

NOTA ACLARATORIA SOBRE EL SISTEMA DE JERARQUÍAS DEL PLAN METODOLÓGICO DE SEGUIMIENTO (12 de diciembre de 2024)

NOTA IMPORTANTE: el plan metodológico de seguimiento tiene un objeto y alcance distinto del plan de seguimiento.

PLAN	OBJETO	ALCANCE
PLAN METODOLÓGICO DE SEGUIMIENTO (PMS)	Determinar cómo se hace el seguimiento de los datos relevantes para la asignación (niveles de actividad, producción de productos, calor, electricidad, etc.) y de los valores que servirán para determinar los valores de referencia (benchmarks) en el futuro (entrada de combustible, emisiones directas, etc.)	Nivel instalación y nivel subinstalación
PLAN DE SEGUIMIENTO (PS)	Determinar cómo se hace el seguimiento de los datos relevantes para el cálculo de las emisiones de la instalación, en base a determinar entradas y salidas de combustibles, materiales y emisiones	Nivel instalación

Sistema de jerarquías del plan metodológico de seguimiento

Según las FAR¹, los titulares de la instalación deben determinar datos completos y coherentes, aplicando los métodos de determinación establecidos en el anexo VII y utilizar las fuentes de datos que representen la máxima exactitud posible con arreglo a la sección 4 de dicho anexo, y que se ajustan a la realidad de la instalación y sus subinstalaciones.

Esta nota indicativa tiene como fin aclarar la atribución de las fuentes de datos y los métodos de medición/seguimiento de los datos relacionados con los niveles de actividad y el cálculo de los parámetros de referencia de instalaciones y subinstalaciones a los diferentes niveles de jerarquía de las FAR. Se considerarán datos “más exactos” cuanto más alto se encuentren en la jerarquía de fuentes de datos. No es una nota exhaustiva y no cubre todos los casos.

Para hacer el seguimiento de los datos relevantes para el PMS, hay que informar sobre la aplicación de la jerarquía: cuándo es “VERDADERO” y cuándo es “FALSO”

FUENTES DE DATOS	MÉTODOS	¿Se ha seguido el orden jerárquico? (información a incluir en PMS)
CUANTIFICACIÓN DE MATERIALES Y COMBUSTIBLES	4.4.a) y 4.4.b)	VERDADERO
	4.4.c), 4.4.d), 4.4.e) y 4.4.f)	FALSO
CUANTIFICACIÓN DE FLUJOS DE ENERGÍA	4.5.a)	VERDADERO
	4.5.b), 4.5.c), 4.5.d) 4.5.e) y 4.5.f)	FALSO
PROPIEDADES DE LOS MATERIALES	4.6.a) y 4.6.b)	VERDADERO
	4.6.c), 4.6.d) y 4.6.e)	FALSO

En caso de consignar “FALSO”, hay que justificar por qué no se han aplicado métodos que permitirían seleccionar “VERDADERO”. Existen tres supuestos que se detallan más adelante.

¹ REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2019/331 DE LA COMISIÓN de 19 de diciembre de 2018 por el que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión con arreglo al artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo

Sección 4.4. del anexo VII de las FAR: Selección de fuentes de datos para la cuantificación de los materiales y los combustibles

LOS MÉTODOS CON LOS QUE SE CUMPLIRÍA EL NIVEL MÁS ALTO DE LA JERARQUÍA (“VERDADERO” EN EL PMS), SON LOS MÉTODOS 4.4.a) Y 4.4.b).

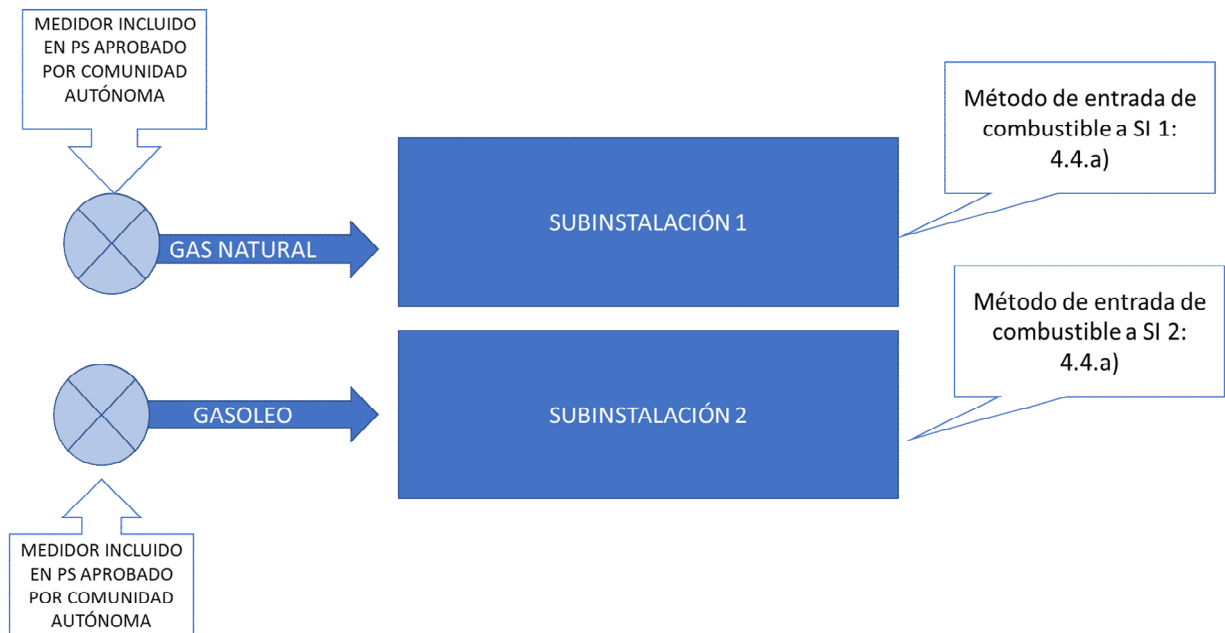
CON EL RESTO DE LOS MÉTODOS DEBE SELECCIONARSE “FALSO” EN EL PMS CON RESPECTO A LA APLICACIÓN DE LA JERARQUÍA Y JUSTIFICAR POR QUÉ NO SE APLICAN LOS MÉTODOS MÁS ALTOS.

