

PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE REGULAN DETERMINADOS ASPECTOS RELACIONADOS CON EL CÁLCULO DE LA BASE IMPONIBLE DEL IMPUESTO SOBRE EL VALOR DE LA EXTRACCIÓN DE GAS, PETRÓLEO Y CONDENSADOS

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, establece el Impuesto sobre el valor de la extracción de gas, petróleo y condensados y obliga a los titulares de concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos a efectuar pagos a los propietarios de los terrenos suprayacentes, todo ello con la finalidad de conseguir que parte de la «riqueza derivada del aprovechamiento de los bienes de dominio público» revierta a la sociedad, a la que en virtud de la Constitución y la ley le pertenecen dichos bienes.

Tanto la base imponible del Impuesto como el importe de los pagos a realizar a los propietarios de los terrenos suprayacentes se determinan tomando como base el valor de la extracción de los hidrocarburos que, a su vez, se calcula como producto del volumen de los hidrocarburos extraídos del subsuelo multiplicado por el precio de referencia.

A este respecto, la propia Ley 8/2015, de 21 de mayo, en su artículo 8, obliga a los concesionarios a la instalación de dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos y habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo para regular mediante orden la localización, las características técnicas, operativas y logísticas que deberán cumplir tales dispositivos, así como los requisitos que debe cumplir el registro de las mediciones efectuadas por los mismos. Asimismo, en su artículo 15, habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo para aprobar el precio de referencia de los hidrocarburos extraídos. Por último, el artículo 22 establece igualmente que el citado Ministro dicte las disposiciones oportunas para la determinación de los perímetros de referencia que serán de aplicación para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes.

De conformidad con lo anterior, el capítulo II de esta orden regula precisamente las condiciones que deben cumplir los dispositivos de medida de la producción de hidrocarburos con la finalidad de determinar de manera precisa el volumen de la misma. Por su parte, el



VERSIÓN TRÁMITE AUDIENCIA

Capítulo III establece los precios de referencia de los hidrocarburos basados en cotizaciones internacionales así como circunstancias específicas tales como su calidad u otras.

En fin, el Capítulo IV establece las disposiciones necesarias para la definición de los perímetros de referencia que serán de aplicación, para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes asociados a yacimientos convencionales de hidrocarburos. La definición de los perímetros de referencia vinculados a concesiones de explotación en las que resulte necesaria la aplicación de técnicas de fracturación hidráulica de alto volumen será objeto de un desarrollo específico posterior, a la vista de los resultados de los proyectos de investigación que, en su caso, puedan llevarse a cabo en el futuro.

Asimismo, se establece un periodo transitorio durante el cual los operadores podrán adaptar sus instalaciones para cumplir con lo establecido en esta orden.

En su virtud, dispongo:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. Objeto

Constituyen el objeto de esta orden el establecimiento de las características y requisitos que deben cumplir los dispositivos de medición fiscal de la extracción de hidrocarburos y la determinación de los precios de referencia de los hidrocarburos producidos en las concesiones de explotación de yacimientos sujetas al Impuesto sobre el valor de la extracción de gas, petróleo y condensados. Es asimismo objeto de esta orden el desarrollo de las disposiciones necesarias para la definición de los perímetros de referencia que serán de aplicación para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes en concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos, siempre que no se requiera la aplicación de técnicas de fracturación hidráulica de alto volumen.

CAPÍTULO II

Disposiciones para la determinación del volumen de hidrocarburos producidos

Artículo 2. Requerimientos generales de los dispositivos de medida



VERSIÓN TRÁMITE AUDIENCIA

1. A los efectos de esta orden, se entenderá por dispositivo de medición fiscal de la extracción de hidrocarburos como el conjunto de equipos de medida, los procedimientos asociados a su utilización y los métodos de cálculo para obtener información precisa de los volúmenes y de las características de los hidrocarburos producidos, necesarios para determinar, de forma precisa, la base imponible del impuesto sobre el valor de la extracción de gas, petróleo y condensados regulado en la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

Asimismo, se estará a las definiciones establecidas en el artículo 2 del Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida.

2. Los dispositivos de medición serán adecuados para el tipo de medida a realizar y para las propiedades y el volumen de los hidrocarburos a analizar, de modo que sean capaces de medir el rango completo del flujo de hidrocarburos sin que ninguno de los elementos de dichos dispositivos deba operar fuera de sus parámetros operativos nominales.

