



Comisión

Nacional

de Energía

INFORME 15/2009 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO DE GAS NATURAL

9 de junio de 2009

ÍNDICE

1	ANTECEDENTES	3
2	CONSIDERACIONES GENERALES	4
2.1	Sobre el coste de la materia prima	5
2.2	Sobre la estructura de las tarifas de último recurso	6
2.3	Sobre la necesidad de referencias a los datos de costes reales y sujetos a verificación	8
2.4	Sobre el contexto normativo	9
3	CONSIDERACIONES SOBRE EL ARTICULADO REFERIDO A LA COMPOSICIÓN DE LA TUR.....	10
3.1	Artículo 4. Estructura general de las tarifas de último recurso	10
3.2	Artículo 5. Determinación de la tarifa de último recurso	11
3.3	Artículo 6. Metodología de cálculo de los peajes y cánones imputados.....	13
3.4	Artículo 7. Metodología de imputación de los costes de comercialización	21
3.5	Artículo 8. Determinación del coste de la materia prima	23
3.6	Artículo 9. Prima por riesgo de cantidad	42
3.7	Artículo 10. Actualización de los términos de la tarifa	44
4	VALORACIÓN CUANTITATIVA DE LA PROPUESTA DE TUR CONTENIDA EN LA ORDEN	45
5	CONSIDERACIONES SOBRE EL ARTICULADO REFERIDO A OTROS ASPECTOS DE LA PROPUESTA DE ORDEN	49
5.1	Artículo 1. Objeto.....	49
5.2	Artículo 11. Condiciones generales aplicables	49
5.3	Artículo 12. Unidades de facturación y medida	51
5.4	Artículo 13. Pérdida del derecho a acogerse a la tarifa de último recurso	51
5.5	Artículo 14. Precio a pagar por consumidores sin contrato de suministro.....	53
5.6	Disposición adicional única. Mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural en las Islas Baleares	55
5.7	Disposición transitoria única. Modificación del calendario de aplicación del suministro de último recurso	56
6	ANEXO I: IMPUTACIÓN DE PEAJES Y CÁNONES EN LAS TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO.....	60

7	ANEXO II: ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE CORTO Y LARGO PLAZO.....	84
8	ANEXO III: INFORME DE LA CNE SOBRE LA CONSULTA DE UNA EMPRESA RELATIVA AL TRASPASO DE CLIENTES DEL MERCADO A TARIFA AL SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO EN BALEARES: CÁLCULO DE LA FACTURACIÓN APLICABLE EN EL PERIODO DE TRASPASO DE CLIENTES DE AIRE PROPANADO A GAS NATURAL	90
9	ANEXO IV: ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS	92

INFORME 15/2009 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 9 de junio de 2009, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 ANTECEDENTES

El día 5 de mayo de 2009 se recibió, en la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de Orden por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso, junto con una Memoria justificativa, para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo.

Dicha propuesta fue remitida al Consejo Consultivo de Hidrocarburos el 7 de mayo de 2009. Los miembros del Consejo Consultivo enviaron sendas alegaciones por escrito, que se adjuntan, como Anexo III, al presente informe.

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes del mercado interior de la electricidad, introduce por primera vez la figura del suministrador de último recurso y define asimismo las tarifas de último recurso.

En desarrollo de la Ley del sector de hidrocarburos, el artículo 22.3 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, establece en su artículo 25.1 del mismo Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, que el Ministro, mediante Orden y previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de gas natural.

El Real Decreto 1068/2007 de 27 de julio regula la puesta en marcha del suministro de último recurso y establece las empresas comercializadoras que deben asumir la obligación del suministro de último recurso. No obstante, la sentencia del Tribunal Supremo, de fecha 21 de abril de 2009, en el recurso contencioso-administrativo nº 167/2007 anula el Real Decreto 1068/2007. En consecuencia, el Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, ha procedido a designar nuevamente los comercializadores de último recurso con objeto de garantizar la continuidad del suministro de los consumidores acogidos al suministro de último recurso.

La Orden ITC/3861/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece la tarifa de último recurso del sistema de gas natural para el año 2008, estableció las tarifas vigentes a partir del 1 de enero de 2008 y el procedimiento de actualización de las mismas aplicable hasta octubre de dicho año. Asimismo, la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, por la que se establece la tarifa del suministro de último recurso de gas natural, determinó las tarifas aplicables a partir del 12 de octubre de dicho año, y el procedimiento a aplicar para la revisión del término variable de dichas tarifas.

El Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, modificó determinados aspectos de la definición de la tarifa de último recurso contenida en el artículo 3 del Real Decreto 1068/2007.

Finalmente, la Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, por la cual se regulan las subastas de adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso, establece las reglas básicas para el desarrollo de estas subastas e indica que, por Resolución de la SEE, se precisarán las características concretas de cada producto a subastar. En cumplimiento de dicha Orden, se publicaron la Resolución de la SEE de 4 de mayo de 2009 y la Resolución de la SEE de 19 de mayo de 2009, que establecen, respectivamente, las cantidades a subastar y los márgenes de flexibilidad, y la definición de determinados aspectos de las subastas de Gas de Base y Gas de Invierno para la adquisición de gas para la TUR en el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010, incluyendo en particular las fórmulas de determinación del precio y las reglas operativas de dichas subastas.

2 CONSIDERACIONES GENERALES

Este informe se emite con posterioridad a la publicación de la Orden ITC/863/2009 y a las Resoluciones de la SEE que desarrollan en detalle el procedimiento de subasta para la adquisición de determinadas cantidades de gas natural destinadas al suministro.

Algunos de los parámetros e hipótesis empleados en la Resolución de 19 de mayo de 2009, constituyen parte integrante de las fórmulas consideradas en la metodología de determinación de la tarifa de último recurso objeto de la propuesta de Orden Ministerial que se informa. Por lo tanto, dichos elementos no han sido objeto de la necesaria valoración por parte de la CNE y del Consejo Consultivo.

Esta Comisión manifiesta su disconformidad con esta situación y advierte que su propuesta de imputación de peajes y cánones a las tarifas de último recurso podría implicar algunas inconsistencias con el contenido de la citada Resolución, en particular, en lo que concierne a la fórmula de actualización de los peajes incluidos en los precios resultantes de las subastas.

El informe de la CNE nº 4/2009, aprobado por el Consejo de la CNE de fecha 26 de febrero, sobre la Propuesta de Orden Ministerial, por la que se regulan las subastas para la adquisición del gas que se utilizarán como referencia para la fijación de la TUR, explícitamente advertía, en su conclusión cuarta, de la necesidad de establecer la

metodología de cálculo la TUR con anterioridad a la puesta en marcha del mecanismo de subasta: *“El contenido de la propuesta carece de referencias a la metodología de establecimiento del coste del gas en la TUR, así como de aspectos de diseño de la subasta explícitamente dirigidos a tener en cuenta las características del mercado gasista. Para poder emplearse el mecanismo de subasta de la propuesta de Orden como referencia para fijar el coste de la materia prima, será necesario establecer en la normativa una nueva metodología de determinación del coste de la materia prima en la TUR que indique claramente como se tendrá en cuenta el resultado de la subasta para fijar dicho coste”*. En dicho informe se señalaba, además, la importancia de programar con suficiente antelación las subastas de capacidad de almacenamiento, gas de operación y gas destinado al suministro de último recurso.

2.1 Sobre el coste de la materia prima

Se aprecia que la propuesta de Orden presenta un avance en la determinación del coste de la materia prima a incluir en las tarifas de último recurso: mientras el sistema vigente se caracteriza por un grado elevado de opacidad, la fórmula propuesta es más transparente y permite desglosar el coste del gas entre distintos componentes relacionados con los suministros a corto y a largo plazo, la prima de riesgo y las mermas.

En los últimos años el sistema de determinación del coste de la materia prima en la TUR se ha caracterizado por cierta inestabilidad. La fórmula propuesta en el artículo 8 implica el segundo cambio importante introducido desde la entrada en vigor de la TUR el 1 de enero de 2008. Hasta octubre de 2008 se utilizaba la fórmula tradicional del CMP, donde el coste del gas se determinaba en función del precio de varios productos derivados del petróleo. A partir de octubre de 2008, desaparece dicha fórmula y la Orden ITC/2857/2008 simplemente establece un mecanismo de actualización trimestral del término variable de la TUR¹, en el cual está incluido el coste de la materia prima, pero no proporciona de forma explícita el valor de éste.

En el informe de la CNE sobre revisión de peajes y TUR de diciembre de 2008 se criticaba el mecanismo vigente por su falta de transparencia. En efecto, en la Memoria de dicha Orden no se aportaba información sobre la cesta de aprovisionamientos considerada para el mercado de último recurso, indicándose tan sólo, de forma general, que *“para estimar el coste del gas se ha considerado que una parte del suministro proviene de contratos a largo plazo, con una flexibilidad limitada, mientras que el resto correspondería a aprovisionamientos a corto plazo”*. Por otra parte también se valoraba positivamente el hecho de que se tomara como referencia un mix de contratos de corto y largo plazo, reflejando así de forma más realista la estructura de los aprovisionamientos, y, por lo tanto, sus costes.

La nueva fórmula presenta ventajas con respecto al mecanismo actual, en términos de transparencia y sencillez:

¹ Dicho término de actualización “F” refleja también la evolución de los precios de una cesta de productos derivados del petróleo.

- Se vuelve a determinar el coste del gas de manera explícita, mediante una fórmula que lo establece directamente, en lugar de estar implícito en el mecanismo de actualización del término variable de la TUR.
- El coste del gas se calcula mediante una fórmula sencilla, que está referenciada esencialmente a valores del Brent (medias calculadas sobre diferentes horizontes temporales), tipo de cambio y resultados de las subastas de gas previstas por la Orden ITC/863/2009.
- La memoria que acompaña la propuesta de Orden especifica los porcentajes utilizados para ponderar, en el contexto de la fórmula, los suministros de corto y largo plazo, así como, para cada uno de ellos, el peso del precio resultante de la subasta y de un precio de referencia relacionado con el Brent y el tipo de cambio.

Por otra parte, este nuevo cambio implica una desventaja: las diferencias introducidas en la nueva fórmula con respecto a la anterior pueden afectar a los comercializadores de último recurso, especialmente los más pequeños, que hayan recientemente firmado contratos de largo plazo o realizado operaciones de cobertura teniendo en cuenta la fórmula vigente desde octubre de 2008.

Se considera imprescindible que la nueva fórmula esté bien fundamentada para que pueda plantearse como una referencia estable durante los próximos años. A este fin en el presente informe se valora el impacto de la fórmula propuesta con respecto al coste del gas implícito en la TUR actual y se recomienda:

- La modificación de algunos elementos de la fórmula, concretamente: (1) la ecuación del precio de referencia de corto plazo, que, por su elevada volatilidad no se considera adecuadamente reflejada en una relación entre el precio del gas de Henry Hub y el precio del Brent, proponiéndose, en su lugar, el empleo de cotizaciones de futuros de NBP y Henry Hub; y (2) el cálculo de los peajes a restar al coste de la materia prima, que se ha recalculado, resultando ser superior al valor que aparece en la propuesta de Orden.
- Una nueva redacción, en términos más generales y objetivos, de la fórmula de determinación del coste de la materia prima, que elimina las referencias específicas a las características de las subastas de gas en un determinado año (para la próxima subasta dichas características, que aplican al periodo 1 de julio 2009-30 de junio de 2010, se incorporarían en una nueva Disposición transitoria de la Orden)

2.2 Sobre la estructura de las tarifas de último recurso

El artículo 93 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre en la redacción modificada por la Ley 12/2007, establece que las tarifas de último recurso incluirán de forma aditiva el coste de la materia prima, los peajes de acceso que correspondan, los costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad del suministro. Asimismo, establece que las tarifas de último recurso se fijarán de forma que no ocasionen distorsiones de la competencia en el mercado.

La principal complejidad en la construcción de tarifas de último recurso aditivas, que sean a la vez eficientes y no afecten a la competencia en el mercado, reside en que una parte relevante de los costes subyacentes son fijos y no dependen del nivel de consumo de los clientes. Este es el caso de la gran mayoría de los costes de comercialización y de parte de los peajes de acceso. Entre éstos sólo el término de conducción del peaje de transporte y distribución depende directamente de la decisión del consumidor final, siendo la contratación del resto de peajes y cánones realizada directamente por el comercializador en función de la cartera de los clientes que debe abastecer.

Se plantea por lo tanto el problema de realizar una asignación eficiente de estos costes a las tarifas de último recurso, de manera que su término variable incluya los términos de facturación de los peajes y cánones que estén directamente relacionados con el consumo que realizan los consumidores con derecho a TUR, mientras que el resto de términos de facturación se imputen al término fijo de las TUR al ser independientes de las decisiones de consumo.

Bajo el sistema vigente, establecido por la Orden ITC/2857/2008, las tarifas de último recurso se estructuran en un término fijo, en €/cliente/mes, y un término variable por kWh consumido. Los costes fijos de acceso a las instalaciones de transporte y distribución de gas natural se incluyen en el término fijo, mientras los costes variables de acceso a las instalaciones de transporte y distribución, el coste de la materia prima y el margen de comercialización se incorporan en el término variable.

La propuesta de Orden mantiene la estructura de las TUR vigentes, pero cambia la asignación de los costes subyacentes entre término fijo y variable, aumentando el valor de los términos fijos. Concretamente, la propuesta establece que se incluirán en el término fijo de la TUR el término fijo del peaje de transporte y distribución, el término de reserva de capacidad, el término fijo del peaje de regasificación y el margen de comercialización. Asimismo, se incorporará en el término variable el valor medio del peaje de descarga de buques, el coste medio del canon de almacenamiento subterráneo, el coste medio del canon de almacenamiento de GNL y el coste de la materia prima. Este cambio implica la imputación al término fijo de costes fijos que en la actualidad están recogidos en el término variable, lo que mejora la eficiencia asignativa y merece, en general, una valoración positiva.

Sin embargo, cabe señalar que la propuesta adolece de algunas limitaciones. Los peajes y cánones a imputar en las tarifas de último recurso resultantes de la asignación realizada por esta Comisión difieren de los de la propuesta de Orden, lo que depende, en particular, de las siguientes hipótesis de cálculo en el proceso de imputación de costes:

- La propuesta de Orden considera un factor de carga del 40%, mientras los datos de demanda de los grupos TUR.1 y TUR.2 indican un factor de carga inferior, alrededor del 35%- 36%, lo que implica subestimar el caudal diario a contratar para estos consumidores. Por otra parte, no tiene en cuenta, al menos explícitamente, el impacto de las extracciones de los AA.SS que tienden a reducir los caudales contratados en los puntos de entrada a la red de transporte y en el peaje de regasificación.

- La propuesta de Orden no considera las mermas aplicables a la demanda realizada por el consumidor final, que surgen en las actividades de descarga de GNL, transporte y distribución de gas. De esta manera la propuesta está infravalorando, tanto los caudales, como las cantidades de gas que deben atribuirse a la demanda de los consumidores TUR.
- La propuesta de Orden supone que los comercializadores de último recurso contratan, para el mercado TUR, una capacidad en los almacenamientos subterráneos equivalente a 20 días del consumo TUR, de los cuales únicamente se inyectan/ extraen 10 días. Sin embargo, se considera que, en aplicación de la normativa vigente, los comercializadores de último recurso contratan una capacidad equivalente a 48 días del consumo de estos clientes, inyectando /extrayendo 38 días (no se incluyen los 10 días de reservas estratégica por considerarse que no son movilizables).

Finalmente, se señala que la modificación propuesta de la estructura fijo/variable de las tarifas hace aflorar el problema de una posible no adecuación de los escalones tarifarios existentes, grupo 3.1 y 3.2, a su heterogeneidad en cuanto a volumen consumido y caudal contratado. Hasta la fecha, en términos medios, los consumidores con un tamaño de 5.000 kWh/año (límite de consumo entre la T.1 y la T.2) pagaban lo mismo en la TUR-1, que en la TUR-2. Por el contrario la aplicación de la propuesta de Orden va a suponer que, en términos medios, los consumidores con un consumo inferior a 8.500 kWh/año prefieran acogerse a la TUR-1, mientras que los consumidores con un tamaño superior prefieran acogerse a la TUR-2. A este respecto cabría reflexionar sobre la necesidad de revisar los escalones de los grupos tarifarios vigentes, tanto en los peajes como en la TUR, así como la posibilidad de establecer una sola TUR para un único grupo tarifario con una estructura de consumo más homogénea, lo que posiblemente requeriría la salida de los consumidores de mayor tamaño del grupo TUR-2 del ámbito de aplicación de esta tarifa.

2.3 *Sobre la necesidad de referencias a los datos de costes reales y sujetos a verificación*

La metodología de cálculo de la TUR debe cumplir con los principios generales de suficiencia, aditividad, transparencia, eficiencia, objetividad, estabilidad y no distorsión de la competencia.

Debe destacarse que para que la metodología pueda cumplir adecuadamente con estos principios, es necesario que el regulador disponga de la mejor información posible de todos y cada uno de los costes de la actividad de los comercializadores de último recurso.

La metodología de cálculo de la TUR debería fundamentarse más en un análisis exhaustivo de los costes reales soportados por el comercializador de último recurso para los cuales la metodología debería incluir las oportunas referencias a la contrastación de estos datos.

Si bien se reconoce que en estos momentos la disponibilidad de datos de costes reales a la que tienen acceso esta Comisión y el propio Ministerio es limitada, se observa que la

propuesta de Orden carece de contrastación de las diferentes partidas de costes que componen la TUR con los costes reales soportados por los comercializadores de último recurso, en particular, en relación con los costes de comercialización y las fórmulas de costes de aprovisionamiento de gas realizadas en el mercado libre. Por este motivo, no resulta posible valorar si la metodología propuesta para el cálculo de la TUR cumple el principio de suficiencia de ingresos a los comercializadores de último recurso.

2.4 *Sobre el contexto normativo*

Habilitación normativa de la propuesta de Orden

Esta observación general se refiere a la habilitación normativa para dictar esta norma u otras que se refieran al establecimiento de la tarifa de último recurso o que regulen el suministro de último recurso.

Sin decirlo de forma clara, la Orden parece dictarse en desarrollo del artículo 93.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, que dispone:

“El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de la tarifa de último recurso de gas natural o un sistema de determinación y actualización automática de la misma”.

La habilitación normativa que dicho artículo concede no puede interpretarse como el otorgamiento por el legislador de una potestad reglamentaria ilimitada al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para regular de forma cabal, es decir, completa y acabada, el suministro de último recurso. Tal habilitación parece referirse a los aspectos puramente económicos de dicho suministro. Es por eso, a juicio de esta CNE, que el artículo 93.3 citado emplea la expresión ‘establecimiento de la tarifa’, y no ‘establecimiento del suministro’ de último recurso, lo cual tendría un contenido más amplio que el económico relativo a la tarifa. Como alternativa a la aprobación de disposiciones para el establecimiento de la tarifa, el inciso final del artículo 93.3 permite al Ministro aprobar un sistema de determinación y actualización de dicha tarifa. En ningún caso se concede habilitación para la regulación completa del sistema de último recurso.