Los ejemplos gráficos se centran en combustible, pero aplican también a materiales y productos.

Las fuentes de datos genéricos que se utilizarán para seleccionar las fuentes de datos más exactas disponibles a fin de cuantificar las cantidades (expresadas en toneladas o Nm³) de materiales, combustibles, gases residuales o productos que entren o salgan de la instalación o de cualquier subinstalación se muestran a continuación. Hay que destacar que, en la mayoría de los casos, no coincidirá el método a nivel instalación (que debe incluirse en la hoja E_EnergyFlows del PMS) con el método o métodos a nivel subinstalación o subinstalaciones (a completar en pestañas F_ProductBM y/o G_Fall-back).

a) Métodos de conformidad con el plan de seguimiento aprobado en virtud del Reglamento (UE) nº 2066/2018².

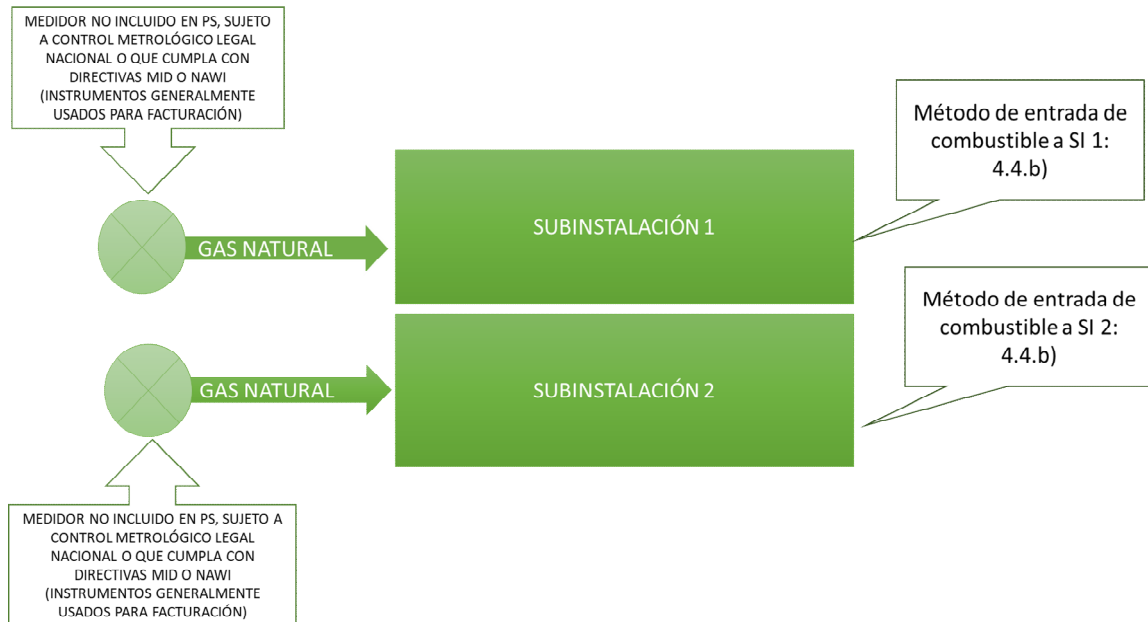
Los datos deben proceder de mediciones directas de medidores que estén contemplados en el Plan de Seguimiento aprobado para la instalación (hoja D_calculationBasedApproaches, apartado “(b) Especificación y ubicación de los sistemas de medición para determinar los datos de la actividad en relación con los flujos fuente”), o suma de datos directos de medidores recogidos en dicho plan.



² Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066 de la Comisión de 19 de diciembre de 2018, sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo y por el que se modifica el Reglamento (UE) n.º 601/2012 de la Comisión, modificado por el Reglamento de Ejecución (UE) 2020/2085 de la Comisión de 14 de diciembre de 2020.

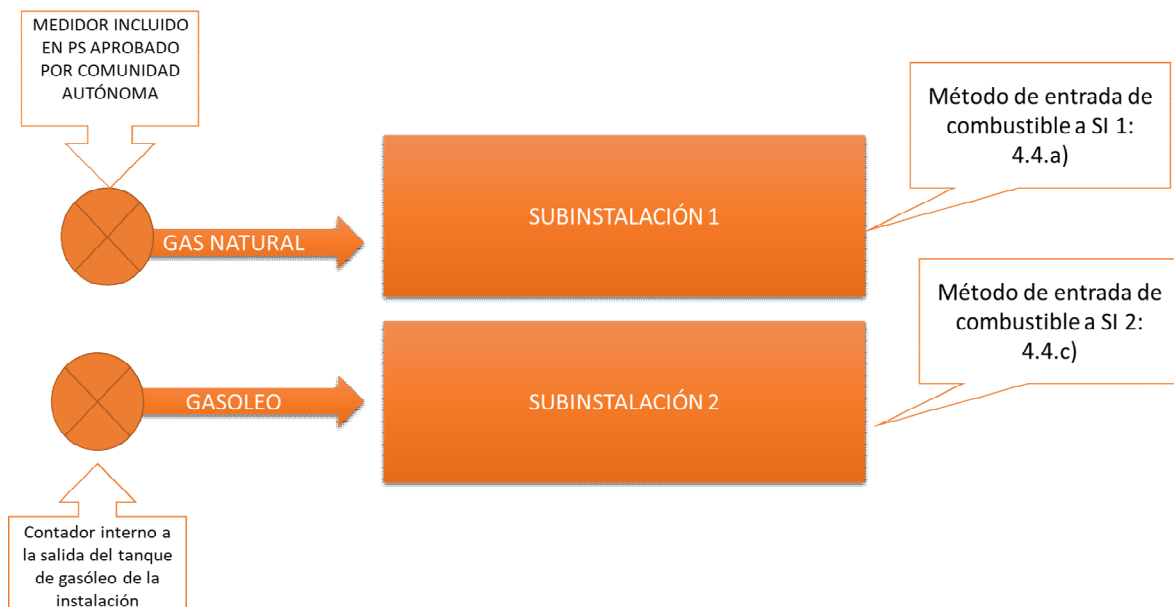
b) Lecturas de instrumentos de medida supeditados a un control metrológico legal nacional o instrumentos de medida conformes con los requisitos de la Directiva 2014/31/UE o de la Directiva 2014/32/UE, para la determinación directa de un conjunto de datos.

