlo en la tabla.
- Energía eléctrica generada (MWh): energía eléctrica generada en la planta. En caso de disponer de varios motores/turbinas aportar la energía eléctrica generada por cada uno de ellos. Si no es posible individualizar este término, indicarlo en la tabla y aportar la energía eléctrica total generada.

Firma Representantes Legales:

Fdo:

Firma del verificador:

Fdo:

MODELO IN CAL_DEC589_V3.DOC

3.- EMISIONES DE COMBUSTIÓN

Se deben clasificar los combustibles en Combustibles Fósiles, Combustibles procedentes de Biomasa o Mezclas de Combustibles Fósiles y procedentes de Biomasa. Se añadirán tantos bloques de filas como sean necesarios para informar de cada uno de los combustibles empleados en la instalación.

Actividad N del Anexo 1:				
Combustibles fósiles				
Combustible 1 ⁽¹⁵⁾				
Nº del catálogo residuos⁽¹⁶⁾		Planteamiento		
	Parámetros	Unidad	Datos	Nivel aplicado
	Datos de la Actividad	TJ		
	Consumo (base seca): (t, Nm ³)			
	Valor Calorífico Neto: (TJ/t, TJ/Nm ³)			
	Factor de emisión	tCO ₂ /TJ		
	Factor de oxidación	Adimensional		
	Total emisiones	t CO₂		
Combustible N ⁽¹⁵⁾				
Nº del catálogo residuos⁽¹⁶⁾		Planteamiento		
	Parámetros	Unidad	Datos	Nivel aplicado
	Datos de la Actividad	TJ		
	Consumo (base seca): (t, Nm ³)			
	Valor Calorífico Neto: (TJ/t, TJ/Nm ³)			
	Factor de emisión	tCO ₂ /TJ		
	Factor de oxidación	Adimensional		
	Total emisiones	t CO₂		

Firma Representantes Legales:

Fdo:

Firma del verificador:

Fdo:



JUNTA DE ANDALUCÍA

CONSEJERÍA DE MEDIO AMBIENTE
Dirección General de Cambio Climático y Medio Ambiente Urbano

Combustibles de biomasa pura				
Combustible B1 ⁽¹⁵⁾				
Nº del catálogo residuos⁽¹⁶⁾	Planteamiento			
	Parámetros	Unidad	Datos	Nivel aplicado
	Datos de la Actividad	TJ		
	Consumo (base seca): (t, Nm ³)			
	Valor Calorífico Neto: (TJ/t, TJ/Nm ³)			
	Factor de emisión	tCO ₂ /TJ		
	Factor de oxidación	Adimensional		
	Total emisiones	t CO₂		
Combustible BN ⁽¹⁵⁾				
Nº del catálogo residuos⁽¹⁶⁾	Planteamiento			
	Parámetros	Unidad	Datos	Nivel aplicado
	Datos de la Actividad	TJ		
	Consumo (base seca): (t, Nm ³)			
	Valor Calorífico Neto: (TJ/t, TJ/Nm ³)			
	Factor de emisión	tCO ₂ /TJ		
	Factor de oxidación	Adimensional		
	Total emisiones	t CO₂		

Firma Representantes Legales:

Firma del verificador:

Fdo:

Fdo:

JUNTA DE ANDALUCÍA

CONSEJERÍA DE MEDIO AMBIENTE
Dirección General de Cambio Climático y Medio Ambiente Urbano

Mezclas de combustible fósil y biomasa				
Combustible M1 ⁽¹⁵⁾				
Nº del catálogo residuos ⁽¹⁶⁾		Planteamiento		
Mezcla de combustible fósil y biomasa				
	Parámetros	Unidad	Datos	Nivel aplicado
	Datos de la Actividad	TJ		
	Consumo (base seca): (t, Nm ³)			
	Valor Calorífico Neto: (TJ/t, TJ/Nm ³)			
	Factor de emisión	tCO ₂ /TJ		
	Factor de oxidación	Adimensional		
	Total emisiones mezcla	tCO ₂		
Fracción de biomasa				
	Parámetros	Unidad	Datos	Nivel aplicado
	Datos de la Actividad	TJ		
	Consumo (base seca): (t, Nm ³)			
	Valor Calorífico Neto: (TJ/t, TJ/Nm ³)			
	Factor de emisión	tCO ₂ /TJ		
	Factor de oxidación	Adimensional		
	Total emisiones fracción biomasa	tCO ₂		
Fracción combustible fósil				
	Total emisiones fracción combustible fósil (mezcla - fracción de biomasa)	tCO₂		

Firma Representantes Legales:

Fdo:

Firma del verificador:

Fdo:



JUNTA DE ANDALUCÍA

CONSEJERÍA DE MEDIO AMBIENTE
Dirección General de Cambio Climático y Medio Ambiente Urbano

Contenido energético de combustibles de biomasa ⁽¹⁷⁾	
Total de biomasa utilizada (TJ)	

Emisiones de Combustión Totales para Actividad ⁽¹⁸⁾	
Total de emisiones (tCO₂)	

(15) Consignar la denominación del combustible recogida en la Autorización en vigor.