Tal interpretación es la más respetuosa con los derechos y obligaciones de los consumidores a TUR. Parece adecuado recurrir al Real Decreto para regular el contenido material o sustantivo del suministro de último recurso a través del reconocimiento de derechos o el establecimiento de obligaciones. Dicha norma tiene una tramitación más garantista y su aprobación corresponde al Consejo de Ministros. En cambio, cuestiones de mera técnica económica, o incluso aritméticas, pueden encontrar acomodo en una norma de menor rango, la Orden ministerial, cuya tramitación es más sencilla, y su aprobación corresponde al Ministro.

Algunas previsiones contenidas en la Orden informada podrían no ajustarse al esquema de desarrollo reglamentario recién expuesto. Así, por ejemplo, el artículo 13 de la Orden (‘Pérdida del derecho a acogerse a la tarifa de último recurso’) señala:

“En el caso de que el consumo durante el último año natural disponible de un consumidor conectado a menos de 4 bar, exceda del límite máximo establecido para acogerse a la tarifa de último recurso, el comercializador de último recurso que le estuviera suministrando deberá notificar al consumidor, en la primera factura, que ha dejado de serle aplicable la tarifa de último recurso y que dispone de un período de dos meses para negociar un nuevo contrato de suministro. Durante dicho período, y hasta que el consumidor formalice un nuevo contrato, el comercializador de último recurso le aplicará la tarifa de último recurso que le hubiera sido aplicable hasta ese momento”.

Esta CNE considera que la regulación anterior tal vez pudiera exceder los términos de la habilitación normativa concedida por el artículo 93 ya citado. La principal finalidad del artículo 13 de la propuesta es regular la situación del consumidor a TUR que excede los límites para acogerse a esta tarifa. Es esa una regulación sustantiva o material de derechos y obligaciones de un consumidor acogido a TUR, más que en una previsión económica necesaria para el establecimiento de dicha tarifa.

Referencias al Real Decreto 1068/2007

La propuesta de Orden contiene diversas referencias al Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio. Tales referencias deben suprimirse al haberse anulado dicha norma por Sentencia del Tribunal Supremo de 21 de abril de 2009.

Sin perjuicio de lo anterior, se expresa la conveniencia de aprobar una norma que venga a suplir la laguna resultante de la anulación de dicho Real Decreto. Tal laguna ha sido colmada, sólo en parte, mediante la publicación, por el Real Decreto ley 6/2009, de un listado de empresas comercializadoras de último recurso. Sin embargo, quedan sin regulación otras cuestiones materiales del suministro de último recurso de la máxima importancia, como el régimen jurídico de los consumidores a TUR, o los derechos y obligaciones de las empresas comercializadoras, entre otras.

Adicionalmente, determinadas obligaciones que cita la Orden informada se establecían en el Real Decreto anulado. Esas obligaciones no están vigentes, pese a la referencia a las mismas que la Orden realiza. La incertidumbre que tal situación genera debería resolverse.

3 CONSIDERACIONES SOBRE EL ARTICULADO REFERIDO A LA COMPOSICIÓN DE LA TUR

3.1 *Artículo 4. Estructura general de las tarifas de último recurso*

El segundo punto del artículo 4 establece que *“Las tarifas de último recurso se determinarán sin incluir los impuestos, recargos y gravámenes sobre el consumo y suministro, ni tampoco los alquileres de equipos de medida o control, los derechos de acometida, enganche y verificación, ni aquellos otros servicios cuya repercusión sobre el usuario esté autorizada por la normativa vigente”.*

Esta definición contiene referencias nuevas con respecto a la existente, establecida en la Orden ITC/3861/2007, que se refiere a precios calculados “antes de impuestos”, sin mencionar recargos y gravámenes. Asimismo, parece que se utilizan referencias más propias del sector eléctrico (alquileres de equipos de medida o control, derechos de enganche y verificación) que no existen en el sector gasista y que por, tanto, sería aconsejable eliminar.

3.2 Artículo 5. Determinación de la tarifa de último recurso

El artículo 5 de la propuesta de Orden establece que, de acuerdo con el artículo 94.4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, el sistema de cálculo de la tarifa de último recurso incluirá de forma aditiva el coste de la materia prima, los peajes de acceso en vigor, los costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad del suministro.

La propuesta de Orden modifica el criterio de imputación entre términos fijos y términos variables establecido en la Orden ITC/2857/2008, y que actualmente se viene utilizando para determinar las TUR, en los siguientes aspectos:

- Costes de comercialización: actualmente pertenecen al término variable de la TUR, mientras en la propuesta de Orden se incluyen en el término fijo de las TUR.
- Término fijo del canon de almacenamiento subterráneo: actualmente se incluye en el término fijo de la TUR, mientras la propuesta de Orden lo incorpora en el término variable de las TUR.
- Término fijo del peaje de descarga de buques: actualmente está incluido en el término fijo de las TUR, mientras la propuesta lo incluye en el término variable de las TUR.

Ni en la propuesta, ni en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden se justifica la modificación de los criterios de imputación.

Esta Comisión considera que el criterio general que debe guiar la asignación de costes a los distintos términos de las TUR es el siguiente: en el término variable de las TUR se deben incluir los términos de facturación de los peajes y cánones que estén directamente relacionados con el consumo que realizan los consumidores con derecho a TUR en el momento considerado, mientras que el resto de términos de facturación se deben imputar al término fijo de las TUR, al ser independientes de las decisiones de consumo tomadas por los consumidores.

Se observa que la propuesta de Orden es coherente con este criterio en la asignación de la mayor parte de los costes que incluyen un importante componente fijo, es decir: el término de reserva de capacidad, el peaje de regasificación y el margen de comercialización. Asimismo, coincide con la imputación de los dos términos del peaje de descarga de buques al término variable de las TUR, ya que en ambos casos existe una relación directa entre el consumo del cliente y la necesidad de descargar gas en las plantas de regasificación. Análogamente, puesto que el número de barcos de GNL empleados depende del consumo realizado, se comparte la asignación del canon de almacenamiento de GNL al término variable.

En relación con el procedimiento de asignación del canon de almacenamiento subterráneo, la propuesta de Orden lo imputa en su totalidad al término variable de la TUR.

El procedimiento de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos se realiza en función de los consumos realizados por los consumidores en el año anterior, por lo que no depende de las decisiones tomadas por los agentes durante el año de fijación de las tarifas, sino de las decisiones de consumo tomadas el año anterior, por lo que el término fijo del canon de almacenamiento subterráneo debería de imputarse al término fijo de la TUR.

No obstante, en condiciones de temperatura normales no debería existir una variación sustancial entre el consumo medio de los consumidores con derecho a TUR realizado en el año n y el año $n-1$, por lo que parece adecuado utilizar como proxy del consumo del año n , el consumo realizado en el año $n-1$.

Por lo tanto, se puede suponer que el término fijo del canon de almacenamiento subterráneo depende de las decisiones tomadas por los consumidores en el año de fijación de tarifas, lo que implica que sea razonable imputarlo al término variable de las TUR.

El término variable de dicho canon debe ser imputado al término variable de las tarifas de último recurso dado que el objetivo de las inyecciones y extracciones de los almacenamientos subterráneos es aplanar el perfil de consumo de los consumidores existentes, que está relacionado con las decisiones de consumo realizadas por los mismos.

En relación con el coste de gestión comercial, y tal y cómo se comenta más detalladamente en el apartado 3.5 del presente informe, se considera que el mismo debe imputarse tanto al término fijo como al término variable de las TUR, con objeto de reflejar las características de los costes en los que incurren los comercializadores.

En el cuadro siguiente se presenta una comparación del reparto de costes propuesto por la CNE, sobre la base del criterio mencionado, con el de la TUR vigente y de la propuesta de Orden.

Cuadro 1 Comparación de la asignación de costes a los términos de facturación de la TUR

TUR vigente*		TUR propuesta de Orden		TUR propuesta CNE	
Término fijo	Término variable	Término fijo	Término variable	Término fijo	Término variable
Término de reserva de capacidad		Término de reserva de capacidad		Término de reserva de capacidad	
Término fijo del peaje de regasificación	Término variable del peaje de regasificación	Término fijo del peaje de regasificación	Término variable del peaje de regasificación	Término fijo del peaje de regasificación	Término variable del peaje de regasificación
Término fijo de conducción del peaje de transporte y distribución	Término de conducción del peaje de transporte y distribución	Término fijo de conducción del peaje de transporte y distribución	Término de conducción del peaje de transporte y distribución	Término fijo de conducción del peaje de transporte y distribución	Término de conducción del peaje de transporte y distribución
Término fijo del peaje de descarga de buques	Término variable del peaje de descarga de buques		Coste medio del peaje de descarga de buque		Coste medio del peaje de descarga de buques
Término fijo del canon de almacenamiento subterráneo	Término variable del canon de almacenamiento subterráneo		Coste medio del canon de almacenamiento subterráneo		Coste medio del canon de almacenamiento subterráneo
	Canon de almacenamiento de GNL		Canon de almacenamiento de GNL		Canon de almacenamiento de GNL
	Costes de comercialización	Costes de comercialización		Costes fijos de comercialización	Costes variables de comercialización
	Coste de la materia prima		Coste de la materia prima		Coste de la materia prima

*Nota: La imputación de los peajes bajo la TUR vigente se ha derivado en aplicación del artículo 2 de la Orden ITC/2857/2008.

3.3 **Artículo 6. Metodología de cálculo de los peajes y cánones imputados**

El artículo 6 de la propuesta de Orden establece las fórmulas aplicables para imputar los peajes y cánones a las tarifas de último recurso.

En la memoria que acompaña a la propuesta de Orden se enumeran las hipótesis utilizadas para realiza dicha imputación, pero no se describe realmente la metodología que la justifica.

Esta Comisión considera que para que el procedimiento descrito pueda ser considerado una metodología de imputación, es necesario incluir los siguientes elementos:

- (1) Definir claramente los principios generales que van a dirigir el establecimiento de precios regulados.
- (2) Definir el modelo de abastecimiento considerado, lo que supone determinar el porcentaje de gas abastecido mediante GNL y el impacto de la utilización de los AA.SS sobre las necesidades de gas.
- (3) Definir la cartera de clientes que se considera va a ser abastecida por el comercializador de último recurso
- (4) Determinar qué servicios deben ser contratados por el comercializador para abastecer a sus consumidores
- (5) Establecer los criterios de asignación de cada uno de los componentes de coste a cada uno de los segmentos de clientes.

La propuesta de Orden no incluye los principios generales, ni justifica el modelo logístico considerado, ni hace explícitos los criterios de asignación de cada peajes a los términos fijos y variables de la TUR, por lo que no puede considerarse que introduce una verdadera metodología de cálculo.

Por lo tanto, se propone que se modifique el título del artículo sustituyendo “Metodología de cálculo de los peajes y cánones imputados” por “Fórmulas aplicables para imputar los peajes y cánones a las tarifas de último recurso”.

Esta Comisión ha desarrollado un procedimiento de imputación de los peajes y cánones a las tarifas de último recurso, que se describe con detalle en el anexo I del presente informe, que por su parte tampoco constituye una metodología global para determinar la TUR.

El procedimiento considerado se basa en los principios de suficiencia, eficiencia, aditividad, estabilidad, no distorsión a la competencia, transparencia, sencillez, objetividad y coherencia. Asimismo, tiene en cuenta una serie de restricciones de partida, como son el cumplimiento de lo establecido en la Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos y la estructura de los peajes, cánones y tarifas de último recurso actualmente vigente.

Como se ha indicado anteriormente, el procedimiento de imputación requiere que se definan:

- La cartera de clientes abastecida por los comercializadores de último recurso. Los peajes y cánones a imputar se han calculado considerando que el comercializador de último recurso únicamente abastece a los consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, y no a otro tipo de consumidores, con objeto de no afectar las decisiones de los comercializadores sobre su cartera de clientes, es decir, con objeto de garantizar el cumplimiento del principio de “no distorsión a la competencia”.

Asimismo, en el procedimiento de imputación se consideran todos los consumidores con derecho a acogerse efectivamente a las tarifas de último recurso, y no sólo los efectivamente acogidos, para evitar que la asignación se vea afectada por las diferencias existentes entre las características de los clientes abastecidos por los CUR, y las características de los abastecidos por los no CUR (por ejemplo, en el nivel de consumo medio).

- El porcentaje de gas abastecido mediante GNL. Se adoptado el mismo supuesto contenido en la propuesta de Orden: el porcentaje elegido refleja la composición media de los aprovisionamientos destinados al mercado español, del 72% según los datos que contiene la memoria de la propuesta de Orden, siguiendo el mismo

No obstante, con el fin de de reflejar en las fórmulas propuestas el caso más general posible, se ha considerado que el porcentaje de gas abastecido mediante GNL no está determinado ex ante.

- Impacto de la gestión de los AA.SS sobre las necesidades de gas. Una gestión adecuada de la capacidad de almacenamiento permite a los comercializadores de último recurso reducir las necesidades de contratación en los puntos de entrada al sistema. Dicho elemento debe tenerse en cuenta en las fórmulas de imputación aplicables.
- Servicios a contratar por el comercializador para abastecer a sus consumidores. Se considera que se deben imputar en las tarifas de último recurso, los peajes y cánones necesarios para abastecer a los consumidores de último recurso, lo que requiere imputar los siguientes peajes:
 - o Peaje de descarga de buques
 - o Canon de almacenamiento de GNL
 - o Peaje de regasificación
 - o Canon de Almacenamiento Subterráneo
 - o Término de reserva de capacidad del peaje de transporte y distribución firme.
 - o Término de conducción del peaje de transporte y distribución firme

Las diferencias entre las fórmulas propuestas por la CNE y las consideradas en la propuesta de Orden son las que a continuación se detallan:

- Peaje de Reserva de Capacidad. Las diferencias entre la propuesta de esta Comisión y la propuesta de Orden, se centran en la consideración del impacto de las mermas y de la gestión de los AA.SS sobre las cantidades a contratar en los puntos de entrada a la red de transporte, aspectos no contemplados en la formula de la propuesta de Orden.

En relación con lo anterior, es preciso señalar que se ha advertido un error en la fórmula considerada en la propuesta de Orden, debido a que el consumo medio (C_{mi}) debe aparecer en el numerador en lugar de en el denominador de la fórmula.

- Canon de AA.SS. Las diferencias entre la propuesta realizada por esta Comisión y la propuesta de Orden, se centran en el número de días que se han considerado a la hora de imputar dicho canon.

Se considera que a la hora de calcular el canon a imputar a las tarifas de último recurso se debe tener en cuenta que la capacidad de almacenamiento asignada a

los comercializadores de último recurso es de 48 días de la demanda (10 estratégicos, 8 operativos y 30 por consumo TUR-1 y TUR-2), disponiéndose para inyectar/extraer de los AA.SS sólo 38 días.

Por el contrario, en la propuesta de Orden se considera que la capacidad contratada por los comercializadores es de 20 días, de los cuales se inyecta y extrae 10 días.

Asimismo, y con el fin de reflejar en la fórmula el caso más general posible se considera que se deben incluir las mermas a aplicar en los almacenamientos subterráneos, aunque de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional tercera de la Orden ITC/3862/2008 las citadas mermas sean del 0%.

- Peaje de Regasificación. Las diferencias entre la propuesta realizada por esta Comisión y la propuesta de Orden, se centran en el impacto de las mermas, de la gestión de los AA.SS y del abastecimiento de GNL sobre la capacidad contratada y sobre la cantidad a regasificar.

En particular, para calcular dichos parámetros se debe tener en cuenta que en el peaje de regasificación se debe reflejar la gestión de los AA.SS que realizan los comercializadores. Una adecuada gestión de dichos almacenamientos permite reducir la demanda diaria máxima a abastecer desde las plantas de regasificación.

En consecuencia, se considera que el caudal de regasificación a contratar viene determinado por el caudal estimado para los consumidores con derecho a acogerse a la TUR (calculado en función del factor de carga y del consumo medio), de las extracciones de gas de los AA.SS que se puedan realizar en el día de máxima demanda de los consumidores domésticos, y la cantidad de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso en el día de máxima demanda, aspectos no considerados en la propuesta de Orden.

Además, al considerar que una parte del abastecimiento de la TUR se realiza mediante gas canalizado, se debe tener en cuenta que el perfil de entrega de dichos productos es plano, mientras que la demanda de los consumidores con derecho a acogerse a las tarifas TUR-1 Y TUR-2 presenta un elevado grado de estacionalidad. Por lo tanto, aunque en media se considere que el 72% del gas se abastece mediante GNL, el porcentaje abastecido en el día de máxima demanda será inferior.

En lo que concierne a la cantidad a regasificar, se tienen en cuenta las mermas vigentes y el porcentaje de demanda abastecido mediante GNL.

- Peaje de descarga de buques. Las diferencias entre la propuesta realizada por esta Comisión y lo considerado en la propuesta de Orden, se centran en el impacto de las mermas sobre las cantidades a descargar en las plantas y en el incremento de las cantidad a descargar en las plantas como consecuencia de la existencia de mermas en los AA.SS
Canon GNL. La fórmula considerada en la propuesta de Orden depende del número de días de existencias en los tanques de GNL y del porcentaje de gas

abastecido mediante GNL.No obstante, se considera que, para mantener la coherencia entre las hipótesis consideradas a la hora de imputar el peaje de descarga de buques y las consideradas en el canon de GNL, es más adecuado que ambas fórmulas se hagan depender de un solo parámetro.

Asimismo, se debe tener en cuenta que, generalmente, el almacenamiento en los tanques de GNL se expresa en función de la capacidad contratada de regasificación y no en función del consumo final de los clientes, como parece desprenderse de la fórmula planteada en la propuesta de Orden.

Igualmente, se considera que en dicho peaje se deben tener en cuenta las mermas aplicables a la cantidad descargada.

En el Cuadro 2 se comparan las fórmulas calculadas por esta Comisión para imputar los peajes y cánones a las tarifas de último recurso con las incluidas en la propuesta de Orden.