3. Los equipos de dichos dispositivos cumplirán los requisitos establecidos en el Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, sin perjuicio de aquéllos otros que les resulten de aplicación, en particular, los referidas a seguridad y calidad industrial.

4. Todas las partes de los dispositivos de medición serán fácilmente accesibles para su verificación periódica.

5. Los dispositivos de medición y los equipos que lo conforman deberán garantizar:

- a) La medición de todo el flujo o volumen sin posibilidad de desvío ni contaminación del fluido;
- b) Una alta disponibilidad operativa del sistema;
- c) Fidelidad e integridad de las mediciones así como de los cálculos que resulten necesarios.

Artículo 3. Parámetros a medir y unidades de medida



VERSIÓN TRÁMITE AUDIENCIA

1. Los dispositivos de medición deberán facilitar información precisa del volumen, de la densidad, de la presión y temperatura de línea, de la composición y del poder calorífico de los hidrocarburos producidos así como de cualquier otro parámetro para realizar el cálculo de dicho volumen o que sea significativo para determinar su valor normal de mercado.

2. Los resultados de las mediciones deberán estar expresadas en unidades pertenecientes al Sistema Internacional de Unidades (SI), de conformidad con lo establecido en el Real Decreto 2032/2009, de 30 de diciembre, por el que se establecen las unidades legales de medida o norma que sustituya.

No obstante lo anterior, el volumen de petróleo crudo y los condensados, se expresará en barriles de 0,15899 m³.

3. Las mediciones estarán referidas a cero grados centígrados de temperatura y un bar de presión. Cuando en aplicación del párrafo anterior resulte necesaria la aplicación de factores de conversión, se dará cuenta del procedimiento de cálculo aplicado y será objeto de validación por el verificador independiente al que hace referencia el artículo 6.3.

4. Los dispositivos de medición deberán situarse tan cerca como sea posible del lugar efectivo de la producción y medirán los parámetros de la producción, al menos, bruta en cabeza de cada pozo o del conjunto de pozos y neta una vez realizado el primer tratamiento por parte del propio operador para retirar el agua, el CO₂ y otras sustancias ajenas a los hidrocarburos antes de dicha medición.

Asimismo, los citados dispositivos permitirán la medida de los volúmenes consumidos por el propio operador, venteados, quemados en antorcha así como cualquier otra merma que hubiese tenido lugar con anterioridad a la medición. Estos volúmenes se añadirán al volumen medido a la salida del proceso de tratamiento y se integrarán en la base imponible del impuesto.

No obstante lo anterior, la Secretaría de Estado de Energía, podrá autorizar, de forma excepcional, la utilización de métodos indirectos basados en cálculos teóricos para la determinación de la producción bruta en cabeza de cada pozo así como de los autoconsumos y de las mermas. Dichos métodos indirectos deberán ser validados por un verificador independiente que responderá de la veracidad del método aplicado.



VERSIÓN TRÁMITE AUDIENCIA

5. Los dispositivos de medición utilizados deberán ser acordes con las características del proceso y permitir obtener un nivel de incertidumbre tan reducido como sea técnica y económicamente posible, entendiéndose como tal el nivel a partir del cual el tiempo, el coste o el esfuerzo necesarios para proseguir con su reducción sean claramente desproporcionados en comparación con los beneficios de tal reducción.

El operador de la concesión deberá justificar la solución finalmente adoptada y los motivos técnicos y económicos por los que ha descartado la utilización de otros métodos comercialmente disponibles.

Mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se podrán establecer requisitos adicionales sobre los errores de medida máximos tolerables de cada método.

6. En todo caso, no está permitida la utilización de métodos indirectos basados exclusivamente en medidas de presión y temperatura en fondo o cabeza del sondeo.

Artículo 4. Instalación de producción común a varias concesiones de explotación

Cuando una misma instalación se utilice para la explotación de varias concesiones de explotación y la producción de los sondeos se mezcle antes de la separación y medición, se podrá aplicar un procedimiento de prorrateo para asignar la producción a cada concesión, de acuerdo con un plan propuesto por el operador, validado por el verificador independiente y aprobado por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 5. Reparación, modificación y verificación

1. El operador aplicará un programa de mantenimiento y comprobación de la calibración a los dispositivos de medición para asegurar su funcionamiento conforme a lo previsto en su diseño e instalación así como a lo requerido por su fabricante.