En este caso, los medidores no estarían incluidos en el PS, y deben estar sujetos a control metrológico legal nacional o cumplir con los requisitos de las directivas mencionadas. Estos medidores suelen limitarse a aquellos que se destinan a facturación (contador de gas de la compañía suministradora, básculas usadas para facturación al comprador del producto que se produce en la instalación/subinstalación, etc.).



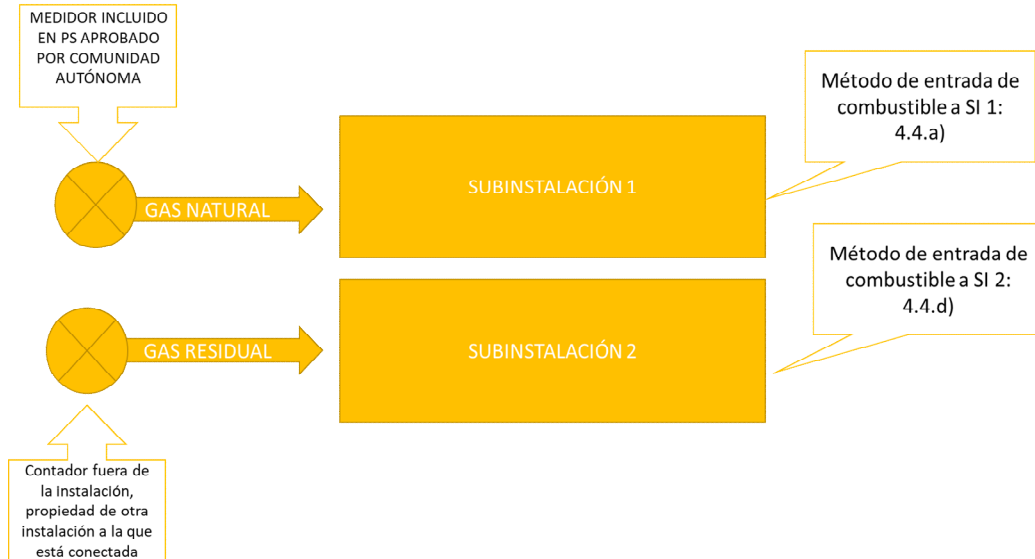
c) Lecturas de instrumentos de medida bajo el control del titular, para la determinación directa de un conjunto de datos no incluido en la letra b).

Instrumentos internos, no reflejados en el Plan de seguimiento y no sujetos a control metrológico legal o las directivas referidas en el punto 4.4.b). Tendrán que estar calibrados y en buen estado de mantenimiento.



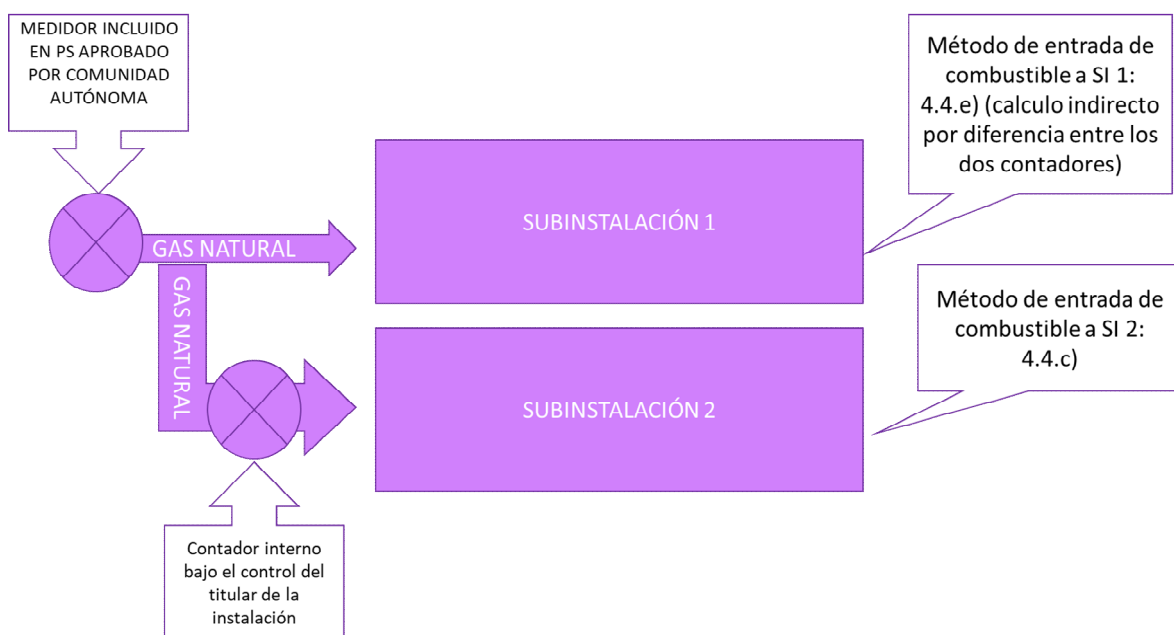
d) Lecturas de instrumentos de medida que no están bajo el control del titular, para la determinación directa de un conjunto de datos no incluido en la letra b).

Dispositivos generalmente fuera de la instalación, por ejemplo, en el caso de importaciones de gases residuales, el medidor de la cantidad de gas transferido puede estar en las instalaciones del exportador, que proporcionará el dato al titular de la instalación.



e) Lecturas de instrumentos de medida para la determinación indirecta de un conjunto de datos, a condición de que se establezca una correlación adecuada entre la medición y ese conjunto de datos con arreglo a lo dispuesto en la sección 3.4.