Cuadro 2. Fórmulas a aplicar para imputar los peajes y cánones a las tarifas de último recurso. Propuesta CNE vs Propuesta de Orden

Peaje / Canon	TUR	Propuesta CNE	Propuesta de Orden
Reserva de Capacidad	Término fijo (€/cliente/mes)	$= \frac{T_{rc}}{100} \times \left[\frac{Cm_i \times (1 + m_D)}{(1 - m_T) \times 365 \times f_c} - \frac{E_{MÁX}}{n} \right]$	$= \frac{T_{rc}}{365 \times f_c \times 100 \times C_{mi}}$
Canon de AA.SS	Término variable (c€/kWh)	$\frac{12 \times T_f \times 48}{365} + \frac{38}{365} \times (T_{vi} + T_{ve} \times (1 - m_a))$	$\frac{12 \times T_f}{365} \times 20 + \frac{10 \times (T_{vi} + T_{ve})}{365}$
Peaje de Regasificación	Término fijo (€/cliente/mes)	$\frac{Tf_R}{100} \times \left[\frac{Cm_i \times (1 + m_D)}{(1 - m_T) \times f_c \times 365} - \frac{E_{MÁX}}{n} - \frac{GN_d}{n} \right]$	$\frac{T_{fr} \times C_{mi} \times 0,72}{365 \times f_c \times 100}$
	Término variable (c€/kWh)	$TV_R \times \left(\frac{(1 + m_D) \times \%GNL}{1 - m_T} + \frac{38 \times m_a}{365} \right)$	$T_{vr} \times 0,72$
Peaje de descarga de buques	Término variable (c€/kWh)	$\left(\frac{T_{fd} \times 100}{Tm_{buque} \times f_{conve}^{kWh}} + T_{vd} \right) \times \left(\frac{(1 + m_D) \times \%GNL}{(1 - m_R) \times (1 - m_T)} + \frac{38 \times m_a}{365 \times (1 - m_R)} \right)$	$\left(\frac{T_{fd}}{7500000} + T_{vd} \right) \times 0,72$

Peaje / Canon	TUR	Propuesta CNE	Propuesta de Orden
Canon GNL	Término variable (c€/kWh)	$\left[\frac{T_v}{10^3} \times T_{m_{buque}} \times f_{conve}^{kWh} \times (1 - m_D) \times \frac{365}{2} \right] \times \frac{1}{C_f}$	$\frac{T_v}{1000} \times 5 \times 0,72$

Siendo:

- T_{rc} : término de reserva de capacidad.
- C_{mi} : consumo anual medio por cliente con derecho a TUR
- C_f : consumo anual final de los consumidores con derecho a TUR
- E_{MAX} : cantidad máxima diaria a extraer de los AA.SS
- f_c : factor de carga del cliente
- n : número de clientes considerados
- m_D , m_T , m_R y m_A : mermas de distribución, transporte, descarga de buques y AA.SS
- T_{fr} y T_{vr} : términos fijo y variable del peaje de regasificación en vigor, expresados en cts/kWh/día/mes y cts/kWh respectivamente.
- T_{fd} y T_{vd} : término fijo y variable de descarga de buques, expresado en €/buque y en cts/kWh, respectivamente
- T_f , T_{vi} , T_{ve} : término fijo, término de inyección y término de extracción del canon de almacenamiento subterráneo, expresados en cts/kWh/mes, cts/kWh y cts/MWh/día respectivamente.
- T_v : canon de almacenamiento de GNL (cts/MWh/día)
- G_{Nd} : cantidad diaria de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso
- $\%GNL$: porcentaje de la demanda abastecida mediante GNL
- $F_{conver_{m^3}}^{kWh}$: factor de conversión de m^3 de GNL a kWh.

En el Anexo I se proporciona una explicación detallada de la derivación de cada fórmula.

En el Cuadro 3 se comparan los valores de los peajes y cánones vigentes a imputar en las tarifas de último recurso, resultado de aplicar las fórmulas propuestas por la CNE y las establecidas en la propuesta de Orden, considerando el tamaño medio de los clientes previsto por esta Comisión para 2009 (2.507 kWh/cliente para la TUR-1 y 10.256 kWh/cliente para la TUR-2).

Para aplicar las fórmulas planteadas por esta Comisión se ha considerado, como se ha comentado anteriormente, que el 72% de la demanda de gas es abastecida mediante GNL.

Cuadro 3. Peajes y cánones a imputar a las TUR: fórmulas CNE versus propuesta de Orden

TUR-1									
Peaje / Canon	FÓRMULA			PROPUESTA DE ORDEN			FORMULA VS PROPUESTA DE ORDEN		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/cliente)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/cliente)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/cliente)
Reserva de Capacidad	0,13791		0,06600	0,13060		0,06250	5,6%		5,6%
Canon AA.SS		0,06743	0,06743		0,02751	0,02751		145,1%	145,1%
Peaje Regasificación	0,22138	0,00619	0,11215	0,17007	0,00612	0,08751	30,2%	1,2%	28,1%
Peaje Descarga buques		0,00761	0,00761		0,00541	0,00541		40,6%	40,6%
Canon GNL		0,00786	0,00786		0,00927	0,00927		-15,3%	-15,3%
Término de conducción	2,12000	2,48160	3,49621	2,12000	2,48160	3,49621	0,0%	0,0%	0,0%
Total peajes	2,47929	2,57069	3,75724	2,42067	2,52991	3,68841	2,4%	1,6%	1,9%

TUR-2									
Peaje / Canon	FÓRMULA			PROPUESTA DE ORDEN			FORMULA VS PROPUESTA DE ORDEN		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/cliente)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/cliente)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/cliente)
Reserva de Capacidad	0,57148		0,06686	0,54543		0,06382	4,8%		4,8%
Canon AA.SS		0,06743	0,06743		0,06330	0,06330		6,5%	6,5%
Peaje Regasificación	0,91891	0,00619	0,11371	0,71000	0,00612	0,08919	29,4%	1,2%	27,5%
Peaje Descarga buques		0,00761	0,00761		0,00541	0,00541		40,6%	40,6%
Canon GNL		0,00786	0,00786		0,00927	0,00927		-15,3%	-15,3%
Término de conducción	4,75000	1,85850	2,41427	4,75000	1,85850	2,41427	0,0%	0,0%	0,0%
Total peajes	6,24038	1,94759	2,67774	6,00543	1,94260	2,64526	3,9%	0,3%	1,2%

Fuente: Propuesta de Orden y CNE

Se observa que los peajes y cánones a imputar en las tarifas de último recurso son superiores, en términos medios, a los resultantes de aplicar las fórmulas de la propuesta de Orden. En particular, los peajes a imputar a la TUR-1 son en media un 1,9% superiores con las fórmulas CNE que los resultantes de la propuesta de Orden, mientras para la TUR-2 son en media un 1,2% superiores. Considerando los términos fijos, la propuesta CNE supera en un 2,4% y en un 3,9% la propuesta de Orden, respectivamente para la TUR-1 y la TUR-2. Por otra parte, en lo que concierne a los términos variables, la propuesta CNE supera la propuesta de Orden en un 1,6% en el caso de la TUR-1, y en un 0,3% en el caso de la TUR-2.

Nótese que el canon de GNL imputado a la TUR es un 15,3% inferior con respecto al que se obtiene de la propuesta de Orden. Dicha diferencia se explica principalmente por un “efecto cartera”: la fórmula de la CNE se ha aplicado teniendo en cuenta el consumo final de ambas categorías de consumidores, mientras la fórmula contenida en la propuesta de Orden no depende de dicho parámetro.

En el siguiente cuadro se desglosan las diferencias existentes entre las fórmulas propuestas y las consideradas en la propuesta de Orden, distinguiendo entre las diferencias causadas por las diferencias en las fórmulas (impacto de las mermas, de la gestión de los AA.SS) y en los supuestos (factor de carga y escenario de demanda).

Cuadro 4. Desglose de las diferencias entre las fórmulas propuestas por la CNE y las consideradas en la propuesta de Orden

TUR-1		Impacto de las fórmulas planteadas		Impacto de las hipótesis consideradas sobre el factor de carga y el escenario de demanda	
Peaje / Canon	Propuesta de Orden (c€/kWh)	c€/KWh	Tasa de variación sobre la propuesta de Orden	c€/kWh	Tasa de variación sobre la propuesta de Orden
Reserva de Capacidad	0,06250	-0,00318	-5,1%	0,00668	10,7%
Canon AA.SS	0,02751	0,03992	145,1%	0,00000	0,0%
Peaje Regasificación	0,08751	0,01256	14,4%	0,01207	13,8%
Peaje Descarga buques	0,00541	0,00220	40,6%	0,00000	0,0%
Canon GNL	0,00927	-0,00141	-15,3%	0,00000	0,0%
Término de conducción	3,49621	0,00000	0,0%	0,00000	0,0%
Total peajes	3,68841	0,05008	1,4%	0,01875	0,5%

TUR-2		Impacto de las fórmulas planteadas		Impacto de las hipótesis consideradas sobre el factor de carga y el escenario de demanda	
Peaje / Canon	Propuesta de Orden (c€/kWh)	c€/KWh	Tasa de variación sobre la propuesta de Orden	c€/kWh	Tasa de variación sobre la propuesta de Orden
Reserva de Capacidad	0,06382	-0,00449	-7,0%	0,00754	11,8%
Canon AA.SS	0,06330	0,00413	6,5%	0,00000	0,0%
Peaje Regasificación	0,08919	0,01088	12,2%	0,01363	15,3%
Peaje Descarga buques	0,00541	0,00220	40,6%	0,00000	0,0%
Canon GNL	0,00927	-0,00141	-15,3%	0,00000	0,0%
Término de conducción	2,41427	0,00000	0,0%	0,00000	0,0%
Total peajes	2,64526	0,01130	0,4%	0,02118	0,8%

Fuente: Propuesta de Orden y CNE

Se observa que, para la TUR-1, la modificación de las fórmulas propuestas supone un incremento del 1,4% de los peajes y cánones imputados en las TUR, mientras los distintos supuestos sobre el factor de carga y el escenario de demanda suponen una subida del 0,5% de los peajes imputados.

Por el contrario, para la TUR-2, la modificación de las fórmulas propuestas supone un incremento del 0,4% de los peajes y cánones imputados en las TUR, mientras los distintos supuestos sobre el factor de carga y el escenario de demanda, supone una subida del 0,8% de los peajes imputados.

Cabe destacar que el mayor impacto de las diferencias en las fórmulas propuestas sobre la TUR-1 se debe al hecho de que el consumo medio de estos consumidores es muy inferior al de los consumidores de la TUR-2.

Finalmente, se reitera que estos incrementos se han calculado con respecto al total de los peajes, siendo su magnitud menor si se calcularan con respecto a la totalidad de la TUR como se verá en el apartado 4, donde se realiza una valoración cuantitativa del impacto global de la propuesta de Orden sobre la TUR.

3.4 *Artículo 7. Metodología de imputación de los costes de comercialización*

En el artículo 7 de la Propuesta de Orden se establece que los costes de comercialización se considerarán como un término fijo, expresado en €/cliente/mes, tanto para los clientes en la tarifa TUR.1 como en la TUR.2. Se trata de un cambio importante con respecto a la estructura vigente, en la cual, según lo dispuesto por la Orden ITC/2857/2008, los costes de comercialización se incluyen en el término variable de la TUR.

Se considera que dicho cambio mejora la eficiencia de la asignación de costes en la TUR. Teniendo en cuenta que los costes de comercialización son en gran mayoría fijos, como es el caso de los costes de lectura, facturación y cobro y atención al cliente, y que sólo algunos de ellos, como los costes financieros, las tasas, la morosidad y el puro margen comercial, dependen del volumen de consumo de los clientes, la asignación propuesta de estos costes al término fijo de la TUR refleja mejor su naturaleza de costes esencialmente fijos.

Por otra parte, en lo que concierne al nivel de los costes de comercialización incorporados en la TUR, la Memoria de la Propuesta de Orden indica que se ha mantenido el mismo coste promedio por cliente empleado en la elaboración de la Orden de tarifas en vigor desde el 12 de octubre de 2008, aún cuando se ha cambiado su reparto entre TUR.1 y TUR.2, incrementando el primero y disminuyendo el segundo, *“al considerarse que los costes de comercialización de ambos escalones deberían aproximarse”*. Como resultado, se incluyen costes de 11 €/cliente y año para los consumidores acogidos a TUR.1 y de 17,5 €/cliente y año para los consumidores acogidos a TUR.2, lo que da lugar a unos coste promedio por cliente de 14,24 €/cliente, según se explica en la Memoria.

A este respecto cabe observar que, si bien es positivo que se reduzca la diferencia entre los costes fijos asignados a consumidores domésticos de diferentes tamaño, puesto que no hay razones que justifiquen su diversidad, sería preferible establecer un cargo igual para TUR.1 y TUR.2. El mantenimiento de un cargo distinto puede distorsionar la competencia y favorecer conductas orientadas a “descremar” el mercado por parte de los comercializadores. En efecto, al ser el margen comercial inferior para los clientes de la TUR.1 los comercializadores tenderán a concentrar su actividad en la captación de clientes en el segmento más atractivo, es decir en los consumidores de la TUR.2, quedando el CUR obligado al suministro de los consumidores con menores márgenes. A su vez, esto podría implicar que, a medio plazo, el margen comercial de los CUR fuera insuficiente para cubrir los costes de su actividad.

Finalmente, se señala que el coste medio que se ha establecido no parece estar muy en línea con los costes reales soportados por las empresas. Asimismo, este coste es inferior en un 11,7% al considerado para el sector eléctrico en la propuesta de Orden que regula la TUR eléctrica (16,2 €/cliente).

Para contrastar los valores incluidos en la propuesta de Orden, se ha procedido, además, a realizar una primera estimación del coste de comercialización al que se enfrentaría un comercializador en el mercado libre a partir de la información contenida en las Circulares y la información solicitada a las empresas eléctricas y gasistas por esta Comisión. Para ello, se han tenido en cuenta las respuestas de los agentes en relación con los costes de gestión comercial en los que incurren los comercializadores de último recurso y la metodología de asignación de los mismos a las consultas públicas realizadas por la CNE en 2008 sobre los planteamientos metodológicos para el diseño de tarifas y el establecimiento de precios regulados en los sectores eléctrico y gasista. Dado que la actividad de gestión comercial incluye servicios que son comunes a los sectores de electricidad y gas, es relevante analizar información procedente de ambos sectores.

En concreto, se ha considerado que la retribución del suministro de último recurso debe incorporar el coste de captación de nuevos suministros, el coste del ciclo comercial (facturación y cobro), el coste de atención al cliente y otros costes necesarios para el desarrollo de la actividad, tales como la tasa de ocupación de la vía pública, los costes financieros derivados de las diferencias entre los pagos y los cobros y un margen (beneficio) de comercialización adecuado. De acuerdo con las respuestas de los participantes en las consultas públicas, los costes relacionados con la captación de cliente, el ciclo comercial y la atención a los clientes se han asignado en función del número de consumidores, mientras que el resto de costes, que no dependen directamente del cliente, se han imputado en función de la energía consumida.

A partir de la información disponible, se ha estimado que, durante el periodo analizado (2005 -2007), el coste medio de gestión comercial sería de 20,14 €/cliente y de 2,94 €/MWh consumido. Adicionalmente, dado que la información disponible presenta un elevado grado de variabilidad, se ha estimado el coste que obtendría la empresa más eficiente posible como resultado de la suma de los costes más eficientes en cada una de las categorías consideradas. En este caso el valor promedio correspondiente al periodo 2005-2007, sería de 7,67 €/cliente y de 2,94 €/MWh.

Los valores anteriores se han calculado teniendo en cuenta la facturación mensual y el volumen de demanda TUR en el sector eléctrico, que afecta al nivel de los costes variables. Para su aplicación al sector gasista se ha considerado una facturación bimestral, que implica menores costes fijos que la mensual, y el volumen de demanda TUR del sector gasista, que es menor con respecto al eléctrico. Como resultado se ha obtenido, para el periodo 2005-2007, un coste medio de 17,04 €/cliente y de 0,83 €/MWh y un coste de la empresa más eficiente de 6,04 €/cliente y de 0,83 €/MWh.

Tomando como referencia estas estimaciones, se observa que, en la propuesta de Orden, el margen comercial incluido en la TUR-1 (11 €/cliente) es un 74% inferior al margen estimado, mientras en el caso de la TUR-2 (17,5 €/cliente) es un 46% inferior, teniendo en cuenta que la TUR propuesta no incluye ningún valor para el término variable.

Esta Comisión considera que las variables a utilizar para imputar los costes de gestión comercial deben ser aquellas que reflejen la estructura de costes de los comercializadores en el mercado libre, con objeto de evitar la aparición de subsidios cruzados entre consumidores. Considerando tanto las respuestas de los agentes a las consultas públicas planteadas por esta Comisión como la información contenida en las Circulares y la solicitada a las empresas eléctricas y gasistas para las propuestas tarifarias, se considera que el coste de gestión comercial se debería estructurar en un término fijo por cliente (en €/cliente que reflejará los costes captación, atención y el ciclo comercial) y un término variable en función de la energía consumida (en €/MWh, para reflejar los costes de gestión comercial, que, cómo la prestación de garantías o la tasa de ocupación de la vía pública, no dependen del número de cliente sino de la energía consumida por los mismos).

El establecimiento de un coste de comercialización anual de 11 €/cliente para la TUR.1 y de 17.5 €/cliente para la TUR.2 podría implicar un posible riesgo de estrangulamiento del mercado minorista, especialmente para el segmento TUR-1, si finalmente resultara insuficiente para el desarrollo de la actividad de comercialización.

En consideración de todo lo anterior, podría ser aconsejable incorporar un coste de comercialización superior tanto en la TUR-1, como en la TUR-2, y mayor en el caso de la TUR-1. Debido a que los clientes han sido transferidos directamente a los comercializadores de último recurso, éstos no han incurrido en los costes de captación de los mismos, por lo que se propone que los ingresos adicionales por encima de los valores que pudiera establecer el MITyC para la actividad de comercialización de último recurso, sean considerados como ingresos liquidables del sistema.

En cualquier caso, la fijación de valores concretos para el coste de comercialización no puede realizarse a partir de la información actualmente disponible, puesto que presenta una variabilidad muy elevada. Como ya se ha comentado en el Informe nº 13/2009 de esta Comisión sobre la propuesta de Orden de TUR eléctrica, se propone la creación de un grupo de trabajo conjunto, para comercializadores de último recurso de gas y electricidad, cuyo objetivo sería determinar los componentes de coste que deben ser incorporados en el margen de gestión comercial, los criterios de asignación a la tarifa de último recurso y proporcionar la información, debidamente auditada, necesaria para su cálculo.

Finalmente, en el artículo 7 de la Orden se recomienda evitar emplear el término “margen de comercialización” para indicar el concepto de coste de comercialización, que es más amplio e incluye, entre sus componentes, el beneficio o puro margen comercial de las empresas.

3.5 Artículo 8. Determinación del coste de la materia prima

El Artículo 8 establece que el coste de la materia prima a incorporar en la TUR se determina mediante una fórmula que es función de cotizaciones del Brent de corto plazo ($Brent_2$) y de largo plazo ($Brent_1$ y $Brent_0$), del tipo de cambio E y de los precios de las subastas (gas de base: P_0 y gas de invierno: SI). A su vez, el valor resultante de esta fórmula se incrementa por un factor de mermas, de 1,01, y un factor de prima de riesgo,

de 1,036, establecido en el Artículo 9 (este último se analizará más adelante en el apartado 3.7).