Dicho programa será llevado a cabo por personal cualificado y, cuando proceda, por personal de laboratorios homologados

2. Los operadores deberán solicitar la verificación de los equipos con una periodicidad al menos anual, después de cada reparación, después de cada modificación o cuando detecte anomalías o circunstancias que así lo recomienden. La solicitud de verificación se realizará ante



VERSIÓN TRÁMITE AUDIENCIA

el órgano competente de la comunidad autónoma donde radique el equipo, salvo aquellos ubicados en instalaciones marinas, en cuyo caso se formulará donde esté situado el domicilio fiscal del operador.

3. Las reparaciones o modificaciones de un instrumento o equipo serán realizadas únicamente por las personas o entidades en los términos previstos en el artículo 15 del Real Decreto 889/2006, de 21 de julio.

4. Se documentarán los procedimientos de mantenimiento, verificación, reparación y modificación. Dicha documentación estará disponible para su consulta en el lugar de operación del dispositivo de medición.

5. El operador garantizará la adecuación de los dispositivos de medición al razonable estado de la técnica en cada momento.

Artículo 6. Organización, supervisión y verificación

1. El operador describirá el sistema organizativo del personal que lleve a cabo tareas relacionadas con los dispositivos de medición, relacionando dichas tareas, sus responsabilidades y la jerarquía de decisiones.

Asimismo, garantizará que dicho personal tiene la cualificación necesaria para dichas funciones y que recibe formación para su actualización.

2. Se designará un responsable del dispositivo de medición que será responsable de verificar que se cumplen los procedimientos relativos a la operación, mantenimiento, verificación, reparación, mantenimiento y calibración de dicho dispositivo.

3. El operador verificará el cumplimiento de la normativa de aplicación y de cualquier resolución administrativa emitida al respecto durante las fases de planificación, diseño, adquisición, instalación y operación.

Asimismo, designará un verificador independiente que validará el dispositivo, las mediciones y los resultados de los muestreos, a lo largo de su ciclo de vida, sin perjuicio de aquellas otras funciones que se le asignen en esta orden ministerial.



VERSIÓN TRÁMITE AUDIENCIA

El falseamiento de los dictámenes por parte del verificador se considerará una infracción de las previstas en el artículo 109.1. bd de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Artículo 7. Almacenamiento de datos

1. El operador habilitará un repositorio electrónico que contendrá la información referida a las lecturas de los dispositivos de medición, los resultados de los análisis y de los muestreos y, en su caso, el reparto de la producción entre los diversos sondeos o concesiones, correspondiente a los últimos 5 años inmediatamente anteriores. Asimismo, contendrá documentación referida a:

- a) Detalles de los números de serie de los instrumentos, así como la fecha de instalación;
- b) Detalles de los fallos de los sistemas y fechas de su rectificación;
- c) Detalle de mantenimiento y calibraciones realizados;
- d) Un registro significativo de eventos, alarmas, fallas, etc., ocurridas, con sus respectivas explicaciones;
- e) Un registro escrito de cualquier error en la medición, en los cálculos o cuando se presuma que fue debido al mal funcionamiento, operaciones incorrectas, etc., incluyendo fecha, hora y lecturas a la hora de reconocimiento del error y cuando se corrigieron;
- f) Cualquier desperfecto de los medidores o reemplazo del servicio normal, incluyendo la hora, fecha y lecturas;
- g) Cualquier reemplazo de las partes del sistema;
- h) Certificados emitidos para los instrumentos de prueba.

Dicha información estará disponible, durante el plazo indicado, para su inspección física en la explotación.



VERSIÓN TRÁMITE AUDIENCIA

2. La Administración podrá exigir en cualquier momento, de forma intermitente o permanente, en tiempo real o diferido, acceso a dicha documentación para verificar que las cantidades comunicadas se corresponden con las realmente medidas.

3. El acceso con permiso de escritura y modificación a dicho repositorio así como el acceso remoto a cualquier elemento del dispositivo de medición estará estrictamente controlado para evitar cualquier manipulación, registrándose todos los accesos así como las modificaciones llevadas a cabo.

Artículo 8. Requisitos de muestreo

1. Los dispositivos de medición incluirán sistemas de muestreo automáticos y proporcionales al flujo que deberán permitir la toma de muestras manualmente.

El muestreo se llevará a cabo de manera que se asegure la representatividad de la muestra.

2. Semanalmente se procederá a la toma manual de muestras que serán remitidas a un laboratorio homologado para la realización de los análisis pertinentes.