Cualquier situación en la que haya que determinar el valor como resultado de un cálculo a partir de mediciones directas. Un caso claro son las cogeneraciones, donde no es posible medir de forma directa la cantidad de combustible que se destina a la generación de calor de la que se destina a generación de electricidad, por lo que habrá que realizar un cálculo para estimar el combustible destinado a la producción de calor. Lo mismo pasa cuando alguno de los flujos de entrada a/salida de la subinstalación no tiene ninguno de los medidores reflejados en las letras a) a d) anteriores.

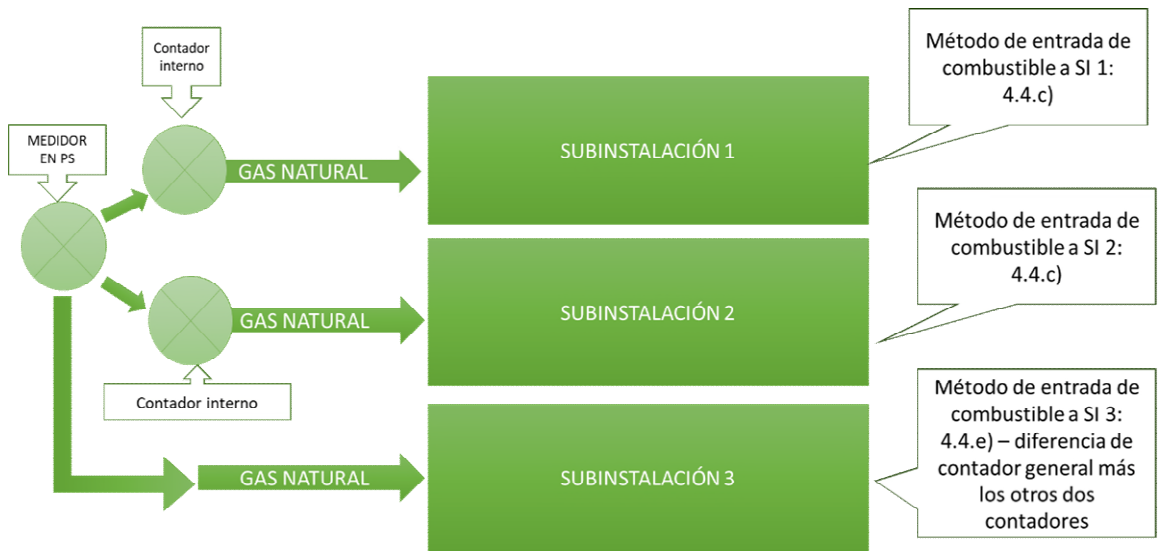


f) Otros métodos, en particular para los datos históricos o cuando el titular no pueda determinar que hay otra fuente de datos disponible.

Método limitado casi exclusivamente a datos históricos, esto es, datos del periodo 2014-2018 (periodo de referencia para el cálculo de la asignación del periodo 2021-2025). Solamente es aplicable cuando no se puede aplicar ninguno de los métodos anteriores.

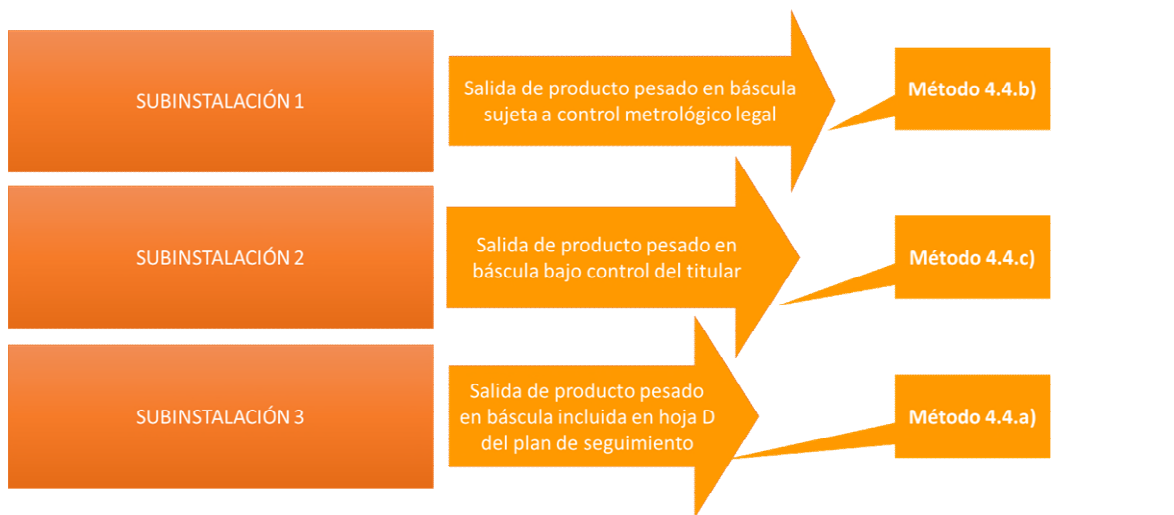
Otros ejemplos

Ejemplo con tres subinstalaciones con dos medidores internos y un medidor general de la instalación incluido en el PS