Ecuación 1 Coste de la materia prima en la propuesta de Orden

$$C_n (\text{cts} / \text{kWh}) = C_{0n} \cdot (1 + PRQ) \cdot (1 + MERM)$$

donde:

$$C_{0n} = (0,0160844 \cdot Brent_1 + 0,0054808 \cdot Brent_2 + 0,284037) / E + 0,2 \cdot P_0 (\text{cts} / \text{kWh}) - 0,005 \cdot \left(\frac{Brent_0}{E_0} \right) + 0,13333 \cdot SI - 0,035959$$

En la memoria de la propuesta de Orden se indica que la fórmula de C_{0n} se ha obtenido a partir de una fórmula inicial donde aparecen unos componentes de suministro de corto y largo plazo (ponderados al 40% y al 60%, respectivamente) y, en cada uno de ellos, el peso de 1/3 asignado a los resultados de las subastas, SI y SP, y el peso de 2/3 asignado a los precios de referencia de corto y largo plazo, RI y RP.

Ecuación 2 Fórmula inicial de determinación del coste de la materia prima contenida en la Memoria

$$C_0 = 0,4 \cdot \frac{1}{3} \cdot SI + 0,4 \cdot \frac{2}{3} \cdot RI + 0,6 \cdot \frac{1}{3} \cdot SP + 0,6 \cdot \frac{2}{3} \cdot RP - \frac{1}{3} \cdot P$$

A continuación se analizan los distintos elementos que componen estas fórmulas, así como la derivación de la fórmula de C_{0n} del artículo 8 a partir de la fórmula inicial contenida en la memoria. Finalmente, se presenta una valoración cuantitativa de dicha fórmula con respecto al sistema vigente establecido en la Orden ITC/2857/2008 y se realizan unas recomendaciones concretas de cambios con respecto a la propuesta de Orden.

3.5.1 Sobre el mix de suministro de corto y largo plazo

Como se muestra en la fórmula inicial contenida en la memoria (véase la Ecuación 2) el coste de la materia prima, C_{0n} , se ha calculado suponiendo una mezcla de suministros a corto y a largo plazo, que se han ponderado con un 40% y un 60%, respectivamente, pero sin proporcionar ninguna justificación para ellos.

Este reparto no sería muy representativo si pretendiera reflejar la composición de los aprovisionamientos destinados al total de la demanda nacional, dado que más del 80% de ésta procede de consumidores industriales y de generadores eléctricos y que, de acuerdo con la información de la que dispone la CNE sobre contratos de importación de gas², la importancia de la contratación a corto plazo es marginal con respecto a la de largo plazo, que en los últimos años ha superado siempre el 80% del total. Sin embargo, es razonable

² Información aportada periódicamente a la CNE por los comercializadores para el Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura.

suponer que el peso de los contratos de corto plazo sea mayor si se considera exclusivamente el aprovisionamiento destinado a la demanda doméstico-comercial, cuyo perfil es mucho más estacional que el del resto de consumidores.

En ausencia de información sobre la tipología de los contratos de importación que los comercializadores destinan al segmento doméstico-comercial, se recomienda que el reparto entre suministro a corto y largo plazo empleado en el cálculo del coste de la materia prima para la TUR se establezca teniendo en cuenta los siguientes factores:

- Un nivel de estacionalidad media del consumo doméstico-comercial, puesto que este puede variar cada año.
- La capacidad de almacenamiento contratada por los comercializadores de último recurso para hacer frente a la variabilidad de la demanda.
- La flexibilidad “típica” incluida en los contratos de largo plazo, que también puede ayudar a mitigar el apuntamiento de la demanda y, por tanto, la necesidad de contratación a corto plazo.

A efecto de medir el primer factor, se han considerado datos históricos de la demanda mensual doméstico-comercial de los grupos 3.1 y 3.2 en el periodo 2005-2008.

En cuanto a la capacidad de almacenamiento que puede destinarse a mitigar el impacto de las variaciones estacionales de la demanda, se ha supuesto la capacidad de la que disponen los comercializadores de último recurso según la normativa vigente, es decir, el equivalente a 30 días del consumo de los consumidores de los grupos 3.1 y 3.2.

Finalmente, para estimar la flexibilidad de los contratos de largo plazo, se han tenido en cuenta los resultados de un estudio publicado en 2007 por la Comisión Europea³ sobre el estado de la competencia en los mercados eléctricos y gasistas de la Unión Europea. En dicho estudio se indica que las cláusulas que tienden a limitar la flexibilidad de los contratos de importación pueden ser, en la práctica, menos restrictivas de lo que aparentan, sobre todo cuando se trata de los contratos de importación entre productores y empresas incumbentes. Sobre la base del análisis de casi 200 contratos de largo plazo, la Comisión indica que la flexibilidad típicamente se encuentra entre el 20% y el 40%, que suelen existir reglas que permiten diferir el suministro uno o más años en situaciones en los que el comprador no toma todo el gas acordado para un determinado año (*make up* o *carry forward*) y que en la mayoría de los casos los compromisos *take-or-pay* no se llegan a ejercitar.

En consideración de todo lo anterior, se han estimado las necesidades de aprovisionamiento de tipo plano y punta para los consumidores de los grupos 3.1 y 3.2 en el periodo 2005-2008. Bajo el supuesto de una flexibilidad del 20%, es decir considerando que la cantidad mensual contratada puede aumentarse hasta un 20%, el aprovisionamiento de tipo plano de un contrato de largo-plazo podría cubrir entre el 51% y el 54% de las necesidades totales de aprovisionamiento de estos consumidores. Por otra parte, bajo el supuesto de una flexibilidad del 40%, el porcentaje de aprovisionamiento de tipo plano alcanza valores en un rango comprendido entre 67% y 72%.

³ Comisión Europea, *Energy Sector Inquiry*, 10 de enero de 2007.

Cuadro 5 Estimación de las necesidades de aprovisionamiento base y punta de los consumidores del grupo 3.1 y 3.2. (MWh)

Considerando flexibilidad del

20%

Necesidades de aprovisionamiento de los consumidores de los grupos 3.1 y 3.2			
Año	TOTAL	Base	Punta
2005	41.609.345	21.186.768	20.422.577
2006	37.169.109	20.973.754	16.195.356
2007	37.110.617	21.182.733	15.927.884
2008	41.102.769	22.308.733	18.794.036

Distribución (%)	
Base	Punta
51%	49%
56%	44%
57%	43%
54%	46%

Considerando flexibilidad del

40%

Necesidades de aprovisionamiento de los consumidores de los grupos 3.1 y 3.2			
Año	TOTAL	Base	Punta
2005	41.609.345	27.814.090	13.795.256
2006	37.169.109	26.826.331	10.342.779
2007	37.110.617	28.017.190	9.093.427
2008	41.102.769	29.638.448	11.464.321

Distribución (%)	
Base	Punta
67%	33%
72%	28%
75%	25%
72%	28%

Fuente: CNE y Comisión Europea

En conclusión, la propuesta del MITyC de ponderar el suministros a corto y a largo plazo con un 40% y un 60%, respectivamente, parece razonable sobre la base de la evidencia empírica disponible de los datos de consumo históricos mensuales de los grupos 3.1 y 3.2, y teniendo en cuenta la capacidad de 30 días de almacenamiento asignada para modulación de la demanda a los comercializadores de último recurso y un nivel intermedio de flexibilidad de los contratos de importación de largo plazo.

3.5.2 Sobre la ponderación de los precios de las subastas en la fórmula de C_{0n}

La memoria de la propuesta de Orden aclara que, para ambos tipos de suministro, de corto y de largo plazo, el peso asignado al precio resultante de la subasta es de 1/3, mientras se asigna una ponderación de 2/3 a un precio de referencia (de corto o largo plazo) referenciado al Brent y al tipo de cambio.

Esta ponderación debería reflejar el porcentaje de demanda TUR que se abastezca mediante dichas subastas. Si la ponderación fuera inferior a este porcentaje, los comercializadores de último recurso tendrían, por un lado, la obligación de pagar toda la cantidad adquirida mediante la subasta al precio determinado en la misma y, por otro, el

derecho a recibir este precio, a través de la TUR, tan sólo sobre una parte de la cantidad adquirida, mientras al remanente se aplicaría un precio de referencia distinto. Es evidente que en esta situación se crearía un riesgo de precio importante para los comercializadores de último recurso, no estando garantizado que puedan recuperar en su totalidad el coste soportado por adquirir gas en la subasta.

En el caso opuesto, si la ponderación fuera superior, los comercializadores no se enfrentarían al mismo riesgo, puesto que tendrían garantizada la recuperación del coste de adquisición del gas en la subasta. Sin embargo, y especialmente si el porcentaje de cantidad subastada fuera muy reducido con respecto a la ponderación de su precio en la fórmula de la TUR, el precio resultante de la subasta podría no ser suficientemente representativo y sin embargo contribuiría de manera relevante a fijar el coste del gas en la TUR.

Por lo tanto, es recomendable que la ponderación del precio de las subastas en la fórmula del coste de la materia prima de la TUR coincida con el porcentaje de demanda TUR que se abastece mediante subasta y que en cualquier caso no sea nunca inferior a éste. De esta manera se elimina el riesgo de precio sobre las cantidades que los comercializadores de último recurso están obligados a adquirir en las subastas y se garantiza que el precio que se incluye en la fórmula sea representativo del coste de suministro subyacente.

La Resolución de la SEE de fecha 4 de mayo de 2009 establece las siguientes cantidades como objeto de las primeras subastas previstas para el próximo 16 de junio para la adquisición de gas destinado a la TUR con entrega entre el 1 de julio y el 30 de junio de 2010:

- Gas de base: 3600 GWh, que corresponden a 300 GWh durante 12 meses.
- Gas de invierno: 2750 GWh para un periodo de 5 meses, que se reparten entre 200 GWh en noviembre, 750 GWh en diciembre, enero y febrero y 300 GWh en marzo.

No está completamente claro cómo debe calcularse el porcentaje que estas cantidades representan con respecto a la demanda TUR, desglosada en sus componentes plano y estacional. Un primer enfoque, que toma de forma literal la normativa vigente, consiste en realizar este cálculo considerando, como referencia, la demanda de todos los consumidores que tienen derecho a la TUR, que según el Acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de abril de 2008, recogido en la Disposición transitoria única de la Propuesta de Orden, incluyen a los consumidores con consumo anual inferior o igual a 50.000 kWh, es decir los grupos 3.1 y 3.2.

Con este enfoque, se compara la cantidad total que se aprovisiona mediante subasta, que es de 6.350 GWh/año, a un consumo estimado en 2008 de los clientes con derecho a TUR (peajes 3.1 y 3.2) de 42.909 GWh/ año, empleando los datos de la memoria de la propuesta Orden, lo que representa un 14,78 % de los aprovisionamientos de los CUR (de los cuales un 8,39 % es gas de base y un 6,41 % es gas de invierno). La cantidad que se aprovisiona mediante subasta es del orden del 1,4 % de la demanda total del sistema.

La realización de las subastas de gas permite disponer del coste real a imputar por las cantidades de gas compradas en la subasta. De acuerdo con el principio de aditividad, la cantidad a sumar debería ser igual a la cantidad de gas subastado en cada producto.

Sin embargo, en el precio de la subasta se pondera de manera diferente en la fórmula de la propuesta de Orden: el gas de invierno se pondera con un 13,33 % ($0,4 \cdot 1/3$) y el gas de base se pondera con un 20,00% ($0,6 \cdot 1/3$).

Cuadro 6 Ponderación de los distintos tipos de aprovisionamiento en el cálculo de la TUR

	Cantidad	% Aprovisionamiento previsto para el próximo periodo anual	Ponderación asignada en la propuesta de Orden
Aprovisionamiento mediante el mercado libre (GWh)	36.559 GWh	85,22 %	66,66 %
Aprovisionamiento subasta TUR (gas de base -producto plano)	3.600 GWh	8,39 %	20,00 %
Aprovisionamiento subasta TUR (gas de invierno)	2.750 GWh	6,41 %	13,33 %
TOTAL aprovisionamiento CUR	42.909 GWh	100 %	100 %

Fuente: Propuesta de Orden

Un enfoque alternativo sería, en principio, el de considerar la demanda de los consumidores de los grupos 3.1 y 3.2 que están realmente adquiriendo gas a TUR. Puesto que la casi totalidad está siendo suministrada por comercializadores de último recurso, no es posible distinguir cuantos consumidores están acogidos a la TUR.⁴ Tomando como referencia el número de consumidores que a 30 de junio de 2008 fueron traspasados de los distribuidores a los comercializadores de último recurso se puede estimar que la demanda a precio TUR represente entorno al 50-60% de la demanda total de los grupos 3.1 y 3.2. Con esta referencia el porcentaje de las cantidades objeto de subasta se acerca a la ponderación establecida en la Propuesta de Orden. No obstante, se señala que esta interpretación no parece del todo coherente con la normativa vigente que establece la obligación de participación en las subastas de todos los comercializadores de último recurso “para el suministro de consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso”. Además, dicha interpretación contrastaría con la participación en las próximas subastas de gas de un comercializador de último recurso como IBERDROLA que a 30 de junio de 2008 no tenía ningún cliente a tarifa regulada.

En resumen, se recomienda, como principio general, que la ponderación del precio de las subastas en la fórmula del coste de la materia prima de la TUR coincida con el porcentaje de demanda TUR que se abastece mediante subasta y que, en cualquier caso, no sea nunca inferior a éste.

La ponderación de 1/3 de los precios de la subasta que aparece en la Propuesta de Orden es superior al porcentaje de la demanda TUR que es objeto de subasta. No obstante, puede considerarse aceptable teniendo en cuenta que en la primera subasta

⁴ Esta situación cambiará a medida de que se vayan creando empresas comercializadoras de último recurso legalmente separadas. Este es el caso, por ejemplo, del grupo GAS NATURAL, que ha sido recientemente autorizada para crear GAS NATURAL S.U.R.SDG (Resolución de 21 de abril de 2009 de la DGPEM).

puede ser prudente empezar con una cantidad ofertada pequeña que podrá incrementarse en subastas futuras (esta Comisión recomendaba el 25% en su Informe 4/2009 sobre la propuesta de Orden que regula las subastas de adquisición de gas para la TUR).

Considerando que el porcentaje de gas aprovisionado mediante subasta puede variar de un año a otro, la metodología de cálculo de la TUR debe incluir explícitamente unos parámetros que permitan ajustar, cada año, los porcentajes de gas aprovisionado mediante subasta y mediante el mercado libre.

3.5.3 Derivación de la fórmula final de C_{0n}

Sobre la base de la información contenida en la Memoria no es posible realizar una derivación completa de C_{0n} , aún cuando se han podido identificar las principales relaciones existentes entre los componentes de la fórmula inicial contenida en la memoria y las variables de la fórmula final (cotizaciones del Brent, tipo de cambio y precios de las subastas).

La Resolución de la SEE de fecha 19 de mayo de 2009, por las que se establecen las reglas operativas de la subasta de gas natural de la TUR, contiene las siguientes fórmulas para los precios de las subastas:

Ecuación 3 Fórmulas de determinación del precio de las subastas “Gas de Base” y “Gas de Invierno”⁵

$$\begin{aligned} \text{Gas de Base} \quad P_{bn} &= P_{b0} + 0,25 \cdot \left(\frac{BR6_n}{E_n} - \frac{BR6_0}{E_0} \right) + A_n \\ \text{Gas de Invierno} \quad P_{in} &= P_{i0} + B_n \end{aligned}$$

Se han sustituido estos precios⁶, sin considerar el componente de actualización de los peajes, en la Ecuación 2, obteniendo así la siguiente expresión del coste de la materia prima C_{0n} :

Ecuación 4 Expresión del coste de la materia prima teniendo en cuenta la Resolución de la SEE de 19 de mayo

$$C_0 = 0,13333 \cdot P_{i0} + 0,20 \cdot P_{b0} + 0,005 \cdot \frac{BR6_n}{E} - 0,005 \frac{BR6_0}{E_0} + 0,40 \cdot RP + 0,27 \cdot RI - 0,33 \cdot \text{Peajes}$$

⁵ Estas fórmulas son las que aparecen en la Resolución de la SEE de 19 de mayo de 2009. En la fórmula del Gas de Base se utiliza en realidad la notación “T” para indicar el tipo de cambio. En este informe se ha empleado la notación “E” en aras a una mayor homogeneidad con la fórmula del coste del gas.

⁶ La actualización del precio del producto “gas de base” coincide con la que se aplica para la actualización del precio de la subasta del gas de operación. Se estudiaron varias correlaciones entre precios spot de gas y Brent, encontrándose coeficientes alrededor de 0,25 para el caso del precio de gas spot en Zeebrugge.

Se puede apreciar que el primer término corresponde al precio resultante de la subasta de “Gas de Invierno” (P_{i0}) y que los tres términos siguientes reflejan el precio del “Gas de Base” (P_{b0}), incluyendo su actualización, que depende de la diferencia entre la media semestral del Brent en el semestre anterior al de referencia y la media semestral del Brent en el trimestre anterior al mes de julio de 2009 (la Resolución de la SEE de 4 de mayo estableció el 1 de julio como comienzo del periodo de entrega del gas subastado). Estos términos son coherentes con la fórmula final de C_{0n} contenida en el artículo 8 de la propuesta de Orden.

Por otra parte, no queda claro como se determinan las expresiones del precio de referencia del suministro a corto (RI) y a largo plazo (RP) en función del Brent.⁷ A falta de un mayor detalle en el desarrollo de la fórmula, se interpreta que las medias semestrales ($Brent_1$ y $BR6_n$) están asociadas al precio de referencia de largo plazo (RP) y a la subasta de gas base, y que la media trimestral del Brent ($Brent_2$) está asociada al precio de referencia de corto plazo (RI).

Para el precio de referencia de largo plazo, RP, se observa que la citada Resolución del 19 de mayo define el término $BR6_n$ como la media semestral del precio del Brent anterior al trimestre de referencia, definición que coincide con la del término $Brent_1$ de la fórmula del coste del gas de la Propuesta de Orden. Así se puede obtener la siguiente relación para el precio de referencia de largo plazo:

Ecuación 5 Relación entre precio de referencia de largo plazo y Brent según la fórmula propuesta para C_{0n}

$$0,005 \cdot \frac{BR6_n}{E} + 0,40 \cdot RP = 0,0160844 \cdot \frac{Brent_1}{E} \Rightarrow RP = 0,027711 \cdot \frac{Brent_1}{E}$$

Para el precio de referencia de corto plazo, RI, dada la fórmula de C_{0n} y la Ecuación 4, se puede establecer la siguiente relación:

Ecuación 6 Relación entre precio de referencia de corto plazo y Brent según la fórmula propuesta para C_{0n}

$$0,27 RI = 0,0054808 \cdot \frac{Brent_2}{E} \Rightarrow RI = 0,02055305 \cdot \frac{Brent_2}{E}$$

Por otra parte, la constante 0,284037, que aparece en la fórmula de C_{0n} , no se puede asignar, a priori, a ninguno de los dos precios de referencia RP y RI.

En resumen, el contenido de la fórmula de determinación de C_{0n} se muestra en el siguiente cuadro.

⁷ En la fórmula de C_{0n} aparece la cotización del crudo Brent de corto plazo, calculado como la media trimestral de las cotizaciones del crudo Brent en el trimestre anterior al de referencia ($Brent_2$), y la cotización del crudo Brent de largo plazo ($Brent_1$), calculado como media semestral de las cotizaciones del crudo Brent en el semestre anterior al trimestre de referencia. También aparece el tipo de cambio E calculado en el trimestre anterior.