(16) Para los combustibles catalogados como residuos, se debe informar de su nombre y código (6 dígitos) según la clasificación de la Decisión 2000/532/CE de la Comisión, de 3 de mayo de 2000.

(17) Es igual a la suma de los contenidos de energía de los combustibles de biomasa (biomasa pura y fracción de biomasa de mezclas de combustible fósil con biomasa).

(18) Es igual a la suma de las emisiones de combustibles fósiles y de las emisiones correspondientes a la fracción fósil de mezclas de combustible fósil con biomasa.

Firma Representantes Legales:

Fdo:

Firma del verificador:

Fdo:

MODELO IN CAL_DEC589_V3.DOC

4.- EMISIONES DE PROCESO CALERAS

Se añadirán tantos bloques de filas como sean necesarios para informar de cada uno de los materiales consumidos en la instalación.

Actividad N del Anexo 1:				
Materias primas no procedentes de biomasa				
Material 1		Planteamiento		
	Parámetros	Unidad	Datos	Nivel aplicado
	Datos de Actividad (t material 1)			
	Factor de emisión (tCO ₂ /t material 1)			
	Factor de conversión	Adimensional		
	Total emisiones	tCO₂		
Material 2		Planteamiento		
	Parámetros	Unidad	Datos	Nivel aplicado
	Datos de Actividad (t material 2)			
	Factor de emisión (tCO ₂ /t material 2)			
	Factor de conversión	Adimensional		
	Total emisiones	tCO₂		
Material N		Planteamiento		
	Parámetros	Unidad	Datos	Nivel aplicado
	Datos de Actividad (t material N)			
	Factor de emisión (tCO ₂ /t material N)			
	Factor de conversión	Adimensional		
	Total emisiones	tCO₂		

Emisiones de Proceso Totales para Actividad	
Total de emisiones (tCO₂)	

Firma Representantes Legales:

Fdo:

Firma del verificador:

Fdo:



JUNTA DE ANDALUCÍA

CONSEJERÍA DE MEDIO AMBIENTE
Dirección General de Cambio Climático y Medio Ambiente Urbano

5.- INFORMACIÓN ADICIONAL

Adicionalmente, la instalación deberá aportar:

1) El dato anual de energía eléctrica consumida.

Consumo anual	Cantidad	Unidades
Energía eléctrica consumida		MWh/año

Además, si procede:

2) Se informará de los cambios temporales o permanentes de niveles, de los motivos de esos cambios, la fecha inicial de los cambios permanentes, y las fechas inicial y final de los cambios temporales. Cuando se cambien niveles dentro de un periodo de notificación, los resultados correspondientes a la fuente o flujo fuente afectado se calcularán y comunicarán como secciones separadas del informe anual.

3) Se indicarán todos los cambios producidos en la instalación durante el periodo de notificación que puedan ser importantes para el informe anual.

4) Si se ha producido la certificación de la fecha de entrada en funcionamiento de la instalación o de una ampliación de la misma durante el periodo de notificación, se indicará la fecha a partir de la cual se ha realizado el seguimiento y cálculo de las emisiones de las fuentes o flujos fuente afectados por la entrada en funcionamiento.

Firma Representantes Legales:

Fdo:

Firma del verificador:

Fdo:

MODELO IN CAL_DEC589_V3.DOC

6.- ANEXO

Con objeto de disponer de datos actualizados para el tercer periodo de aplicación del comercio de derechos de emisión, para el año 2009 se debe aportar, junto con el Informe Anual de Emisiones, un listado de todos los equipos de combustión existentes en la instalación junto con la potencia térmica nominal de cada uno de ellos en MW. Asimismo, en aquellos casos en los que los equipos de combustión no consuman combustibles fósiles, se deberá especificar la potencia eléctrica en MW.