Artículo 9. Autorización

1. El operador de la concesión deberá incluir en su solicitud de autorización administrativa de las instalaciones de producción correspondientes una descripción del sistema de medición previsto para justificar la adecuación a lo establecido en esta orden y demás normativa que le resulte de aplicación. En particular, dicha descripción incluirá:

- a) Las características técnicas del dispositivo de medición;
- b) Los estándares utilizados en su diseño, construcción y mantenimiento;
- c) La acreditación de la evaluación de conformidad de los equipos que lo conforman;
- d) La localización del sistema de medición dentro del sistema de proceso y transporte;
- e) Planos y descripción de cada uno de los elementos técnicos que integran en dispositivo;
- f) El mecanismo de verificación independiente de las mediciones;



VERSIÓN TRÁMITE AUDIENCIA

- g) El plan de mantenimiento y calibración del dispositivo de medición;
- h) El mecanismo reparto de la producción entre los titulares de la concesión;
- i) Listado y copia de la documentación del dispositivo;
- j) Procedimiento de contingencia para el caso de fallo del dispositivo;
- k) El sistema de organización, supervisión y verificación del operador;
- l) Análisis de incertidumbres y fuentes de error.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá condicionar, en su caso, dicho dispositivo en la resolución administrativa de autorización sin perjuicio de la responsabilidad del operador en relación con el buen funcionamiento y la veracidad del dispositivo.

La modificación sustancial de tales dispositivos requerirá autorización administrativa de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 10. Puesta en marcha e inspección

1. Los Jefes o Directores de Área de Industria y Energía de las Subdelegaciones del Gobierno levantarán acta de puesta de marcha de los citados dispositivos, previa verificación de que la instalación se ha realizado conforme a lo autorizado y a la normativa de aplicación.

2. La inspección de los dispositivos de medición y de las lecturas corresponderá a los Jefes o Directores de Área de Industria y Energía de las Subdelegaciones del Gobierno, sin perjuicio de las competencias atribuidas a otros departamentos.

A estos efectos, los operadores deberán facilitarles el acceso y los medios logísticos que pudiesen ser necesarios.

3. El operador comunicará a los Jefes o Directores de Área, los resultados de las mediciones, incluidos los procedimientos de cálculo, ajustes y corrección de errores, referidos a los seis primeros meses de cada año natural y al año natural completo, en el plazo máximo de un mes desde la finalización del periodo indicado. Dicha comunicación irá acompañada de un informe del verificador independiente.



VERSIÓN TRÁMITE AUDIENCIA

Asimismo, les comunicarán dichos datos en cualquier momento, previo requerimiento de éstos.

El Jefe o Director de Área realizará las comprobaciones que considere pertinentes y, en su caso, notificará a la Administración Tributaria y a la Dirección General de Política Energética y Minas las actas o informes que recojan cada acción de vigilancia.

4. La memoria anual de la concesión de explotación de yacimientos que debe elaborar el operador información sobre los siguientes extremos:

- a) Resultados de las mediciones;
- b) Procedimiento de cálculo;
- c) Mantenimiento, inspección y calibración durante el periodo;
- d) Errores y ajustes de cálculo;
- e) Cambios habidos en el dispositivo de medida;
- f) Resumen de los principales parámetros de la producción que permitan determinar la adecuación del precio de referencia de aplicación;
- g) Auditoría de ventas de los hidrocarburos producidos durante el año natural anterior;

5. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las restantes obligaciones de información de los operadores en materia estadística.

6. La Dirección General de Política Energética y Minas y los Jefes o Directores de Área de Industria y Energía podrán solicitar la información adicional que consideren oportuna así como una auditoría de las ventas realizadas por los titulares de las concesiones de explotación de yacimientos.

Artículo 11. Contingencias

1. El operador deberá contemplar procedimientos de contingencia para la medición en el caso de fallo o avería del dispositivo.



VERSIÓN TRÁMITE AUDIENCIA

2. El operador será responsable de la activación de dicho plan de contingencias cuando sea oportuno y de su aplicación por el periodo mínimo imprescindible.

La activación de dicho plan por un periodo continuado superior a las 6 horas será notificada al Jefe o Director de Área de Industria y Energía.