Cuadro 7 Resumen del contenido de la fórmula C_{0n}

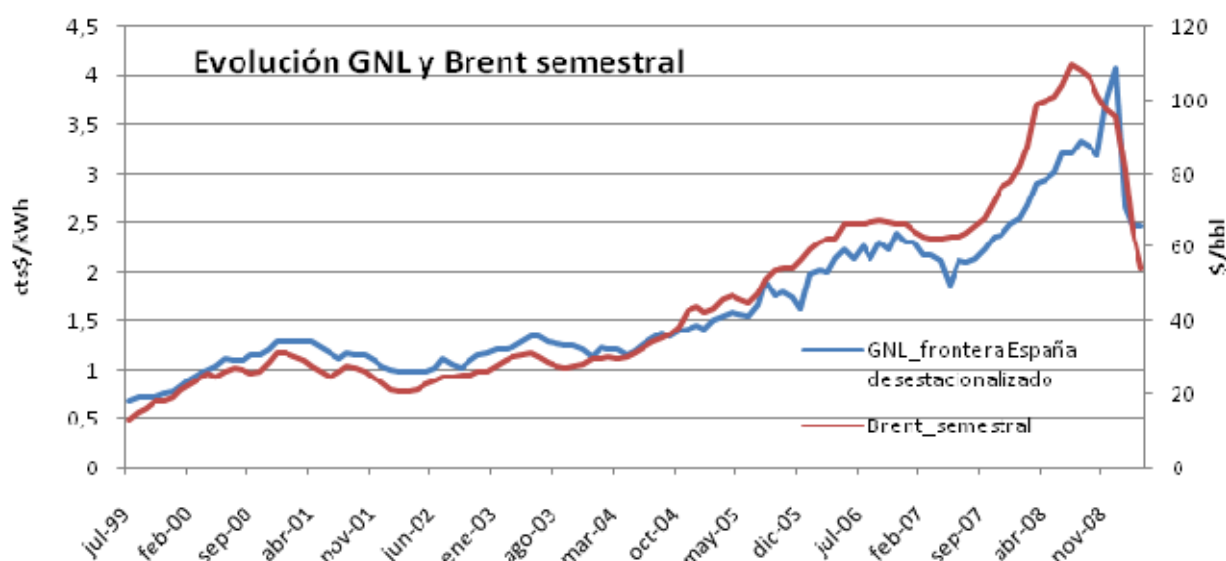
Formula de determinación de C_{0n}	2/3 precio de referencia	1/3 resultados subastas
40% contrato de corto plazo	<u>Suministro de corto plazo:</u> $RI = (0,02055305 * Brent_2 + \text{constante}) / E$ Ponderación: $0,40 * 2/3 = 0,27$	<u>Resultado subasta gas de invierno:</u> $SI = P_{i0}$ Ponderación: $0,40 * 1/3 = 0,133$
60% contratos de largo plazo	<u>Suministro de largo plazo:</u> $RP = (0,027711 * Brent_1 + \text{constante}) / E$ Ponderación: $0,60 * 2/3 = 0,40$	<u>Resultado subasta gas de base</u> $SP = P_{b0} + 0,25 * (Brent/E - Brent_0/E_0)$ Ponderación: $0,60 * 1/3 = 0,20$

En lo que concierne a la relación entre precio de referencia de largo plazo RP y Brent, la memoria no especifica a qué producto se refiere, mencionando tan solo que se trata de un “*suministro estándar de largo plazo referenciado al Brent*” (dadas las especificidades y la confidencialidad que caracterizan los contratos de importación de largo plazo de gas no queda claro qué se entiende exactamente por “producto estándar de largo plazo”). Al no conocer esta variable, no se ha podido replicar el ejercicio de estimación de este precio, aún cuando se ha comprobado que la fórmula de RP es muy similar a la del gas de cogeneración propuesta en la TUR eléctrica: $Imp\ GN = (0,709921 + 0,027704\ Brent_1) / E$. Se observa que la constante de esta ecuación, una vez multiplicada por el peso de RP en la fórmula final ($0,709921 * 0,4 = 0,283968$) casi coincide con la constante ($0,284037$) incluida en dicha fórmula.

Con el objeto de verificar si esta relación de largo plazo del Brent semestral es razonable para predecir el precio de un suministro de largo plazo, se ha analizado la relación entre la evolución del precio del gas en la frontera española, como proxy de un suministro de gas de largo plazo, y la del promedio semestral del Brent.

El gráfico siguiente muestra la existencia de una estrecha correlación positiva entre las dos variables, que queda todavía más evidente una vez destacionalizada la serie. En el periodo analizado, desde julio 1999 hasta febrero de 2009 ambas series siguen la misma tendencia temporal y presentan una correlación del 97%.

Gráfico 1 Evolución del precio del GNL en frontera española y del promedio semestral del Brent



Fuente: Datos de la Dirección General de Aduanas, Platt's y elaboración propia

Habiéndose verificado que las dos series no son estacionarias en niveles y que están cointegradas entre ellas⁸, se han tenido que realizar varios ajustes para poder realizar una regresión estadística válida. En el anexo II se describe con más detalle el procedimiento seguido. El principal resultado de este análisis es que se ha podido estimar una relación lineal significativa de largo plazo entre el precio del GNL en frontera y el precio del Brent semestral (como se muestra a continuación, la estimación se ha realizado en logaritmos y los resultados sucesivamente se han transformado en niveles).

El modelo estimado en logaritmos y los resultados de la regresión son los siguientes:

$$\begin{aligned}\text{Log GNL}_t &= \alpha_0 + \alpha_1 \text{Log Brent}_t + \text{error}_t \\ \text{Log } \hat{\text{GNL}}_t &= -2,193 + 0,696 \text{Log } \hat{\text{Brent}}_t\end{aligned}$$

El modelo transformado a niveles a partir de lo anterior es:

$$\hat{\text{GNL}}_t = 0,413463 + 0,0267184 \hat{\text{Brent}}_t$$

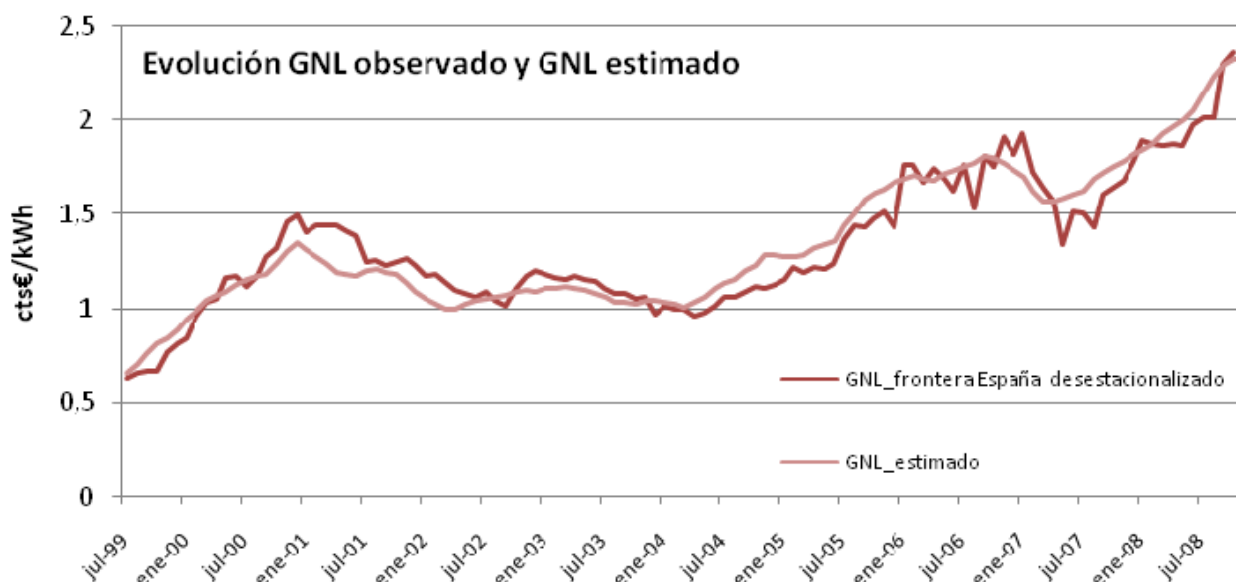
Además, se ha realizado un análisis de robustez de las estimaciones. Se ha comprobado que los valores estimados no varían significativamente para distintos períodos de la muestra, acotándose los límites en el siguiente intervalo de confianza:

$$\begin{aligned}\text{Límite inferior:} & \quad \hat{\text{GNL}}_t = 0,2975465 + 0,0206506 \hat{\text{Brent}}_t \\ \text{Límite superior:} & \quad \hat{\text{GNL}}_t = 0,7080429 + 0,0298623 \hat{\text{Brent}}_t\end{aligned}$$

⁸ En la terminología estadística, dos variables no estacionarias cointegradas son aquellas para las cuales se puede encontrar una relación lineal que sea estacionaria, es decir que tenga unos residuos que no tienen una tendencia incorporada.

Del siguiente gráfico se puede apreciar que la relación estimada es un buen predictor del precio medio del GNL en la frontera española.

Gráfico 2 Capacidad predictiva del modelo de regresión estimado

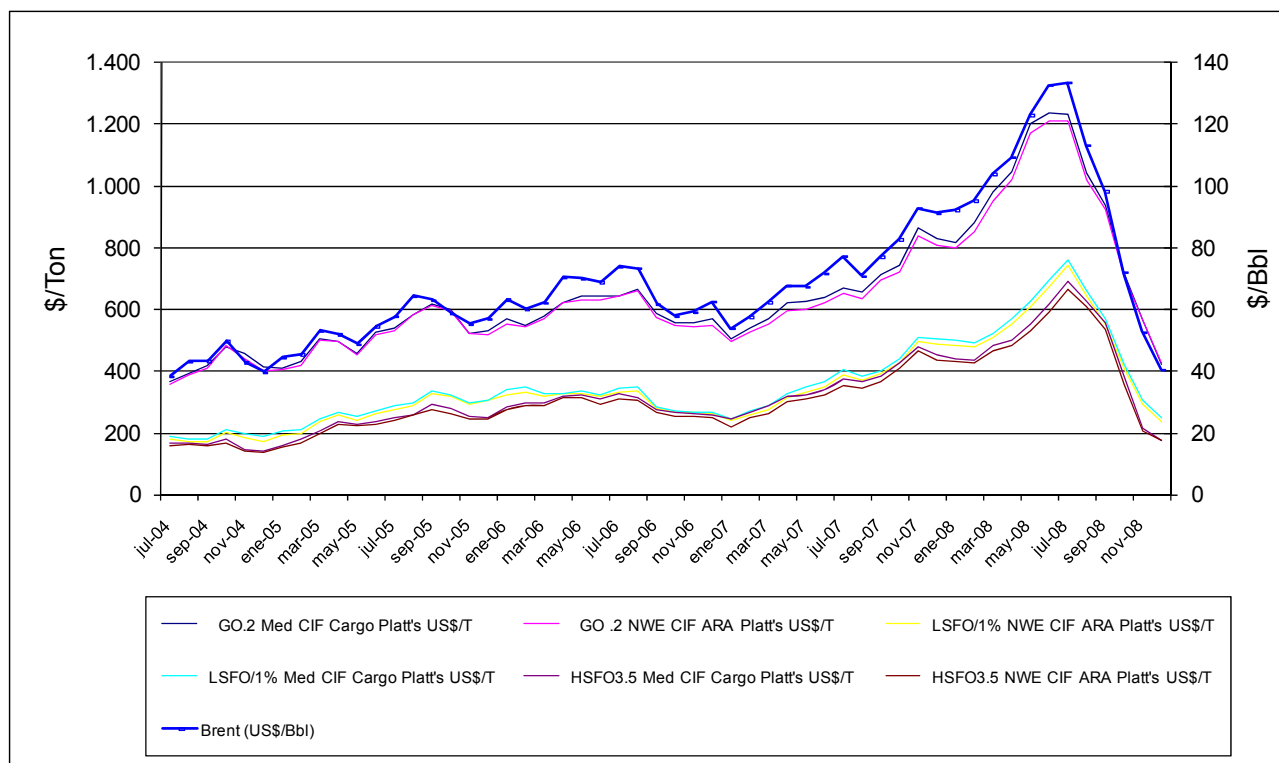


Fuente: Datos de la Dirección General de Aduanas, Platt's y elaboración propia

Dado que los valores de la ecuación del suministro de largo plazo ($0,709921 + 0,027704 \text{ Brent}_1$)/E contenida en la propuesta de Orden se encuentran dentro del intervalo de estimación del modelo anterior, se considera que ésta también podría reflejar de forma razonable la relación entre el precio del Brent_1 y el precio del “producto estándar de largo plazo” mencionado en la propuesta de Orden. No obstante, sin conocer el producto, es decir la variable dependiente de dicha ecuación, no es posible comprobar en detalle su validez.

Cabe además señalar que los precios de los derivados del petróleo incluidos en la fórmula F de la Orden ITC/2857/2008 están estrechamente correlacionados con la evolución de la cotización de Brent_1 , como se desprende del siguiente gráfico. En este sentido se aprecia que la nueva fórmula de RP emplea una expresión más sencilla sin perder la tendencia más relevante, la del Brent, y evita posibles efectos específicos relacionados a los mercados de cada producto derivado. Asimismo, debería facilitar a los agentes la realización de coberturas con contratos de futuros del Brent que no están generalmente disponibles para otros productos.

Gráfico 3 Evolución de las cotizaciones medias mensuales del crudo Brent y de productos derivados



Fuente: Platt's

En cuanto a la relación entre precio de referencia de corto plazo RI y Brent₂ la memoria de la propuesta de Orden indica que se utilizó “*la correlación existente entre las cotizaciones del Brent y del Henry Hub*”.

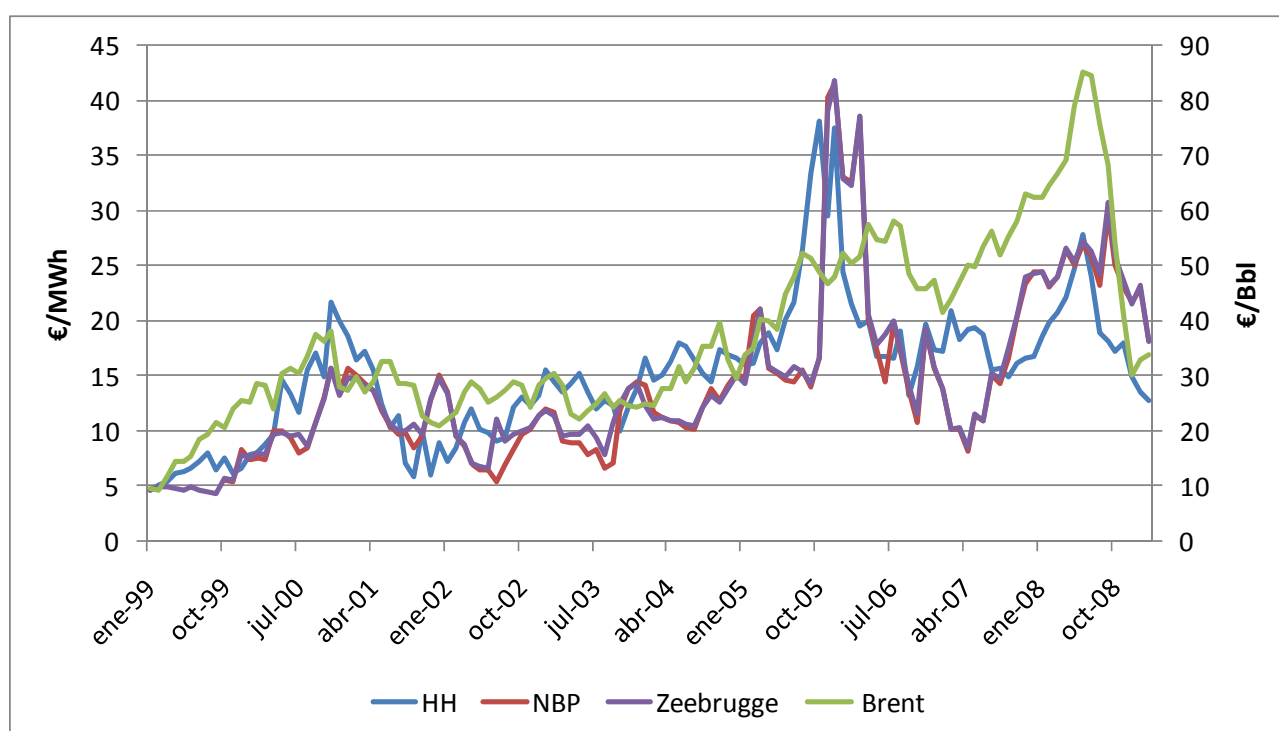
Con el fin de verificar si esta relación es adecuada para modelizar el suministro de corto plazo, se ha analizado en primer lugar la correlación de las cotizaciones mensuales del Brent₂ y los precios mensuales del Henry Hub y de otros mercados spot europeos (NBP y Zeebrugge) durante el periodo octubre 1999-febrero 2009.

Teniendo en cuenta todo el periodo se aprecia la existencia de una correlación positiva entre el precio del Brent y los precios de los mercados de spot de gas, con un coeficiente de correlación alrededor de 0,6-0,7 para todos los mercados considerados. Sin embargo, el año 2005 fue especialmente atípico para los mercados spot del gas⁹ y es necesario

⁹ En 2005 se registraron fuertes incrementos del precio del gas en los mercados spot internacionales, que superaron en algunos periodos los 40 €/MWh. En el caso de Estados Unidos el aumento de los precios fue principalmente relacionado con la reducción en la producción de gas en el Golfo de México, causada por el huracán Katrina. Por otra parte, en el caso de los mercados europeos, y en particular el NBP, la subida de precios tuvo lugar como consecuencia de varios factores, entre los cuales destacan el aumento de la demanda debido a temperaturas invernales más bajas de lo habitual, que coincidió con la escasez del gas almacenado, y el flujo insuficiente de importaciones de gas de corto plazo, a pesar de existir capacidad inutilizada en la planta de regasificación de Grain y en el Interconector de Zeebrugge. Esta situación generó una investigación por parte de OFGEM y de la Comisión Europea, que apuntó a la existencia de congestiones contractuales como principal explicación de lo sucedido.

realizar el cálculo de las correlaciones omitiendo este año. Se observa que, en el sub-periodo anterior a 2005, octubre 1999-diciembre 2005, el coeficiente de correlación más elevado se registra entre el Brent y el Henry Hub (0,5379), y por otra parte, la correlación del Brent con NBP y Zeebrugge es relativamente reducida (0,2679 y 0,2507, respectivamente). Asimismo, en el sub-periodo posterior a 2005, enero 2006-febrero 2009, el coeficiente de correlación del Brent con el Henry Hub sigue siendo el más elevado (0,6385) con respecto al registrado entre el Brent y los otros mercados NBP y Zeebrugge (0,3758 y 0,39254, respectivamente).