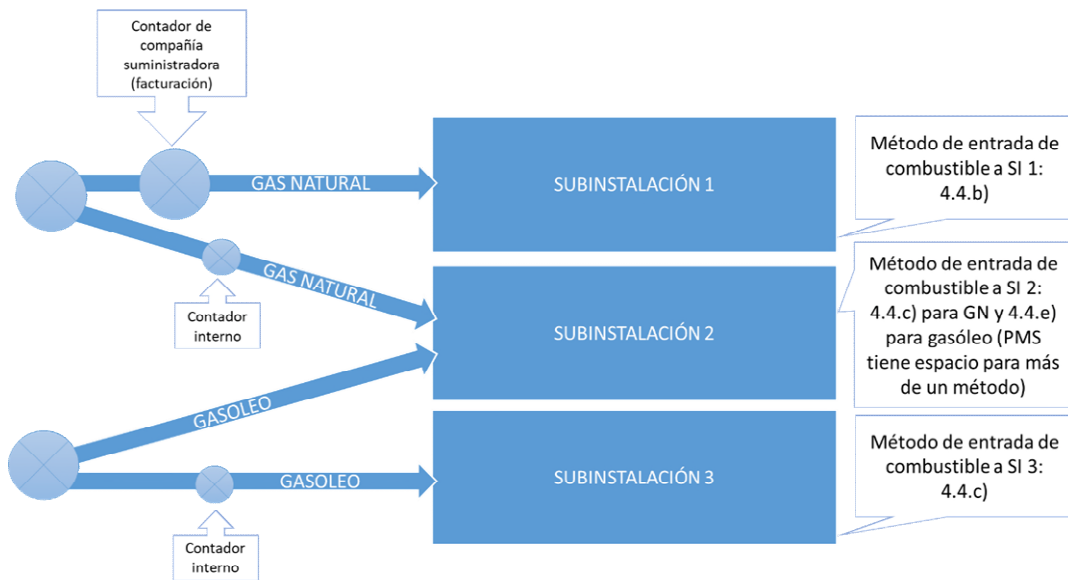


En este caso, el método de entrada de combustible en la instalación (pestaña E_EnergyFlows, apartado (a)1 del PMS) sería método 4.4.a)

Ejemplo de métodos para salidas de productos.



Ejemplo de una subinstalación con más de un método de determinación de entrada de combustible



En la subinstalación 2 coinciden dos métodos de determinación de combustible al recibir dos flujos diferentes. El PMS permite informar de más de un método para cada subinstalación.

Sección 4.5. del anexo VII de las FAR: Selección de fuentes de datos para la cuantificación de los flujos de energía

EL MÉTODO CON EL QUE SE CUMPLIRÍA EL NIVEL MÁS ALTO DE LA JERARQUÍA (“VERDADERO” EN EL PMS), ES EL MÉTODO 4.5.a).

CON EL RESTO DE LOS MÉTODOS DEBE SELECCIONARSE “FALSO” CON RESPECTO A LA APLICACIÓN DE LA JERARQUÍA, Y JUSTIFICAR POR QUÉ NO SE APLICAN MÉTODOS MÁS ALTOS.

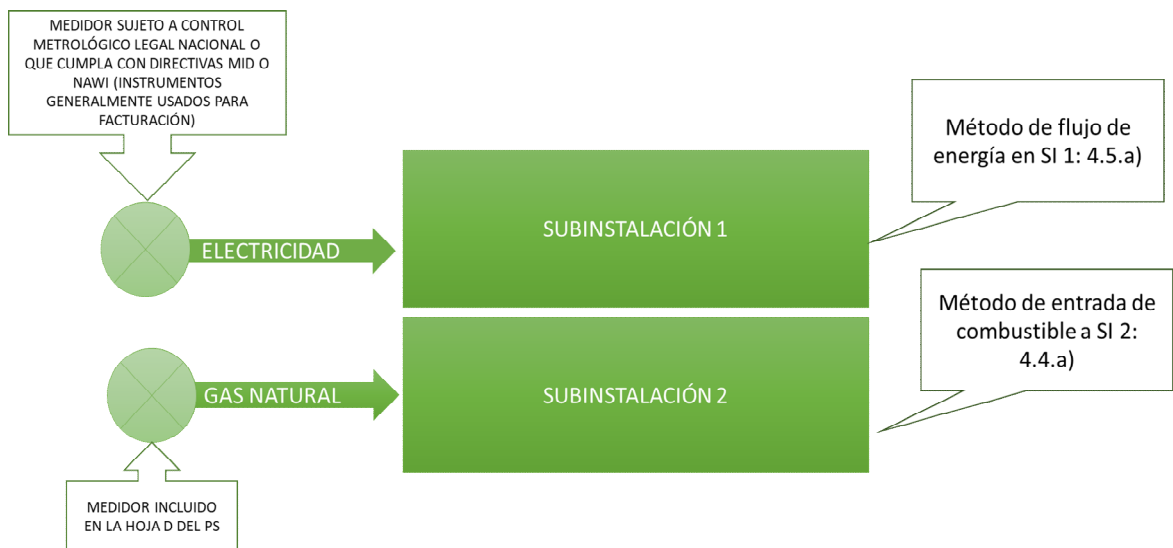
Las fuentes de datos genéricos que se utilizarán para seleccionar las fuentes de datos más exactas disponibles a fin de cuantificar las cantidades, expresadas en TJ o GWh, de calor medible o electricidad que entren o salgan de la instalación o de cualquier subinstalación se detallan a continuación. Hay que destacar que, en la mayoría de los casos, no coincidirá el método a nivel instalación (que debe incluirse en la hoja E_EnergyFlows del PMS) con el método o métodos a nivel subinstalación o subinstalaciones (a completar en pestañas F_ProductBM y/o G_Fall-back).

a) Lecturas de instrumentos de medida supeditados a un control metrológico legal nacional o instrumentos de medida conformes con los requisitos de la Directiva 2014/31/UE o de la Directiva 2014/32/UE, para la determinación directa de un conjunto de datos.

Este método no es aplicable para las mediciones de calor, únicamente para los flujos de electricidad (importación, exportación, consumo y producción).