CAPÍTULO III

Disposiciones para la determinación del precio de referencia de los hidrocarburos producidos

Artículo 12. Precio de referencia

1. El precio de referencia por defecto para los hidrocarburos producidos en concesiones de explotación de yacimientos sujetas al impuesto sobre el valor de la extracción de gas, petróleo y condensados, será los siguientes:

Petróleo crudo y condensados: Se tomará la media de las cotizaciones del crudo Brent para entregas en el mes de referencia, publicadas por el Intercontinental Exchange (ICE) "Brent Crude – North Sea (monthly)". Se tomarán las cotizaciones desde el día 1 al día 15 del mes anterior al mes de referencia. Las cotizaciones de cada uno de los días se convertirán de \$/barril a €/barril utilizando el tipo de cambio diario, o el del último día disponible, publicado por el Banco Central Europeo.

Gas natural: Se tomará la media de las cotizaciones del mercado organizado de gas al que se refiere el artículo 65.bis de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, para entregas en el mes de referencia "n" en las condiciones que se determinen.

Cuando sea necesario para la correcta aplicación de esta orden, se utilizará un factor de conversión para el gas natural de 11,70 kWh/m³ salvo que la Dirección General de Política Energética y Minas autorice un valor diferente, previa solicitud razonada del operador y basada en los resultados de los muestreos.

2. No obstante, el Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá establecer un precio de referencia diferente del anterior, de oficio cuando el importe de las ventas sean significativamente superiores al valor de la extracción obtenido conforme al precio de referencia del apartado anterior o a propuesta justificada del operador, siempre que tal precio



VERSIÓN TRÁMITE AUDIENCIA

de referencia se obtenga a partir de una cotización oficial o cesta de cotizaciones en un mercado con liquidez suficiente.

La determinación del precio de referencia deberá basarse en criterios objetivos tales como la localización geográfica de la producción, la calidad de los hidrocarburos producidos o el precio de venta acordado entre partes no vinculadas.

La orden ministerial que resuelva sobre el procedimiento administrativo será objeto de publicación íntegra en el Boletín Oficial del Estado.

3. Mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se determinará el valor concreto de los precios de referencia a que se refieren los apartados 1 y 2 de este artículo, correspondientes a los seis primeros meses y al año completo, ambos referidos al año natural.

Dicha resolución se aprobará antes del último día hábil del mes siguiente al de finalización del periodo que corresponda y será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

CAPÍTULO IV

Disposiciones para la determinación de los perímetros de referencia

Artículo 13. Aplicación

1. Lo dispuesto en este Capítulo será de aplicación solamente a las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos sujetas a la obligación de realizar pagos a los propietarios de los terrenos suprayacentes, en los términos establecidos en la Ley 8/2015, de 21 de mayo, siempre que en las mismas no se aplique fracturación hidráulica de alto volumen, de acuerdo con la definición dada en el artículo 17.2 de la citada Ley 8/2015, de 21 de mayo.

2. La obligación de pago de las concesiones de explotación correspondientes, en su caso, a perímetros de referencia ubicadas en medio marino, en todo o en parte, se entenderá cumplida mediante el ingreso en el Tesoro Público de las cantidades correspondientes a las superficies efectivamente situadas en dicho medio marino y que serán repartidas conforme a lo establecido en el artículo 7 de la referida Ley 8/2015, de 21 de mayo.



VERSIÓN TRÁMITE AUDIENCIA

3. Los pagos que en virtud de la presente orden correspondan a una entidad del Sector Público se entenderán satisfechos mediante su ingreso en el Tesoro Público y serán objeto de reparto conforme al ya citado artículo 7 de la Ley 8/2015, de 21 de mayo.

Artículo 14. Determinación de los perímetros de referencia en concesiones de explotación convencionales

1. El perímetro de referencia de las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos, estará constituido por la superficie de terreno comprendida dentro de un radio de 1.500 metros alrededor del centro de la boca de cada sondeo productivo.

Para una misma concesión de explotación, podrán coexistir varios perímetros de referencia, repartiéndose entre todos ellos el valor de la producción conjunta de todos los sondeos productivos, conforme al artículo 22.2 de la Ley 8/2015, de 21 de mayo.

Cuando existan dos sondeos productivos y las distancias entre los centros de sus bocas sean inferiores a 3.000 metros, el perímetro de referencia se obtendrá como la superficie del terreno comprendida dentro de la envolvente exterior de cada uno de los perímetros individuales, definida por la tangente a ambas circunferencias. Si el número de sondeos fuese superior a dos, se procederá conforme al procedimiento anterior para cada par de sondeos productivos.

En ningún caso la superposición de dos o más perímetros de referencia supondrá el devengo de más de un derecho de pago para una misma parcela de terreno.

Cuando proceda, se prorrateará la superficie total de las parcelas que se encuentren solo parcialmente incluidas dentro del perímetro de referencia.