Gráfico 4 Evolución de las cotizaciones medias mensuales de Brent y precios de gas de corto plazo



Fuente: Platt's

Se entiende que esta elevada correlación de largo plazo entre cotizaciones del Brent y del Henry Hub puede haber motivado la inclusión de la misma en la fórmula de C_{0n} , como indica la memoria de la propuesta de Orden. Por otra parte, esta Comisión ha comprobado que la elevada volatilidad de las series y la presencia de cambios estructurales, tanto del Henry Hub como de otros mercados spot, hacen imposible o muy complicado proponer un modelo estadístico satisfactorio que refleje correctamente el precio del Henry Hub (o de otros mercados spot) a partir de las cotizaciones del Brent en el corto plazo.

Aún considerando los últimos 4 años (2006-2009), y eliminando los datos atípicos de 2005, no parece adecuado incorporar como precio de referencia de corto plazo la relación de cointegración de largo plazo entre las cotizaciones de Henry Hub y Brent. La variabilidad que presentan hace muy difícil una correcta estimación del precio a corto

plazo, aún si se corrigiera por el error de predicción del período anterior. Asimismo, se ha descartado la opción de incorporar un término de error en la fórmula del coste de la materia prima, puesto que implicaría una elevada complejidad operativa y requeriría la realización de actualizaciones periódicas, por lo menos anuales. Los siguientes cuadros muestran las volatilidades de los precios para las series analizadas:

Cuadro 8 Volatilidades de las cotizaciones de Brent, NBP y Henry Hub

Volatilidades anuales de los rendimientos de los precios			
	$\Delta \ln \text{HenryHub}$	$\Delta \ln \text{Brent}$	$\Delta \ln \text{NBP}$
nov 1999 - mayo 2009	58%	33%	62%
2008-mayo 2009	44%	44%	69%
2006-mayo 2009	45%	36%	74%

$\Delta \ln$ son diferencias de logaritmos

Fuente: Platt's y elaboración propia

Como puede observarse, la volatilidad, tanto de largo como de corto plazo, de todas las series, es elevada en todos los sub-períodos analizados.

Por lo expuesto y para evitar errores de estimación, se considera más apropiado emplear directamente, en la fórmula del coste de la materia prima, un promedio de las cotizaciones de los futuros trimestrales de los mercados de Henry Hub y NBP como precio de referencia de un suministro de corto plazo. Estos mercados tienen la ventaja de ser muy líquidos y de constituir las principales referencias de precios de gas de corto plazo en la Cuenca Atlántica, representando por ello un instrumento eficaz de cobertura de riesgos para los comercializadores de último recurso. Asimismo, la consideración de precios que reflejan la evolución de ambos mercados de corto plazo puede ayudar a mitigar el impacto de la volatilidad de los precios que resultaría de considerar una sola referencia, en la medida en que, en algunos momentos, estos precios puedan moverse en direcciones opuestas o con retraso.

Finalmente, cabe comentar el último término de la fórmula de C_{0n} , que es negativo y se refiere a los peajes de acceso a las infraestructuras gasistas. Como se indica en la Memoria de la Propuesta de Orden, los precios resultantes de las subastas, de “gas de invierno” y de “gas de base”, incluyen los peajes necesarios para inyectar el gas en el sistema y transportarlo hasta el AOC. Por lo tanto, es correcto restarlos para evitar que se contabilicen dos veces en la TUR (una vez a través de la componente de peajes y otra vez a través del coste de la materia prima).

Sin embargo, el formato de este término no es correcto en la propuesta de Orden, puesto que resta un solo valor multiplicado por un 1/3 como si los peajes asociados al suministro del producto “gas de invierno” y del producto “gas de base” fueran iguales. Esto no es así, esencialmente porque, dado el distinto perfil de los dos productos, el caudal contratado para el suministro de los mismos también es distinto. Sería por lo tanto aconsejable

especificar dos términos en lugar de uno, es decir: $-0,4 \cdot (1/3) \cdot (\text{Peajes Gas de Invierno})$ y $-0,6 \cdot (1/3) \cdot (\text{Peajes Gas de Base})$.

Considerando los peajes vigentes de reserva de capacidad, descarga de buque, almacenamiento de GNL y regasificación, los valores de los peajes a restar en la fórmula del coste del gas para los suministros abastecidos mediante subasta serían los siguientes:

- Peajes Gas de Invierno (c€/kWh) =
 - o 0,245011 (asumiendo que el 72% del aprovisionamiento es GNL)
 - o 0,3033 (nivel máximo, asumiendo a título indicativo que el 100% del aprovisionamiento es GNL)
- Peajes Gas de Base (c€/kWh) =
 - o 0,088937 (asumiendo que el 72% del aprovisionamiento es GNL)
 - o 0,112200 (nivel máximo, asumiendo a título indicativo que 100% del aprovisionamiento es GNL)

La suma de estos valores, cada uno ponderado por el peso de la correspondiente subasta, asciende a 0,050455 c€/kWh bajo el supuesto de que el 72% del aprovisionamiento al mercado TUR se realiza mediante GNL (el valor máximo sería de 0,062875 c€/kWh para el caso en que se adquiriera el 100% mediante GNL).

En consideración de todo lo anterior se sugieren las siguientes correcciones de la fórmula propuesta en el Artículo 8:

1) Eliminación de la relación entre Brent y Henry Hub, debido a que carece de capacidad representativa como precio de referencia de corto plazo. En su lugar se propone la definición del producto RI como el precio de referencia obtenido a partir de la media de las cotizaciones de los futuros de NBP y Henry Hub al comienzo de cada trimestre de referencia.

2) Modificación del valor de los peajes a restar al coste de la materia prima C_{0n} según lo indicado en el presente informe.

3.5.4 Comparación del coste de la materia prima propuesto con el implícito en la Orden ITC/2857/2008

En este apartado se compara el coste del gas calculado según la propuesta de Orden con el coste del gas implícito en la Orden ITC/2857/2008 durante los últimos tres trimestres.

Puesto que la subasta para la entrega del gas en el periodo 1 de julio 2009-30 de junio 2010 todavía no ha tenido lugar, no es posible especificar de forma completa la fórmula del gas propuesta, aún cuando se puede calcular teniendo tan sólo en cuenta los precios de referencia de corto y largo plazo, RI y RP.

Como se muestra a continuación, la fórmula incluida en la propuesta de Orden genera un coste de la materia prima que, en todos los trimestres considerados, es inferior al coste del gas según la normativa vigente. Asimismo, la diferencia con respecto al CMP, que es

de un 19,5% si la fórmula se calcula en octubre de 2008, va aumentando en el tiempo, alcanzando el 39,1% para el trimestre en curso.

En abril 2009 el coste del gas resultante de la fórmula es de 1,29881 cts/kWh, frente a 2,1322 c€/kWh implícito en la TUR vigente. Si se descompone este valor en sus componentes de corto y largo plazo, se comprueba que el precio de referencia de corto plazo (RI) tiene un valor de 0,70067 c€/kWh, que se sitúa un 51% por debajo del valor mínimo entre el futuro del Henry Hub y el futuro del NBP para este trimestre (1,05638 c€/kWh). Dicha diferencia, que aflora también en los otros trimestres considerados, parece excesiva si se considera que el precio de referencia de corto plazo debería en principio reflejar el precio del Henry Hub, lo que pone de manifiesto la dificultad de especificar una relación estadística entre precios de Henry Hub y Brent₂ (como se ha indicado anteriormente esta serie es muy volátil y su explicación mediante un modelo sencillo de regresión lineal tiene escasa validez).

Cuadro 9 Comparación entre el coste del gas resultante de la fórmula contenida en la propuesta de Orden, de la fórmula corregida por la CNE y el CMP implícito en la Orden ITC/2857/2008

Trimestre	c€/kWh	PROPUESTA DE ORDEN		PROPUESTA DE ORDEN CORREGIDA CNE	
	CMP 2008 (Fn)	Cn	% Diferencia Cn-CMP	Cn	% Diferencia Cn-CMP
oct-08	2,8800	2,31908	-19,5%	2,84457	-1,2%
ene-09	2,7691	1,81830	-34,3%	2,20342	-20,4%
abr-09	2.1322	1,29881	-39,1%	1,47662	-30,7%

		c€/kWh	PROPUESTA DE ORDEN		PROPUESTA DE ORDEN CORREGIDA CNE	
			CMP 2008 (Fn)	Cn	% Diferencia Cn-CMP	Cn
Trimestre						
oct-08	Cn	2,8800	2,31908	-19,5%	2,84457	-1,2%
	RP	-	2,64806		2,64806	
	RI	-	1,56873		2,82424	
ene-09	Cn	2,7691	1,81830	-34,3%	2,20342	-20,4%
	RP	-	2,32488		2,32488	
	RI	-	0,85702		1,77717	
abr-09	Cn	2,1322	1,29881	-39,1%	1,47662	-30,7%
	RP	-	1,60166		1,60166	
	RI	-	0.70067		1.12550	

Nota: la fórmula C_n incluye los factores de mermas y prima de riesgo, tal y como se describen en el artículo 8 de la propuesta de Orden

En los cuadros anteriores se muestran también los precios del gas resultantes de la fórmula del coste de la materia prima corregida por esta Comisión según lo explicado en el apartado anterior: se define el producto RI como el precio de referencia obtenido a partir de la media de las cotizaciones de los futuros de NBP y Henry Hub al comienzo de cada trimestre de referencia (la modificación de valor de los peajes a restar al coste de la

materia prima C_{0n} no afecta al cálculo realizado porque no se considera el resultado de las subastas).

El procedimiento de cálculo de estas medias se ilustra a continuación. Para cada trimestre de referencia se ha obtenido la media aritmética del promedio de las cotizaciones de los futuros con entrega en los trimestres de referencia durante un periodo de 15 días (en el caso de los futuros no es conveniente elegir un periodo de tiempo más alargado, puesto que los precios perderían contenido informativo).

Cuadro 10 Cotizaciones de futuros de los mercados NBP y Henry Hub para los trimestres analizados

				NYMEX HenryHub Nat Gas . Close (Euro/MWh)			PROMEDIOS			
Trimestre de aplicación y periodo considerado para el cálculo de la cotización media	NBP Platt's Q4 2008 Mid (Euro/MWh)	NBP Platt's Q1 2009 Mid (Euro/MWh)	NBP Platt's Q2 2009 Mid (Euro/MWh)	Sint.Q4- 08	Sint.Q1- 09	Sint.Q2-09	Q4 08	Q1 09	Q2 09	
	1 de oct 08 (del 17 de sep al 30 de sep)	37,7646			18,7203			28,2424		
	1 de ene 09 (nbp del 15 al 31 de dic, HH del 16 al 31)		21,6809			13,8624			17,7717	
	1 de abr 09 (del 18 al 31 de marzo)			11,9463			10,5638			11,2550

*Nota: puesto que no existe ningún producto de futuro trimestral que cotiza en el Henry Hub se toma la media trimestral de los futuros mensuales

Fuente: Platt's

Como consecuencia de la corrección del precio de referencia de corto plazo se sigue obteniendo un coste de la materia prima que es inferior al coste del gas vigente en todos los trimestres, pero las diferencias son de magnitud inferior. Considerando el trimestre en curso, el coste es de 1,47662 c€/kWh, que se sitúa un 30,7% por debajo de la CMP vigente y un 14% por encima del coste resultante en la propuesta de Orden.

3.5.5 Generalidad de la fórmula del coste de la materia prima

La propuesta de Orden debería establecer una metodología de cálculo de la tarifa de último recurso que tenga validez general durante un periodo regulatorio de varios años y, por tanto, no debería estar relacionada a un periodo de aplicación concreto o a determinados valores de los parámetros. No obstante, la fórmula que aparece en la propuesta contiene referencias específicas, tanto al periodo de entrega del gas, que se prevé subastar el próximo 16 de junio, y a las fórmulas de los precios de las subastas establecidas por la Resolución de la SEE de 4 de mayo de 2009, como a los valores de los peajes vigentes.

A efectos de preservar el carácter general de la norma y, por lo tanto, resaltar su estabilidad en el tiempo, se recomienda eliminar toda referencia específica a las características de las subastas, puesto que éstas pueden variar de un año a otro. Dichas

características y los valores concretos de la subasta podrían concretarse en una Disposición transitoria de la Orden que sería de aplicación durante todo el periodo de entrega del gas subastado, del 1 de julio a 30 de junio de 2010 en el caso de la próxima subasta. Por otra parte, la fórmula general contenida en la Orden deberá establecer las características más estructurales de la fórmula, tal y como las ponderaciones de los suministros de corto y largo plazo, las fórmulas de los precios de largo y corto plazo y un criterio objetivo para el establecimiento de la ponderación de los precios de las subastas.

Se propone incluir en el Artículo 8 la siguiente fórmula general en sustitución de la fórmula de C_{0n} que aparece en la Propuesta de Orden:

Ecuación 7 Fórmula general propuesta para C_{0n} en sustitución de la fórmula que aparece en el Artículo 8 de la Propuesta de Orden

$$C_{0n} = \alpha \cdot [\beta_{SI} \cdot (SI - Peajes_{SI}) + (1 - \beta_{SI}) \cdot RI] + (1 - \alpha) \cdot [\beta_{SP} \cdot (SP - Peajes_{SP}) + (1 - \beta_{SP}) \cdot RP]$$

Donde:

α : Ponderación del precio del suministro de corto plazo, que se establece igual a 0,40

$(1 - \alpha)$: Ponderación del precio del suministro de largo plazo, que se establece igual a 0,60

β_S : Ponderación del precio resultante de la subasta del gas, donde $S=SI$ en el caso de la subasta del producto Gas de Invierno y $S= SP$ en el caso de la subasta de Gas de Base.

- β_{SI} será igual al porcentaje que representa el gas adjudicado en la subasta con respecto a un hipotético producto Gas de Invierno que cubra el 100% del suministro adicional de invierno de todos los consumidores con derecho a TUR,

- β_{SP} será igual al porcentaje que representa el gas adjudicado en la subasta con respecto a un hipotético producto Gas de Base que cubra el 100% del suministro plano de todos los consumidores con derecho a TUR.

$(1 - \beta_S)$: Ponderación del precio de referencia, donde $(1 - \beta_{SI})$ pondera el precio de referencia del suministro de corto plazo (RI) y $(1 - \beta_{SP})$ pondera el precio de referencia del suministro de largo plazo (RP).

RI : Precio de referencia para el suministro de corto plazo que se determina a partir de la siguiente función

$$RI = 0,5 * HHQn + 0,5 * NBPQn$$

donde:

HHQn : Media de las cotizaciones del futuro del mercado de gas de Henry Hub con entrega en el trimestre de referencia, calculada en los 15 días anterior al trimestre de referencia, expresada en cts€/kWh. En caso de no estar disponibles las cotizaciones de los futuros con

entrega trimestral se tomarán medias trimestrales de cotizaciones de futuros con entrega mensual.

NBPQn: Media de las cotizaciones del futuro del mercado de gas de National Balancing Point con entrega en el trimestre de referencia, calculada para los 15 días anterior al trimestre de referencia, expresada en cts€/kWh. En caso de no estar disponibles las cotizaciones de los futuros con entrega trimestral se tomarán medias trimestrales de cotizaciones de futuros con entrega mensual.

RP: Precio de referencia para el suministro de largo plazo que se determina a partir de la siguiente función:

$$RP = \frac{(0,709921 + 0,027704 \cdot Brent_1)}{E}$$

Brent₁: Media semestral de las cotizaciones del crudo Brent en el semestre anterior al trimestre de referencia, expresada en \$/Barril.

E: Cambio medio \$/€ en el trimestre anterior al del mes de cálculo, calculado a partir de las cotizaciones diarias Dólar/Euro publicadas por el Banco de España o el Banco Central Europeo

SI: Precio resultante de la subasta del producto Gas de Invierno, expresado en cts€/kWh y, en su caso, incluyendo el coste de la materia prima actualizado para el trimestre de referencia.

SP: Precio resultante de la subasta del producto Gas de Base, expresado en cts€/kWh, y, en su caso, incluyendo el coste de la materia prima actualizado para el trimestre de referencia.

Peajes_S: Peajes que soportan los adjudicatarios de las subastas para inyectar el gas y transportarlo hasta el AOC, donde $S=SI$ para la subasta de Gas de Invierno y $S=SP$ para la subasta del Gas de Base.

Se propone además incluir la siguiente Disposición transitoria segunda (la Disposición transitoria única se convertiría en Disposición transitoria primera):

Desde el 1 de julio de 2009 al 30 de junio de 2010 los siguientes parámetros de la fórmula descrita en el Artículo 8 se establecerán teniendo en cuenta la Resolución de la SEE de 19 de mayo y los resultados de la subasta de 16 de junio de 2009, como se indica a continuación:

$$\beta_{SI} = \beta_{SP} = 1/3$$

$SI = P_{i0} / 10$: Precio resultante de la subasta del 16 de junio de 2009, a aplicar a los suministros del producto Gas de Invierno, expresado en cts€/kWh.

$$SP = \frac{P_{b0} + 0,25 \cdot \left(\frac{BR6_n}{T_n} - \frac{BR6_0}{T_0} \right)}{10} : \text{Precio resultante de la subasta del 16 de junio de 2009,}$$

a aplicar a los suministros del producto Gas de Base realizados en el trimestre de referencia "n", expresado en cts€/kWh.

BR6_n: Media semestral de las cotizaciones del crudo Brent en el semestre anterior al trimestre de referencia, expresada en \$/Barril.

BR6_n: Media semestral de las cotizaciones del crudo Brent en el semestre anterior a julio de 2009, expresada en \$/Barril.

T_n: Cambio medio \$/€ en el trimestre anterior al del trimestre de referencia, calculado a partir de las cotizaciones diarias Dólar/Euro publicadas por el Banco de España o el Banco Central Europeo.

T₀: Cambio medio \$/€ de los meses de abril, mayo y junio de 2009, calculado a partir de las cotizaciones diarias Dólar/Euro publicadas por el Banco de España o el Banco Central Europeo.

3.6 Artículo 9. Prima por riesgo de cantidad

Se considera que la prima de riesgo incluida en la fórmula de la propuesta de Orden es redundante, debido a que la gestión de las incertidumbres por los comercializadores de último recurso incluye, implícitamente, la prima de riesgo en los precios. Asimismo, la integración vertical de algunos CUR puede proporcionarles una herramienta adicional para gestionar dichas incertidumbres.

En todo caso, dicha prima de riesgo sólo debería aplicarse al desvío del perfil de consumo respecto a las adquisiciones realizadas por los CUR, cuya evolución deberá analizarse para cada CUR.

El Artículo 9 introduce una prima por riesgo de cantidad (PRQ) que pretende reflejar "el sobrecoste que para los comercializadores de último recurso supone la existencia de una correlación positiva entre el volumen real de gas natural que tienen obligación de suministrar y el precio de la energía en el mercado".