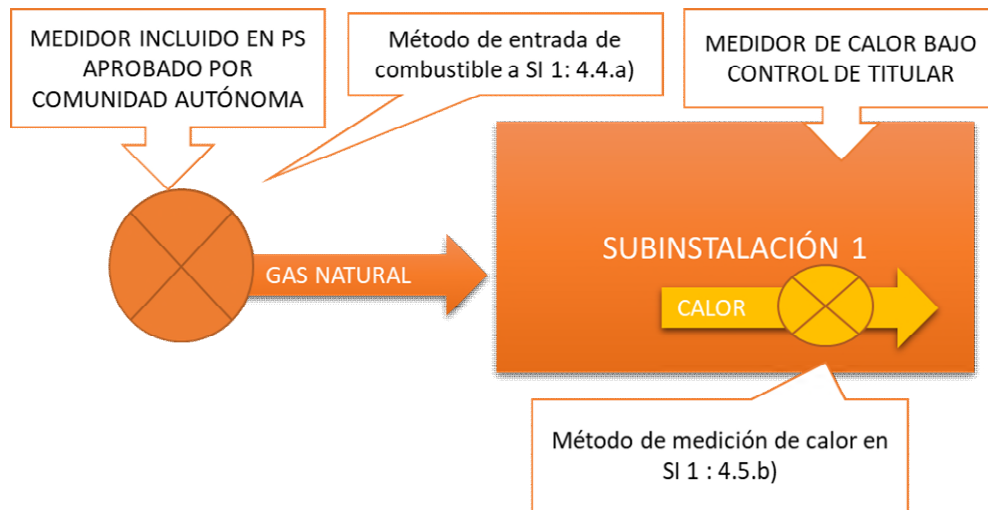
En el ejemplo, se seleccionará este método porque el valor que arroja el contador de facturación de electricidad se corresponde con el valor de entrada de electricidad en la subinstalación 1 (toda la electricidad facturada por el medidor se destina a la SI 1), es decir, no hay electricidad en la factura que vaya a otros procesos de la instalación distintos de los atribuibles a la subinstalación de la que se informa (en el caso del ejemplo, la subinstalación 2 o cualquier otro dispositivo de la instalación). Si de ese contador de electricidad saliese otra línea que proporcionase electricidad a la SI 2, habría que determinar de forma indirecta el consumo de cada subinstalación y habría que seleccionar el método 4.5.d). para las dos subinstalaciones.

En el ejemplo, si la entrada de electricidad indicada fuese la única entrada de electricidad en la instalación, el método a nivel instalación también sería 4.5.a). También sería este el método a nivel instalación si hubiese otro contador para otros procesos de la instalación, también controlado por el suministrador de electricidad (no por la propia instalación), y se sumasen los valores de los dos contadores para completar la información referida a la instalación (la suma de dos mediciones directas se considera medición directa, no así la resta).



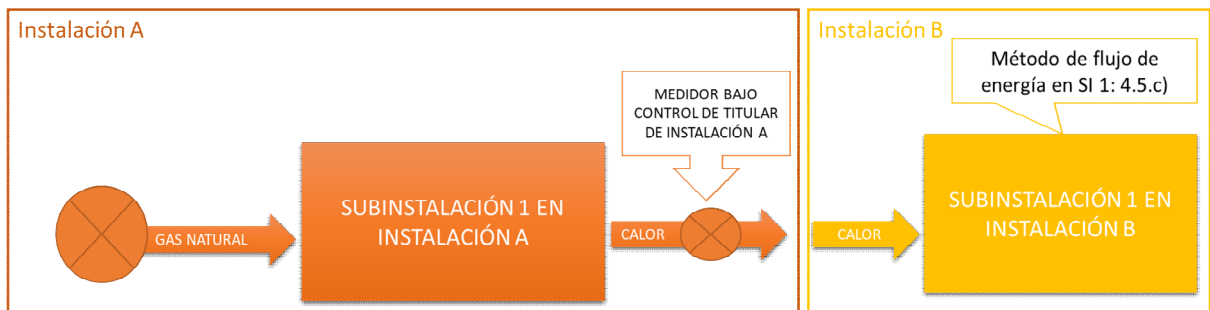
b) Lecturas de instrumentos de medida bajo el control del titular, para la determinación directa de un conjunto de datos no incluido en la letra a).

Sería, por ejemplo, la medición de un caudalímetro a la salida de una subinstalación de calor, bajo el control del titular de la instalación.



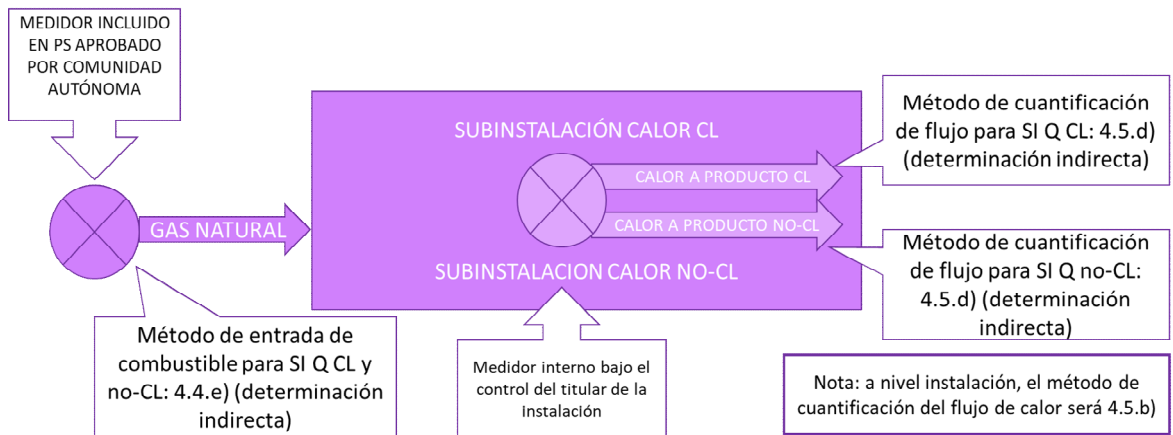
c) Lecturas de instrumentos de medida que no están bajo el control del titular, para la determinación directa de un conjunto de datos no incluido en la letra a).

Un ejemplo sería la importación de calor de una instalación, cuando el medidor esté en aquella instalación y no en la instalación que importa el calor. Hay que analizar cuidadosamente si el calor importado iría a una o a varias subinstalaciones de la instalación que importa el calor a la hora de atribuir el método (si el calor va a dos subinstalaciones ya no podría ser 4.5.c)).