Equipos de combustión	Potencia térmica (MW)	Potencia eléctrica (MW)
Equipo 1		
Equipo 2		
Equipo 3		
....		
Total		

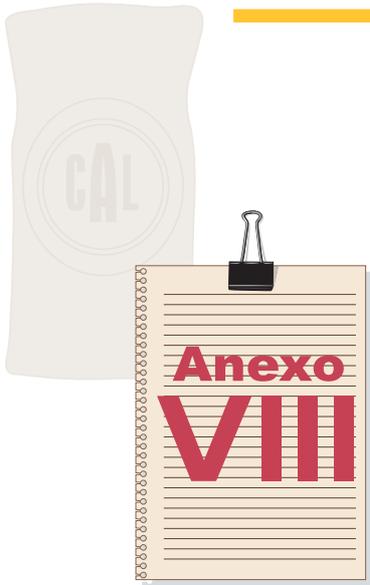
Firma Representantes Legales:

Fdo:

Firma del verificador:

Fdo:





**Informe de verificación de emisiones
de gases de efecto invernadero.
Formato de la Consejería de Medio Ambiente**



Logo organismo de acreditación		Logo entidad verificadora
--------------------------------	--	---------------------------

REFERENCIA DEL INFORME

Página 1 de 3

INFORME DE VERIFICACIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI)

PERIODO DE REFERENCIA

DATOS DEL TITULAR (RAZÓN SOCIAL)

Nombre de la Razón Social	NIF/CIF
Dirección Social	Municipio-Provincia
	Código postal

DATOS DE LA INSTALACIÓN

Nombre de la instalación	Epígrafe/s Anexo I de la Ley 1/2005	
Dirección de la instalación	Municipio-Provincia	
	Código postal	
Autorización emisiones GEI en vigor	Código RENADE	Cantidad de derechos asignados para el periodo verificado
		t CO ₂

DATOS DEL PROCESO DE VERIFICACIÓN

Nombre entidad verificadora	Nº. de acreditación				
EQUIPO VERIFICADOR					
Verificador/a jefe	Revisor/a Técnico/a				
Nombre	NIF	Nombre	NIF		
Verificador/a adicional					
Nombre	NIF	Nombre	NIF	Nombre	NIF
Referencia del procedimiento de verificación de la entidad	Fecha/s visita "in situ" en el establecimiento	AEGE/s de referencia en verificación			
Referencia informe anual de emisiones del titular	Referencia informe anual de emisiones año anterior	Periodo de referencia del Informe de emisiones			
Emisiones verificadas					
t CO ₂					

DICTAMEN DEFINITIVO DE LA VERIFICACIÓN

En cumplimiento del artículo 22 de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, el Real Decreto 1315/2005, de 4 de noviembre, por el cual se establecen las bases de los sistemas de seguimiento y verificación de emisiones de gases de efecto invernadero, y la Decisión 2007/589/CE, de 18 de julio, por la que se establecen directrices para el seguimiento y notificación de las emisiones, el/la verificador/a en jefe manifiesta el dictamen de verificación siguiente:

- Verificado como satisfactorio.** El informe anual de emisiones presentado por el titular se considera satisfactorio porque, a juicio del verificador, existe una certeza razonable de que el cálculo de las emisiones totales no contiene ninguna inexactitud y que el informe no existen irregularidades.
- Verificado como satisfactorio con irregularidades o inexactitudes no importantes.** El informe anual de emisiones presentado por el titular se considera satisfactorio porque, a juicio del verificador, existe una certeza razonable de que el cálculo de las emisiones totales no contiene ninguna inexactitud importante y que en el informe no existen irregularidades importantes, aunque sí se detectan irregularidades o inexactitudes no importantes. **Las irregularidades e inexactitudes se detallan en el apartado correspondiente.**
- Verificado como no satisfactorio.** El informe anual de emisiones presentado por el titular se considera no satisfactorio porque, a juicio del verificador, presenta irregularidades importantes o inexactitudes importantes. **Las irregularidades importantes o inexactitudes importantes se detallan en el apartado correspondiente.**



<i>Logo organismo de acreditación</i>	<i>Logo entidad verificadora</i>
---------------------------------------	----------------------------------

REFERENCIA DEL INFORME

Página 2 de 3

IRREGULARIDADES NO IMPORTANTES

INEXACTITUDES NO IMPORTANTES

IRREGULARIDADES IMPORTANTES

INEXACTITUDES IMPORTANTES

PROPUESTAS DE MEJORA



<i>Logo organismo de acreditación</i>	<i>Logo entidad verificadora</i>
---------------------------------------	----------------------------------

REFERENCIA DEL INFORME

Página 3 de 3

OBSERVACIONES ADICIONALES

DECLARACIÓN DEL/DE LA VERIFICADOR/A JEFE

Por la presente declaro que:

- El Informe de emisiones de referencia [IDENTIFICACIÓN] se ha verificado de acuerdo con los requisitos establecidos en la Ley 1/2005, de 9 de marzo, en el Real Decreto 1315/2005, de 4 de noviembre, y en la Decisión 2007/589/CE, de 18 de julio;
- La información y los datos contenidos en esta Declaración de Conformidad son exactos, y;
- El Informe de verificación, de referencia [IDENTIFICACIÓN], contiene todas las pruebas y sus referencias que demuestran que se ha ejecutado plenamente el análisis estratégico, el análisis de riesgo y el plan de verificación, así como información suficiente para respaldar los dictámenes de verificación y la comprobación de la adecuación del seguimiento realizado por el operador con la autorización de emisiones de gases de efecto invernadero y el plan de seguimiento aprobado por la Autoridad Competente. Este informe está a disposición de la Autoridad Competente y, en su caso, del Organismo de Acreditación para una posible evaluación de la actuación realizada.

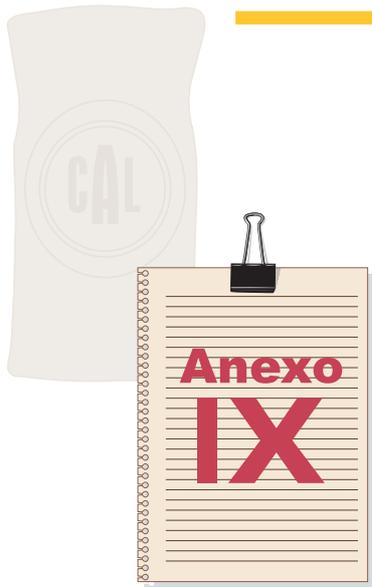
Y, para que conste, firmo esta Declaración de Conformidad, con el visto bueno del revisor/a técnico/a, a

[Localidad] , a [Día] de [Mes] de [Año]

Firma verificador/a jefe

Sello entidad verificadora

Visto bueno revisor/a técnico/a



Autorización del titular al organismo de verificación para la entrega de los informes de notificación y verificación de emisiones de gases de efecto invernadero y documentos resultantes del proceso de verificación por vía electrónica



JUNTA DE ANDALUCÍA

CONSEJERÍA DE MEDIO AMBIENTE
Dirección General de Cambio Climático y Medio ambiente Urbano

ENTREGA DE LOS INFORMES DE NOTIFICACIÓN Y VERIFICACIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO POR VÍA ELECTRÓNICA

La Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, establece en su artículo 22, la obligación del titular de cada instalación con Autorización de emisión de GEI, de presentar antes del 28 de febrero de cada año, un informe sobre las emisiones del año precedente, verificado por un organismo de verificación, y un informe con los resultados del proceso de verificación del mismo.

Con objeto de facilitar y agilizar el trámite administrativo, se ha habilitado por esta Consejería una aplicación informática en la página web de la misma, en la que se puede realizar la entrega de los informes de notificación de emisiones y de verificación por parte de los organismos de verificación, que se identifican con certificado digital. Esta entrega por vía electrónica sustituye a la entrega en papel en los Registros de la Consejería de Medio Ambiente a los efectos previstos en el Artículo 22 de la Ley 1/2005, de 9 de marzo.

Para ello, es necesario que el titular de la instalación autorice al correspondiente organismo de verificación para que éste realice la entrega de los informes, para lo que deberá cumplimentar un modelo de Autorización al organismo de verificación como el que figura a continuación. Dicha Autorización debe entregarse junto con los informes y los documentos resultantes del proceso de verificación antes del 28 de febrero.

AUTORIZACIÓN AL ORGANISMO DE VERIFICACIÓN PARA LA ENTREGA DE LOS INFORMES DE NOTIFICACIÓN Y VERIFICACIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO Y DOCUMENTOS RESULTANTES DEL PROCESO DE VERIFICACIÓN (Art. 22 de la Ley 1/2005, de 9 de marzo)

D/Dña: _____ con DNI: _____, en nombre y representación _____ de _____ la _____ instalación _____ de _____ la _____ sociedad _____ autoriza a

_____ [Organismo de Verificación] para la entrega de los informes de notificación y verificación de la citada instalación, correspondientes al año 20__, utilizando la aplicación informática de la Consejería de Medio Ambiente.

En _____, a _____ de _____ de 20__,

Firmado: [Titular] _____ [Verificador] _____

Sevilla, a XX de febrero de 2009



Avda. Manuel Siurot, 50. 41013 Sevilla
Teléfs. 95 500 35 00 – 95 500 34 00. Fax: 95 500 37 79

Consejería de Medio Ambiente
Avda. Manuel Siurot s/n, 41071 SEVILLA
www.juntadeandalucia.es/medioambiente

EGMASA, Empresa de Gestión Medioambiental
www.egmasa.es