Esta prima se define por la fórmula, que multiplica en su totalidad el coste de la materia prima C_{0n} , $PQR = M \cdot ID \cdot IP$, donde:

- M: Porcentaje de demanda a suministrar mediante un producto estacional, en relación con la demanda total, igual a 0,4.
- ID: Porcentaje de incremento no predecible de la demanda invernal, igual a 0,3.
- IP: Porcentaje de incremento de precio asociado al incremento de demanda no predecible, igual a 0,3.

Esta Comisión considera que la prima de riesgo debería establecerse teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

La actividad de los comercializadores de último recurso se configura como una actividad sujeta a riesgo en el contexto normativo vigente, puesto que los CUR se enfrentan a un riesgo de cantidad, debido a la variabilidad de la demanda, especialmente en el periodo de invierno, así como al hecho de que tienen obligación de suministrar energía durante determinados meses a aquellos consumidores que sin derecho a tarifa de último recurso carezcan de un contrato de suministro con un comercializador. Asimismo, están sujetos a un riesgo de precio sobre las cantidades de gas que adquieren fuera del mecanismo de la subasta, dado que la fórmula propuesta establece una estimación del coste que puedan soportar, pero no garantiza que éste sea el efectivamente soportado por los CUR.

La justificación y cuantificación de estos riesgos es muy compleja. En lo que concierne al riesgo de cantidad relacionado con el efecto de la temperatura, su estimación requiere un examen detallado de la volatilidad histórica de las curvas de carga anuales de la demanda TUR, mientras el impacto de un aumento repentino del número de consumidores a suministrar debido a la quiebra de un comercializador es prácticamente imposible de valorar. Por otra parte, conjuntamente a estos riesgos cabe tener en cuenta la existencia de factores de mitigación cuyo precio ya está incluido en la fórmula del coste de la materia prima o en los peajes de la TUR, es decir:

- El precio de los productos subastados, Gas de Base y Gas de Invierno, incluyen la oferta de un servicio de flexibilidad, que permite la adquisición de un 10% adicional con respecto a la cantidad en principio contratada.
- Los comercializadores de último recurso pueden utilizar los almacenamientos subterráneos, y, en particular, una cantidad mínima prevista por ley de 30 días, para reducir la estacionalidad de la demanda TUR, lo que les permite contratar menos caudal en la reserva de capacidad de entrada al sistema y en la capacidad de regasificación. Considerando que, según la propuesta de la CNE el coste de extracción/inyección en los almacenamientos subterráneos se calcula para una cantidad equivalente a 38 días de consumo (del año anterior), incluyendo también las reservas operativas de 8 días que no tienen destino exclusivo al mercado TUR, los CUR reciben una remuneración adicional en concepto de estos 8 días que puede aportarles mayor flexibilidad. El coeficiente M propuesto, igual a 0,4, supone que la demanda estacional a cubrir es de 17.000 GWh, sobre la que se considera un incremento no predecible del 30 %, esto es, una desviación máxima de la demanda invernal de 5.149 GWh respecto a las previsiones. Sin embargo, a los comercializadores de último recurso se les asignan, para atender la estacionalidad de la demanda, 3.322 GWh de capacidad adicional de almacenamiento subterráneo, que equivale a 30 días de la demanda anual de los consumidores acogidos a la TUR (y cuyo coste de peaje ya se imputa en el apartado correspondiente), lo que permitiría cubrir hasta el 65 % de las desviaciones máxima de la demanda imprevista con gas almacenado en el verano, sin recargo de precio.

En cuanto al riesgo de precio debe tenerse en cuenta que, aún cuando es probable que la adquisición de cantidades adicionales no previstas de gas de invierno en el mercado spot

resulte más costoso, esta correlación positiva no siempre existe. En efecto, independientemente de la estación del año, los precios de suministro de gas de largo plazo podrán ser superiores o inferiores a los precios spot de gas según la coyuntura del momento, especialmente relacionada con la cotización del Brent. Por ejemplo, si se considera el periodo julio 2008-junio 2009, durante el cual el precio del Brent ha registrado un acusado descenso, los precios spot de invierno han sido significativamente inferiores a los de largo plazo, situación que permanecerá hasta que éstos se actualicen a través de las cláusulas periódicas de revisión de precios. Por lo tanto, puede ser discutible el reconocimiento de una prima de riesgo de precio basada en la existencia de una correlación positiva entre volumen a suministrar y precio.

En conclusión, se recomienda que la Orden establezca una prima de riesgo esencialmente dirigida a cubrir el riesgo de cantidad, que deberá estimarse teniendo en cuenta la variabilidad estacional de la demanda y los factores de mitigación ya incluidos en la fórmula de la TUR. Sin embargo, en estos momentos no se dispone de información suficiente para calcular esta prima.

De forma transitoria, para el periodo junio 2009 - julio 2010 se sugiere que la prima sea la considerada en la propuesta de Orden y que se revise anualmente, por ejemplo al momento de realizar la subasta anual del gas para la TUR para tener en cuenta la coyuntura económica y los precios de los combustibles.

3.7 Artículo 10. Actualización de los términos de la tarifa

El Artículo 10 establece dos tipos de situaciones en las cuales deben actualizarse los términos fijo y variable de las tarifas de último recurso:

- En el momento en que se produzca alguna modificación en los términos fijos y variables de los peajes y cánones de acceso al sistema o los coeficientes de mermas en vigor.
- Con carácter trimestral, para el término variable, en los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, siempre que el coste de la materia prima C_n , de acuerdo al valor obtenido de la aplicación de la fórmula del artículo 8 experimente una variación al alza o a la baja superior al 2%.

Adicionalmente, dado de que varios componentes de la fórmula del coste de la materia prima dependen de la especificación y del resultado de las subastas del Gas de Base y Gas de Invierno, se considera necesario incluir una revisión adicional, de carácter anual, que tendrá lugar inmediatamente después de la celebración de dichas subastas con el objetivo de actualizar todos los parámetros relacionados con dichas subastas, tal y como se ha comentado en el apartado 3.8.

4 VALORACIÓN CUANTITATIVA DE LA PROPUESTA DE TUR CONTENIDA EN LA ORDEN

En este apartado se compara la facturación media de los consumidores acogidos a TUR-1 y TUR-2 por componente de coste, en aplicación de:

- Las TUR vigentes en el momento de elaboración del presente informe¹⁰.
- Las TUR resultantes de la propuesta de Orden.
- Las TUR calculadas a partir de las propuestas realizadas por esta Comisión sobre el coste del gas y sobre los peajes y cánones a imputar a las TUR.

A la hora de distribuir la facturación media resultante de aplicar las TUR vigentes por componente de coste, se ha considerado como coste del gas el resultante de aplicar la fórmula establecida en la Orden ITC/2857/2008, y como coste de gestión comercial los valores que de acuerdo a lo establecido en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden se emplearon para determinar las tarifas de último recurso reflejadas en la citada Orden. Por lo tanto, los peajes y cánones imputados en las tarifas de último recurso se han calculado por diferencias entre la TUR vigente, el coste del gas y el margen comercial considerado.

La TUR que aplicaría bajo las propuestas realizadas por esta Comisión en el presente informe incluye los siguientes elementos:

- Peajes y cánones resultantes de aplicar el procedimiento de imputación descrito en el punto 3.3 del presente informe.
- El coste del gas calculado aplicando las fórmulas propuestas en el punto 3.5 del presente informe suponiendo ausencia de subastas, es decir, sólo precios de referencias de corto y largo plazo.
- Mermas en vigor.
- Prima de riesgo por cantidad considerada en la propuesta de Orden.
- Coste de comercialización considerado en la propuesta de Orden.

¹⁰ Establecidas en la Resolución de 3 de abril de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se hace pública la tarifa de último recurso de gas natural.

Cuadro 11. Comparación de la facturación media (c€/kWh) de las TUR vigentes, de la propuesta de Orden y de la propuesta de la CNE, por componente de la TUR.

TUR-1		Coste medio (c€/kWh)			Tasa de variación sobre TUR vigente	
Concepto		PROPUESTA CNE	PROPUESTA DE ORDEN	TUR VIGENTE	PROPUESTA CNE	PROPUESTA DE ORDEN
Peajes y Cánones		3,75724	3,68841	3,72942	0,7%	-1,1%
Margen Comercial		0,43871	0,43871	0,36373	20,6%	20,6%
Coste del gas		1,47662	1,29881	2,13220	-30,7%	-39,1%
TUR		5,67257	5,42593	6,22535	-8,9%	-12,8%

TUR-2		Coste medio (c€/kWh)			Tasa de variación sobre TUR vigente	
Concepto		PROPUESTA CNE	PROPUESTA DE ORDEN	TUR VIGENTE	PROPUESTA CNE	PROPUESTA DE ORDEN
Peajes y Cánones		2,67774	2,64526	2,65014	1,0%	-0,2%
Margen Comercial		0,17024	0,17024	0,18847	-9,7%	-9,7%
Coste del gas		1,47662	1,29881	2,13220	-30,7%	-39,1%
TUR		4,32460	4,11431	4,97081	-13,0%	-17,2%

Fuente: Orden ITC/3862/2008, propuesta de Orden y CNE.

Se observa que la aplicación de la propuesta de Orden supondrá una reducción de la facturación media de un 12,8% para la TUR-1, y de un 17,2% para la TUR-2, siendo dichas variaciones, principalmente, consecuencia de la variación del coste del gas resultante de aplicar la nueva fórmula de la propuesta de Orden sin considerar los resultados de las subastas de Gas de Invierno y Gas de Base que todavía no se han celebrado.

Por otra parte, la propuesta de esta Comisión supondría una reducción del 8,9% de la TUR-1 y del 13,0% de la TUR-2. Esta variación es del mismo signo, pero inferior de la que resulta de aplicar la propuesta de Orden, lo que se debe, principalmente, a la diferente fórmula propuesta por la CNE para la estimación del coste de la materia prima y, en menor medida, al diferente procedimiento de imputación de peajes y cánones.

Con objeto de aislar las variaciones aplicadas sobre los peajes y cánones y sobre el coste de gestión comercial de las aplicadas sobre la fórmula de determinación del coste del gas, en el Cuadro 12, se muestran, tanto para la propuesta de Orden como para la propuesta CNE, la TUR resultante de considerar como coste del gas el incluido en las TUR vigentes.

Cuadro 12. Comparación de la facturación media (c€/kWh) de las TUR vigentes, de la propuesta de Orden y de la propuesta de la CNE, por componente de TUR, considerando como coste del gas el incluido en las TUR vigentes.

TUR-1		Coste medio (c€/kWh)			Tasa de variación sobre TUR vigente	
Concepto		PROPUESTA CNE	PROPUESTA DE ORDEN	TUR VIGENTE	PROPUESTA CNE	PROPUESTA DE ORDEN
Peajes y Cánones		3,75724	3,68841	3,72942	0,7%	-1,1%
Margen Comercial		0,43871	0,43871	0,36373	20,6%	20,6%
Coste del gas		2,13220	2,13220	2,13220	0,0%	0,0%
TUR		6,32815	6,25932	6,22535	1,7%	0,5%

TUR-2		Coste medio (c€/kWh)			Tasa de variación sobre TUR vigente	
Concepto		PROPUESTA CNE	PROPUESTA DE ORDEN	TUR VIGENTE	PROPUESTA CNE	PROPUESTA DE ORDEN
Peajes y Cánones		2,67774	2,64526	2,65014	1,0%	-0,2%
Margen Comercial		0,17024	0,17024	0,18847	-9,7%	-9,7%
Coste del gas		2,13220	2,13220	2,13220	0,0%	0,0%
TUR		4,98018	4,94770	4,97081	0,2%	-0,5%

Fuente: Orden ITC/3862/2008, propuesta de Orden y CNE.

Se observa que las modificaciones introducidas en la propuesta de Orden sobre el método de imputar los peajes y cánones y sobre el coste de gestión comercial suponen un incremento de la TUR-1 del 0,5% y una reducción de la TUR-2 del 0,5%.

Por otra parte, las modificaciones propuestas por esta Comisión sobre el procedimiento de imputación de los peajes y cánones, considerando como coste de gestión comercial el establecido en la propuesta de Orden, suponen un incremento del 1,7% de la TUR-1 y del 0,2% de la TUR-2.

Se recuerda que el coste de gestión comercial se imputa en la actualidad en el término variable de las TUR, mientras la propuesta de Orden imputa dicho coste en el término fijo de las TUR.

La modificación del criterio de imputación implica un reparto distinto de los costes entre término fijo y variable de ambas TUR. El término fijo se incrementa en aproximadamente un 36%. Por otra parte, el término variable se reduce aproximadamente en un 25% si se

considera también la reducción en el coste del gas, y en un 7% si se mantiene el mismo coste de gas incluido en las TUR vigentes.

Cuadro 13. Términos de facturación, resultantes de considerar la propuesta de Orden y TUR vigentes.

TUR-1		Término fijo			Término variable		
Concepto	€/cliente y mes		Tasa de variación Propuesta de Orden vs TUR vigente	c€/kWh		Tasa de variación Propuesta de Orden vs TUR vigente	
	PROPUESTA DE ORDEN	TUR VIGENTE		PROPUESTA DE ORDEN	TUR VIGENTE		
Peajes y Cánones	2,42	2,46	-2%	2,52991	2,55210	-1%	
Margen Comercial	0,92	-		-	0,36373	-100%	
Coste del gas	-	-		1,29881	2,13220	-39%	
TUR	3,34	2,46	36%	3,82872	5,04803	-24%	
	-	-		-	-		

TUR-2		Término fijo			Término variable		
Concepto	€/cliente y mes		Tasa de variación Propuesta de Orden vs TUR vigente	c€/kWh		Tasa de variación Propuesta de Orden vs TUR vigente	
	PROPUESTA DE ORDEN	TUR VIGENTE		PROPUESTA DE ORDEN	TUR VIGENTE		
Peajes y Cánones	6,01	5,52	9%	1,94260	2,00427	-3%	
Margen Comercial	1,46	-		-	0,18847	-100%	
Coste del gas	-	-		1,29881	2,13220	-39%	
TUR	7,46	5,52	35%	3,24141	4,32495	-25%	

Fuente: Orden ITC/3862/2008, propuesta de Orden y CNE.

La modificación de la estructura fijo/variable de las tarifas de último recurso conlleva a que los incrementos en el precio medio de las TUR, resultado de la introducción de la citada Orden dependan del tamaño del consumidor, siendo superiores para los consumidores de tamaño inferior.

Hasta la fecha, en términos medios, los consumidores con un tamaño de 5.000 kWh/año (límite de consumo entre la T.1 y la T.2) pagaban lo mismo en la TUR-1, que la TUR-2.

Por el contrario la aplicación de la propuesta de Orden implica que, en términos medios, los consumidores con un consumo inferior a 8.500 kWh/año prefieran acogerse a la TUR-1, mientras que los consumidores con un tamaño superior prefieran acogerse a la TUR-2. Si un consumidor aumenta su consumo desde los 5.000 kWh/año hasta los 5.001 kWh/año, pasando de la TUR-1 a la TUR-2, verá incrementada su facturación media en un 8,3%, mientras que, con las tarifas vigentes, la facturación media sólo se incrementa en un 0,2%.

Por lo tanto, esta Comisión reitera que, tanto la estructura de las tarifas de acceso, como los componentes a recuperar en los cargos fijos y variables, deben ser el resultado de una metodología de asignación de costes estable en el tiempo. En particular, la estructura del término de conducción del peaje de transporte y distribución y, en consecuencia, la

estructura de la TUR, deben reflejar las diferencias en los costes que los suministros hacen incurrir al sistema y las diferencias en los patrones de consumo, de manera que consumidores con las mismas características se enfrenten a los mismos costes.

5 CONSIDERACIONES SOBRE EL ARTICULADO REFERIDO A OTROS ASPECTOS DE LA PROPUESTA DE ORDEN

5.1 *Artículo 1. Objeto*

La propuesta de Orden abarca un contenido más amplio que la “*determinación de la metodología para el cálculo de la tarifa que los comercializadores de último recurso deben aplicar a los consumidores con derecho a acogerse al suministro de último recurso*”, como aparece en la redacción actual del artículo 1.

Por lo tanto, al contenido indicado debería añadirse la modificación de determinadas condiciones de aplicación de la tarifa, que se presenta en el capítulo IV de la propuesta.

5.2 *Artículo 11. Condiciones generales aplicables*

El artículo 11 contiene “Condiciones generales” sobre aplicación de la tarifa. Merece dos comentarios que tienen en común una circunstancia ya referida en los comentarios generales. La anulación del Real Decreto 1068/2007 ha dejado sin regulación cuestiones que la propuesta de Orden menciona. Es el caso: (i) del listado de comercializadores que debe publicar la CNE; y (ii) de la posibilidad de aplicar transitoriamente descuentos sobre la tarifa.

(i) El artículo 11.1 de la propuesta de Orden dispone unas obligaciones de información que deben contener las facturas de los comercializadores de último recurso. En concreto, tales comercializadores: “incluirán en todas sus facturas el *listado de empresas comercializadoras que publica la Comisión Nacional de Energía*, indicando sus teléfonos y páginas web...”

Tal redacción es similar a la del artículo 4 de la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, aunque este último añadía que ese listado de comercializadoras se elaboraba: “*En cumplimiento de la disposición adicional única del Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio*”¹¹. Tal referencia al Real Decreto 1068/2007 no se incluye en la propuesta de Orden, tal vez, en este caso, con consciencia de que ese Real Decreto ha sido anulado por el Tribunal Supremo.

¹¹ Señalaba dicha disposición adicional única: “*En el plazo de 7 días desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, las empresas comercializadoras que así lo deseen deberán remitir su número de teléfono de atención al cliente y dirección de página web a la Comisión Nacional de Energía, para ser incluidos en el listado de comercializadoras a que hace referencia el artículo 4. La Comisión Nacional de Energía deberá publicar y mantener actualizado dicho listado en su página web antes de que transcurran 10 días desde la entrada en vigor del presente Real Decreto*”.

Pero la anulación del Real Decreto 1068/2007 conlleva la anulación de la obligación de la CNE de publicar un listado de comercializadoras, obligación que no figura en ninguna otra norma. Y no parece correcto interpretar que la propuesta de Orden contiene un nuevo mandato a la CNE para la elaboración de tal listado. Si así fuese, se estarían excediendo los términos de la habilitación que contiene el artículo 93, como ya se ha dicho, pues tal obligación tiene carácter material y excede del mero contenido económico de la tarifa de último recurso.

En definitiva, conviene, tras la declaración judicial de nulidad del Real Decreto 1068/2007, la aprobación de una norma que lo sustituya.

(ii) Parece necesario suprimir del apartado 6 de este artículo 11 la mención que el mismo hace a posibles descuentos. La existencia de posibles descuentos en las tarifas se reconocía en el apartado 1, *in fine*, del artículo 3 del Real Decreto 1068/2007, que señalaba:

“Los comercializadores de último recurso de gas natural que estuvieran aplicando descuentos o condiciones comerciales equivalentes a algunos de sus clientes, dispondrán como máximo hasta el 1 de enero de 2010 para cumplir con lo establecido en el párrafo anterior [la aplicación de un precio máximo y mínimo, es decir, único y determinado]”.