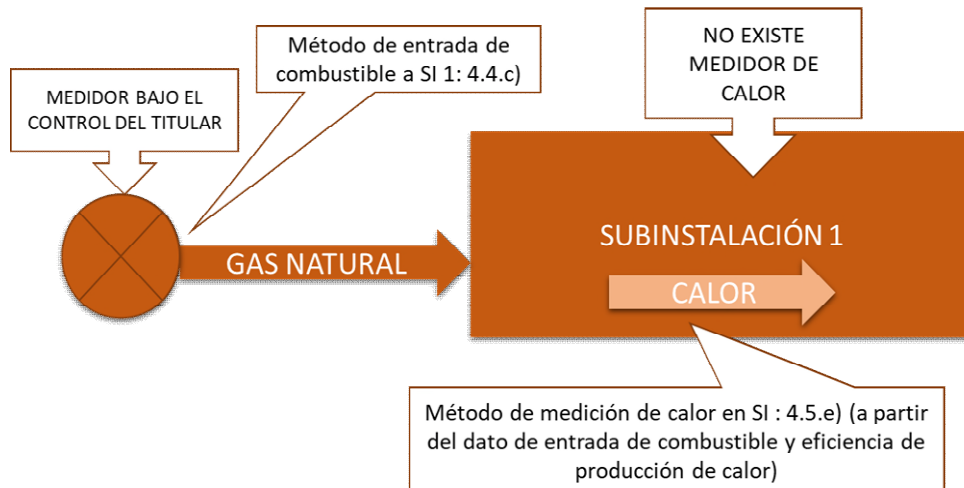
d) Lecturas de instrumentos de medida para la determinación indirecta de un conjunto de datos, a condición de que se establezca una correlación adecuada entre la medición y ese conjunto de datos con arreglo a lo dispuesto en la sección 3.4 del presente anexo.

Se utilizará, por ejemplo, en el caso de una instalación con una subinstalación de calor, CL, y una subinstalación de calor, no-CL, en la que todos los dispositivos son compartidos, y en la que solo se puede calcular la cantidad de calor que se destina a cada subinstalación de manera proporcional a la producción de los productos cuyo código PRODCOM está expuesto a riesgo de fuga y de la producción de productos no expuestos a riesgo de fuga.



e) Cálculo de un indicador para determinar las cantidades netas de calor medible con arreglo al método 3 de la sección 7.2.

Por ejemplo, se referiría al cálculo del calor medible a partir de los datos de consumo de combustible de la subinstalación, y no a partir de mediciones del caudal.



f) Otros métodos, en particular para los datos históricos o cuando el titular no pueda determinar que hay otra fuente de datos disponible.

Método limitado casi exclusivamente a datos históricos, esto es, datos del periodo 2014-2018 (periodo de referencia para el cálculo de la asignación del periodo 2021-2025). Solamente es aplicable cuando no se puede aplicar ninguno de los métodos anteriores.

Sección 7.2. del anexo VII de las FAR: Metodologías para determinar las cantidades netas de calor medible

En el caso de las metodologías para determinar las cantidades netas de calor medible no se tiene en cuenta el principio de mayor exactitud (jerarquía).

Se seleccionará al menos uno de los cuatro métodos para informar de cómo se determinan los flujos de calor medible neto, tanto a nivel instalación (hoja E_Energy_Flows) como a nivel subinstalación (hojas F_ProductBM y/o G_Fall-back).

Método 1: Utilización de mediciones

Los parámetros más relevantes para este método son la temperatura, la presión, el estado del medio del calor transmitido y de retorno (si el estado es vapor se refiere a su saturación o grado de supercalentamiento) y el caudal volumétrico del medio de transferencia térmica.

En base a los valores medidos, se determinará la entalpía y el volumen específico del medio de transferencia térmica utilizando tablas de vapor o software de ingeniería. Cuando no haya retorno del condensado o se desconozca su caudal, se usará la temperatura de 90°C como referencia.

Para determinar el flujo térmico neto anual se deberá utilizar uno de los métodos siguientes (dependiendo de los datos disponibles):

- Determinar los valores medios anuales de los parámetros que determinan la entalpía media anual del medio térmico transmitido y de retorno, y multiplicar por el flujo másico anual total
- Determinar los valores horarios (u otros intervalos adecuados) del flujo térmico y sumar esos valores a lo largo del tiempo de funcionamiento total anual del sistema térmico.

Método 2: Uso de documentación

Se determinarán cantidades netas de calor medible sobre la base de los documentos previstos en la sección 4.6 del anexo VII (inventario nacional de GEI, valores bibliográficos acordados con la autoridad competente, valores especificados y garantizados por el proveedor, factores del Reglamento MR o del IPCC, valores basados en análisis en el pasado, otros valores basados en pruebas científicas).

El método 2 solamente es aplicable para valores históricos, por lo que no debe aplicarse para las mediciones durante el periodo 2021-2025.

Método 3: Cálculo de un indicador basado en la eficiencia medida

El titular determinará cantidades de calor medible neto sobre la base de la entrada de combustible y la eficiencia medida relativa a la producción de calor.

La eficiencia debe basarse en una situación en la que todo el condensado retorna. Debe suponerse que la temperatura del condensado de retorno es de 90 °C.

Método 4: Cálculo de un indicador basado en la eficiencia de referencia

Como el método 3, pero se utiliza una eficiencia de referencia del 70 %.

Sección 4.6. del anexo VII de las FAR: Selección de fuentes de datos para las propiedades de los materiales

LOS MÉTODOS CON LOS QUE SE CUMPLIRÍA EL NIVEL MÁS ALTO DE LA JERARQUÍA (“VERDADERO” EN EL PMS), SON LOS MÉTODOS 4.6.a) Y 4.6.b).

CON EL RESTO DE LOS MÉTODOS DEBE SELECCIONARSE “FALSO” CON RESPECTO A LA APLICACIÓN DE LA JERARQUÍA Y JUSTIFICARLO.