2. En la solicitud de concesión de explotación, los promotores incluirán una relación de las parcelas incluidas dentro del perímetro o perímetros de referencia determinados conforme al apartado anterior.

La Dirección General de Política Energética y Minas requerirá informe sobre la misma al Instituto Geográfico Nacional y, cuando proceda, al Instituto Hidrográfico de la Marina. Emitido dicho informe, el Área o Dependencia de Área de Industria y Energía de la



VERSIÓN TRÁMITE AUDIENCIA

Subdelegación del Gobierno pertinente someterá el expediente a información pública durante un plazo de 20 días.

3. El real decreto de otorgamiento de cada concesión de explotación incluirá las referencias catastrales de todas las parcelas incluidas dentro del perímetro o perímetros de referencia, la superficie total de dichos perímetros y la superficie de cada parcela comprendida dentro de los perímetros.

Artículo 15. Actualización de perímetros de referencia

1. El perímetro o perímetros de referencia serán objeto de actualización, total o parcial, en las siguientes circunstancias:

Cuando se inicie la producción en un nuevo sondeo productivo.

- a) Cuando un sondeo productivo no hubiese producido hidrocarburos durante los 200 días inmediatamente anteriores al 31 de diciembre del año de referencia.
- b) Cuando se produzca la revisión de las bases de datos catastrales y tal revisión altere los derechos de cobro.
- c) Cuando se pongan de manifiesto errores numéricos o de hecho, debidamente acreditados, que alteren los derechos de cobro.
- d) Otros hechos susceptibles de alterar los derechos de cobro.

Los nuevos propietarios que, como consecuencia de la actualización considerada en el párrafo a), se incorporen al perímetro o perímetros de referencia, participaran en el reparto del valor de la producción total de la concesión durante todo el año natural, independientemente de la fecha de aprobación de tal actualización. Por el contrario, los propietarios que pierdan su pertenencia al perímetro de referencia, conservarán su derecho en el reparto del valor de la producción pertinente que corresponda al año de la revisión.

2. Los operadores estarán obligados a comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas la concurrencia de circunstancias que pudiesen dar lugar a una revisión de las previstas en los párrafos a) y b) y e) y se procederá conforme a lo previsto en el artículo 12.2 para la



VERSIÓN TRÁMITE AUDIENCIA

determinación de los nuevos perímetros, previa realización de las comprobaciones pertinentes.

3. La aprobación de los nuevos perímetros será acordada por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo que tendrá el contenido indicado en el artículo 12.3. Dicha Orden será objeto de publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Disposición transitoria primera. Dispositivos de medición existentes

1. Los operadores de concesiones de explotación de yacimientos en explotación a la entrada en vigor de esta orden deberán acreditar ante la Dirección General de Política Energética y Minas, en el plazo de un mes desde la fecha indicada, el cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente orden.

2. A la vista de la documentación anterior, se les podrá eximir temporalmente del cumplimiento de determinados requisitos por el tiempo mínimo indispensable para su adaptación, que en ningún caso será superior a 12 meses.

Disposición transitoria segunda. Precio de referencia del gas natural

Hasta el momento en que así se determine por Resolución del Secretario de Estado de Energía por haberse alcanzado un grado de liquidez suficiente, se utilizará como precio de referencia del gas natural al que hace referencia el artículo 12.1.b, la media de las cotizaciones del National Balancing Point (NBP) del Reino Unido para entregas en el mes de referencia n, publicadas por el Intercontinental Exchange (ICE) “UK Natural Gas (monthly)”.

Se tomarán las cotizaciones desde el día 6 al día 20 del mes anterior al mes de referencia n. Las cotizaciones de cada uno de los días se convertirán de pence/therm a cent€/kWh utilizando el tipo de cambio diario, o el del último día disponible, publicado por el Banco Central Europeo, y un factor de conversión de 29,307 kWh/therm.

Disposición transitoria tercera. Concesiones de explotación en tramitación

El procedimiento establecido en el Capítulo IV de esta orden será de aplicación a las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos convencionales que estuviesen en tramitación en la fecha de su entrada en vigor.



VERSIÓN TRÁMITE AUDIENCIA

Disposición final primera. Aplicación de la orden.

Por resolución de la Secretaría de Estado de Energía se dictarán las resoluciones precisas para la aplicación de esta orden.

Disposición final segunda. Entrada en vigor.

Esta orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid,

EL MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

José Manuel Soria López.