Las fuentes de datos genéricos que se utilizarán para seleccionar las fuentes de datos más exactas disponibles a fin de determinar propiedades como la humedad o la pureza de la sustancia, el contenido de carbono, el valor calorífico neto, el contenido de biomasa, etc., de los productos, materiales, combustibles o gases residuales utilizados como entradas o salidas de la instalación o la subinstalación se detallan a continuación. En este caso, sí suele coincidir el método aplicado a nivel instalación con el aplicado a nivel subinstalación.

a) Métodos para determinar factores de cálculo de conformidad con el plan de seguimiento aprobado en virtud del Reglamento (UE) nº 2066/2018.

Se aplicarán los mismos métodos que se incluyen en el último Plan de Seguimiento aprobado por la autoridad competente.

b) Análisis de laboratorio de conformidad con la sección 6.1 del anexo VII de las FAR.

El apartado 6.1. determina los requisitos del análisis de laboratorio para determinar las propiedades de los productos, materiales, combustibles o gases residuales, o para establecer correlaciones que permitan cálculos indirectos de los datos requeridos. Determina que los análisis se realizarán de acuerdo con los artículos 32 a 35 del Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066.

Estos artículos determinan cómo se debe elaborar el plan de muestreo, cómo seleccionar los laboratorios, la frecuencia de los análisis, etc.

c) Análisis de laboratorio simplificados de conformidad con la sección 6.2 del anexo VII de las FAR

El apartado 6.2. del anexo VII de las FAR establece los requisitos simplificados para determinados análisis de laboratorio, cuando la autoridad competente determine que los análisis previstos en la sección 6.1. son inviables o generan costes excesivos

d) Valores constantes sobre la base de una de las fuentes de datos siguientes:

- los factores estándar utilizados por el Estado miembro en el inventario nacional entregado a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático;
- los valores bibliográficos acordados con la autoridad competente, incluidos los factores estándar publicados por esta que, siendo compatibles con los factores indicados en el guion anterior, puedan aplicarse de forma representativa a unos flujos fuente de combustible más desagregados;
- los valores especificados y garantizados por el proveedor del combustible o el material, siempre que el titular pueda demostrar a satisfacción de la autoridad competente que el contenido de carbono presenta un intervalo de confianza del 95 % para una desviación máxima del 1 % de su valor especificado.

Pueden utilizarse valores constantes de las fuentes referidas. Deberá aportarse la fuente y justificar por qué no se usan otros factores correspondientes con métodos más altos en la jerarquía

e) Valores constantes sobre la base de una de las fuentes de datos siguientes:

- los factores estándar y estequiométricos enumerados en el anexo VI del Reglamento (UE) nº 2066/2018 o enumerados en las directrices del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC);
- los valores basados en análisis realizados en el pasado, siempre que el titular pueda demostrar a satisfacción de la autoridad competente que son representativos de las futuras partidas del mismo combustible o material;
- otros valores basados en pruebas científicas.

Como en el caso anterior, pueden utilizarse valores constantes de las fuentes referidas. Deberá aportarse la fuente y justificar por qué no se usan otros factores correspondientes con métodos más altos en la jerarquía

Justificación de no haber seguido los métodos más altos de la jerarquía de métodos.

De acuerdo con las FAR, se aplicará la fuente de datos mejor clasificada (en la jerarquía), a menos que sea técnicamente inviable, genere costes excesivos u otra fuente de datos posea un nivel equivalente o inferior de incertidumbre asociada.

Estas son las tres justificaciones posibles para no aplicar los métodos más altos en las jerarquías de los apartados 4.4., 4.5. y 4.6. del anexo VII de las FAR:

Inviabilidad técnica es necesario justificar por qué es técnicamente inviable instalar medidores que permitan aplicar métodos más altos de la jerarquía, por ejemplo, no hay espacio para instalar medidores, la forma en la que sale el producto no permite mediciones directas, es físicamente imposible los flujos por separado (por ejemplo, combustible que entra en una cogeneración destinado a producción de calor), los dispositivos comunes a las subinstalaciones no permiten medir por separado entradas y/o salidas a cada subinstalación, etc.

Costes excesivos:

- Coste: para cada medidor/conversor señalar: coste de unidad, coste anual de amortización (generalmente a 7 años), coste de calibración anual, coste de mantenimiento anual y cualquier otro coste pertinente.
- Beneficios: nº de derechos gratuitos asignados a la subinstalación³ (determinados en la última asignación anual gratuita) x **80€** x 0,01

Se adjunta aquí una tabla indicativa sobre cómo justificar que los costes son irrazonables:

Costes	Coste	Uds	Total	Beneficios	
Coste dispositivo (coste x unidad)			A	Asignación de la subinstalación (del INA2024)	X
Coste de equipos anual (amortización 7 años)			$B = A / 7$	Factor de mejora (asignación * 0,01)	$Y = X * 0,01$
Calibración (anual)			C	Precio de referencia	80€⁴
Coste de mantenimiento (anual)			D		
TOTAL			$B+C+D$	TOTAL	$Y * 80$

El coste debe ser mayor que los beneficios y ser mayor de 2000€/año, excepto para instalaciones con bajas emisiones que el umbral será de 500€/año.

Evaluación de la incertidumbre: deben calcularse los niveles asociados de incertidumbre con el método aplicado frente a métodos más altos de la jerarquía, y demostrar que la incertidumbre es similar o menor con el método aplicado.

³ Pueden darse algunas excepciones que se recogen en el anexo VII, apartado 4.2. de las FAR, puntos a) b) y e).

⁴Nuevo precio de referencia según la modificación de las reglas de asignación gratuita de 2024

La Comisión ha publicado varios documentos sobre la evaluación de la incertidumbre en el sitio web⁵ de RCDE UE MRVA, entre los cuales la GD 4 del MRR constituye una buena introducción al tema.

⁵ https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring_en#tab-0-1. Consulte, en concreto, la sección "Guías Rápidas". El material está disponible en la evaluación de la incertidumbre: La GD 4 del MRR "Directrices sobre la Evaluación de la Incertidumbre", la GD 4a "Directrices del MRR sobre la Evaluación de la Incertidumbre - Ejemplo"; y "Formación sobre la Evaluación de la Incertidumbre - Evento de formación sobre seguimiento y notificación del 31 de mayo de 2016".