Desaparecida esa previsión de carácter transitorio contenida en el Real Decreto 1068/2007 tras la anulación del mismo, decae la posibilidad de aplicar descuentos sobre la tarifa de forma transitoria. Como ya se ha dicho, la anulación del Real Decreto 1068/2007 genera una situación de indefinición.

En el punto 3, donde se establece la determinación de la tarifa TUR aplicable a los consumidores que tienen derecho a la misma, se indica que *“En los casos en los que el nivel de consumo real suponga un cambio de nivel de consumo de referencia, el consumidor deberá ser convenientemente informado. En el caso de nuevos consumidores, se determinará el nivel de consumo de referencia aplicable según el consumo previsto anual”*. Sin embargo no se regulan las posibles situaciones en las que sea necesaria la refacturación de la TUR si el consumo real es distinto del elegido inicialmente o del previsto. A este respecto se propone introducir una condición similar a la que se aplica actualmente a los peajes y cánones, que establece en 12 meses el plazo de tiempo durante el cual el comercializador de último recurso deberá proceder a refacturar la tarifa TUR considerando el escalón de consumo que corresponde al consumo real.

Como se ha explicado en el apartado 4 de este informe, se advierte que con los nuevos valores propuestos de los términos fijo y variable de TUR.1 y TUR.2 determinados consumidores del grupo TUR.2 preferirán escoger la tarifa TUR.1. Si se permitiera el cambio se podría poner a riesgo la recaudación tarifaria prevista para este grupo de consumidores.

5.3 **Artículo 12. Unidades de facturación y medida**

Se valora de forma positiva que la propuesta de Orden establezca que: *“Para calcular el PCS a aplicar en cada factura, el comercializador de último recurso utilizará los valores medios mensuales del municipio publicados”* y que el Gestor Técnico del Sistema tenga la responsabilidad de publicar dichos valores.

Se propone que esta medida afecte también a la facturación de peajes y cánones, a efectos de asegurar uniformidad de aplicación.

El artículo 5 de la Orden ITC/2857/2008 es similar al citado artículo 12, aunque difiere en cuanto a las obligaciones de información. Señala:

“El Gestor Técnico del Sistema deberá comunicar mensualmente a la Comisión Nacional de Energía, a las empresas suministradoras y a los órganos competentes de las Comunidades Autónomas donde éstas operen, los coeficientes aplicados a los clientes en las distintas zonas geográficas, así como la justificación de los mismos”.

Dado que la Orden ITC/2857/2008 no ha sido derogada expresamente, se plantea la duda de si las obligaciones de información que la misma contiene siguen vigentes y se añaden a una nueva obligación de publicación establecida en la propuesta de Orden, o si, en cambio, sólo esta obligación de publicación es la que subsiste, quedando tácitamente derogadas las obligaciones que establece la Orden ITC/2857/2008.

5.4 **Artículo 13. Pérdida del derecho a acogerse a la tarifa de último recurso**

Al respecto de este artículo, sobre el cual ya se han realizado observaciones en los comentarios generales, cabe ante todo reiterar que se trata de una regulación sustantiva de la materia que podría exceder la habilitación normativa que contiene el artículo 93 de la Ley del Sector de Hidrocarburos.

En el artículo se propone regular las medidas aplicables a los consumidores acogidos a la TUR 1 o a la TUR 2, que incrementen su consumo anual, de manera que sobrepasen el límite de consumo anual establecido para tener derecho a acogerse a la TUR. En este sentido, se regulan los mecanismos de información a dichos consumidores, así como el plazo que disponen para formalizar un contrato de suministro a precio libre, indicando que estos consumidores pueden acogerse transitoriamente a la tarifa de último recurso que les hubiera sido aplicable hasta ese momento.

Esta Comisión observa lo siguiente:

- En primer lugar, dada las características de estos consumidores, el periodo transitorio de dos meses puede resultar muy corto para la búsqueda de una oferta de suministro de gas en el mercado libre, por lo que puede ser adecuado la ampliación de este periodo, al menos a tres meses.

- Por otra parte, puede haber consumidores que se encuentren muy cercanos al umbral de consumo de 50.000 kWh/año, de manera que si este umbral se sobrepase por muy poco margen, una pequeña oscilación de su consumo anual o una diferencia en una lectura estimada, pueda provocar que vuelvan a tener derecho a la TUR. Por ello, podría considerarse que la expulsión del derecho al suministro a TUR se produzca en cuando un cliente anteriormente acogido a la TUR sobrepase al menos en un 10 % el consumo de 50.000 kWh/año.
- En tercer lugar, en caso de que transcurra este plazo sin que el consumidor firme un contrato de suministro a precio libre, a estos consumidores debería aplicárseles lo establecido con carácter general en el artículo 14 de esta Orden Ministerial.

Además es necesario incluir medidas de información a estos consumidores, indicando la necesidad de realizar un contrato de suministro a precio libre.

Para ello, se propone que el comercializador de último recurso que les esté suministrando en la actualidad incluya en todas las facturas que remitan a dichos clientes una carta informativa en la que se les explique la necesidad de realizar un contrato de suministro de gas a precio libre con cualquiera de los comercializadores autorizados, incluyendo la relación de comercializadores publicada en la página web de la CNE al efecto (la propuesta indica que debe realizar un contrato con el CUR).

Por todo ello se propone la siguiente redacción del Artículo 13:

Artículo 13: “Suministro a los consumidores que encontrándose acogidos a la TUR 1 o TUR 2, incrementen su consumo de manera que excedan el límite máximo de consumo establecido para acogerse a las mismas”

En el caso de que un consumidor conectado a menos de 4 bar que se encontraba acogido a la tarifa de último recurso T.1 o T.2, exceda del límite máximo establecido para acogerse a las mismas, sin que hubiere formalizado un nuevo contrato de suministro con un comercializador a precio libre, el suministrador de último recurso en el que se encontraban deberá atender los suministros de dichos consumidores durante un periodo de tres meses. El precio a pagar al comercializador de último recurso por dicho suministro será la tarifa de último recurso que le hubiera sido aplicable hasta el momento.

Al cabo de estos tres meses, si el cliente no hubiera suscrito un nuevo contrato con un comercializador, se le aplicará lo establecido con carácter general en el artículo 14 de esta Orden Ministerial.

El comercializador de último recurso que le estuviera suministrando deberá notificar al consumidor en la primera factura la necesidad de realizar un contrato de suministro de gas a precio libre con cualquiera de los comercializadores autorizados, incluyendo la relación de comercializadores publicada en la página web de la CNE al efecto. [Además se le indicará que si transcurrido dicho plazo no hubiese suscrito un nuevo contrato con un comercializador a precio libre y continuase consumiendo gas, únicamente durante el mes siguiente el comercializador de último recurso le suministrará gas al precio

correspondiente a los consumidores sin derecho a TUR y sin contrato de suministro a precio libre.]

5.5 Artículo 14. Precio a pagar por consumidores sin contrato de suministro

Este artículo, sobre el precio a pagar por consumidores sin contrato de suministro, merece, en primer lugar, dos comentarios de carácter legal. Uno de ellos (i) se ha mencionado en los comentarios generales, y se refiere a la necesidad de suprimir las citas del Real Decreto 1068/2007 que la propuesta de Orden contiene. El otro (ii) también ha sido enunciado, y tiene que ver con la cuestión del alcance de la habilitación normativa que contiene el artículo 93 de la Ley del Sector de Hidrocarburos.

(i) El artículo 14 de la propuesta de Orden dice haberse dictado al amparo del artículo 3.2 del Real Decreto 1068/2007. La mención a este artículo debería sustituirse por otra a la disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, de 2 de julio:

“Asimismo, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá determinar los precios que deberán pagar aquellos consumidores que transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador”.

(ii) La obligación de suministro de último recurso para clientes que transitoriamente carezcan de contrato en vigor se desarrollaba en el anulado Real Decreto 1068/2007 (art. 3.2):

“El suministrador de último recurso perteneciente al grupo empresarial propietario de la red en una zona de distribución deberá atender el suministro de aquellos consumidores que, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo gas. Esta obligación se extiende únicamente durante el plazo de un mes desde la finalización del contrato del cliente”.

A este respecto se reiteran los comentarios ya efectuados sobre este problema. La anulación de dicho desarrollo normativo ha dejado una laguna que genera indefinición e inseguridad jurídica.

En segundo lugar, este artículo debería realizar una distinción entre consumidores con derecho a TUR y sin contrato de suministro por un lado, y consumidores sin derecho a TUR y sin contrato de suministro por otro lado.

- a) Consumidores con derecho a la TUR y sin contrato de suministro con un comercializador.

La situación de un consumidor sin contrato de suministro puede darse tanto en consumidores con derecho al suministro de último recurso como en consumidores sin derecho al suministro de último recurso. Esta situación puede producirse simplemente por

el vencimiento de un contrato de suministro anual con un comercializador en el que una de las partes manifiesta su intención de no renovación.

De acuerdo con el artículo 82 de la Ley 34/1998, los comercializadores de último recurso tienen la obligación de atender las solicitudes de suministro de gas natural de aquellos consumidores que se determinen.

Se hace preciso desarrollar un mecanismo de asignación automática de los consumidores con derecho a TUR pero que no dispongan de un contrato de suministro, ni hayan solicitado el suministro a uno de los CUR existentes.

Este mecanismo puede ser el mismo que el previsto en la Orden ITC/2309/2007, de 30 de julio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural que no eligieron comercializador (y que actualmente se suministran a través del CUR sin disponer contrato de suministro con dicho comercializador).

Esta situación no debería suponer penalización ni recargo alguno sobre las TUR vigentes.

- b) Consumidores sin derecho a la TUR y sin contrato de suministro con un comercializador

La disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, establece que “el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá determinar los precios que deberán pagar aquellos consumidores que transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador.”

El artículo 3.2 del REAL DECRETO 1068/2007, de 27 de julio, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural, actualmente derogado, establecía como obligación del suministrador de último recurso perteneciente al grupo empresarial propietario de la red en una zona de distribución el atender el suministro de los consumidores que, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo gas. Esta obligación se extiende únicamente durante el plazo de un mes desde la finalización del contrato del cliente.

En el artículo 14 de la Propuesta de Orden se establece el precio a pagar al CUR por todos los consumidores que transitoriamente no disponga de contrato de suministro en vigor con un comercializador, es decir, consumidores con y sin a acogerse derecho a la TUR. Este precio es el de la tarifa de último recurso aplicable a los consumidores del grupo TUR. 1, incrementada un 20% en todos sus términos. Este precio se aplicará exclusivamente durante 1 mes.

Sin embargo, no está regulado actualmente qué CUR tiene la obligación de atender dicho suministro.

Por todo ello se propone la siguiente redacción del artículo 14:

Artículo 14 “Obligaciones de los suministradores de último recurso en relación con los consumidores que carezcan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo gas.”

1. El suministrador de último recurso perteneciente al grupo empresarial propietario de la red en una zona de distribución deberá atender el suministro de los siguientes consumidores:

a. Aquellos consumidores que teniendo derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, carezcan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo gas.

El precio a pagar al comercializador de último recurso por los mismos será la tarifa de último recurso que le corresponda.

b. Aquellos consumidores que, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo gas. Esta obligación se extiende únicamente durante el plazo de un mes desde la finalización del contrato del cliente.

El precio a pagar al comercializador de último recurso por los mismos será la tarifa de último recurso aplicable a los consumidores del grupo TUR 1, incrementada en un 20% en todos sus términos.

La obligación de suministro de último recurso a los consumidores sin contrato no será de aplicación en aquellos casos en los que el comercializador saliente haya cursado una orden de corte de suministro del consumidor por impago del suministro de gas.

5.6 Disposición adicional única. Mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural en las Islas Baleares

La Disposición adicional única del proyecto de Orden establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso en Baleares, adaptando lo dispuesto en la Orden ITC/2309/2007 a la realidad del cambio de gas manufacturado al gas natural.

En relación con el contenido de su segundo apartado se señala lo siguiente:

- Se contempla el traspaso de los consumidores que no hayan firmado un contrato de suministro con una comercializadora al CUR del grupo empresarial de la empresa distribuidora, el mismo día en que sea efectivo el suministro de gas natural en una determinada zona de distribución. A juicio de esta Comisión, debería establecerse para ese mismo día también el traspaso a la comercializadora elegida, de ser el caso, con el fin de que se contemplen todas las opciones posibles.
- Respecto del plazo de 6 meses establecido para formalizar y adaptar los contratos al nuevo marco legal desde la fecha en que el suministro de gas natural sea efectivo en la zona, se estima que el citado plazo arroja una manifiesta incertidumbre sobre el régimen jurídico de la prestación del servicio por el comercializador durante ese

periodo de carencia. En consecuencia, se plantea la conveniencia de disponer con carácter previo de un modelo de contrato tipo aplicable a todos los consumidores que opten por el suministro de último recurso en Baleares, de modo que sus cláusulas sean aplicables desde la fecha efectiva del suministro.

Finalmente, se observa que las fórmulas de estimación de consumos aplicables al periodo de traspaso de consumidores de Baleares del aire propanado a gas natural que se recogen en la propuesta de Orden suponen, de media, una sobreestimación del consumo de gas a los consumidores de un 3,5%, según se muestra en el *Informe de la CNE de 11 de mayo de 2009, sobre la consulta de ENDESA relativa al traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso en Baleares*.

Por ello, se propone que se sustituyan las fórmulas que figuran en la propuesta de Orden Ministerial por las fórmulas propuestas en la conclusión segunda del informe de la CNE que se adjunta, y que realizan un prorrateo más exacto, que no perjudica a los consumidores.

5.7 Disposición transitoria única. Modificación del calendario de aplicación del suministro de último recurso

En la Disposición Transitoria Quinta de la ley 12/2007 se autoriza al Gobierno a modificar los umbrales de consumo anual por debajo de los cuales los consumidores podían acogerse a la tarifa de último recurso para aquellos consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar, si así lo recomiendan las condiciones de mercado.

El Acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de abril de 2009, publicado por la Orden ITC/1251/2009, establece que a partir del día 1 de julio de 2009 podrán acogerse a la tarifa de último recurso aquellos consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 50.000 kWh lo que supone la eliminación de las tarifas T.3 y T.4 a partir de dicha fecha.

Esta disposición afecta a unos 60.000 consumidores de gas natural, que disponen de un plazo muy corto para la negociación de un contrato de suministro de gas a precio libre, y en su mayoría pueden no tener conocimiento de esta disposición.

Por ello, en la Disposición Transitoria única de la Propuesta se prevé un periodo transitorio máximo de 9 meses para aquellos consumidores pertenecientes a las tarifas T.3 y T.4 y que a 1 de julio de 2009 no hayan firmado un contrato de suministro. Dichos consumidores pagarán la tarifa que les fuera aplicable hasta el 1 de julio de 2009 incrementado o reducido en la variación media de la TUR 1 y TUR 2 que se produzca en cada revisión trimestral incrementada en un 5% acumulado cada trimestre.

En relación con dicha Disposición Transitoria se indica lo siguiente:

- El segundo párrafo regula el caso de un consumidor que supere el umbral de consumo anual y no haya negociado con el comercializador un nuevo precio del suministro. Se

reitera la falta de rango de la disposición informada para regular cuestiones sustantivas o materiales, como esta.

- Los consumidores a los que les fuera aplicable hasta el 1 de julio de 2009 las tarifas T3 y T4 podrán firmar un nuevo contrato de suministro en el mercado libre, con cualquier comercializador y no con el comercializador de último recurso como se señala en dicha Disposición.

- Dado que la disposición transitoria prevé un mecanismo de actualización de las tarifas transitorias de aplicación a estos consumidores, parece conveniente que las Órdenes trimestrales de actualización de la TUR incluyan la tarifa aplicable a estos suministros.

Existe el antecedente de publicar en el BOE las tarifas transitorias previas a la supresión de los distintos grupos tarifarios. A modo ilustrativo, en la Disposición Transitoria única de la ORDEN ITC/4101/2005, de 27 diciembre, por la que se establecen las tarifas de gas natural para el año 2006, se crearon las Tarifas transitorias A y B para los clientes a los que a 31 de diciembre de 2005 se les estuvieran aplicando las tarifas del Grupo 1 y las tarifas 2.5 y 2.6. Por ello, se propone que dichas tarifas transitorias sean publicadas en las distintas órdenes de actualización de la TUR máxime cuando éstas serán revisadas en función de la variación media de las TUR 1 y TUR 2.

Por todo ello se propone la siguiente **redacción de la Disposición Transitoria única:**

Disposición Transitoria Única: “Suministro a los consumidores suministrados hasta el 30 de junio de 2009 a través de las tarifas TUR.3 y TUR.4, que carezcan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo gas a partir del 1 de julio de 2009”

El suministrador de último recurso perteneciente al grupo empresarial propietario de la red en una zona de distribución deberá atender transitoriamente los suministros de aquellos consumidores suministrados hasta el 30 de junio de 2009 a las tarifas de último recurso TUR.3 o TUR.4, y que carezcan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en el mercado libre, desde el 1 de julio de 2009 hasta el 1 de abril de 2010.

Hasta esa fecha, las órdenes de actualización de los valores de la TUR, incluirán los valores de la tarifa transitoria aplicable a estos consumidores. Estas tarifas transitorias se calcularán incrementando o reduciendo la tarifa que les fuera aplicable hasta el 1 de julio de 2009, en un porcentaje igual al incremento o reducción media de la TUR.1 y TUR.2 que se produzca en cada revisión trimestral, incrementada adicionalmente en un 5% acumulado cada trimestre.

Además, el comercializador de último recurso deberá incluir en todas las facturas que remita a los consumidores una carta informativa en la que se les informe sobre la desaparición de las tarifas TUR.3 y TUR.4, las tarifas transitorias que les sean de aplicación a partir del 1 de julio del 2009 hasta el 1 de abril de 2010 y la necesidad de realizar un contrato de suministro de gas a precio libre, con cualquiera de los comercializadores autorizados, incluyendo la relación de comercializadores publicada en la página web de la CNE al efecto.

[Si transcurrido dicho plazo no hubiera suscrito un nuevo contrato con un comercializador a precio libre, y continúa consumiendo gas, se aplicará los precios establecidos para consumidores sin derecho a TUR y sin contrato de suministro]

Los consumidores que estén actualmente suministrados a precio libre no podrán acogerse a estas tarifas transitorias.

ANEXO I: IMPUTACIÓN DE PEAJES Y CÁNONES EN LAS TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO

6 ANEXO I: IMPUTACIÓN DE PEAJES Y CÁNONES EN LAS TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO

1. INTRODUCCIÓN

El artículo 93 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre en la redacción dada por la Ley 12/2007, establece que las tarifas de último recurso incluirán de forma aditiva el coste de la materia prima, los peajes de acceso que correspondan, los costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad del suministro. Asimismo, establece que las tarifas de último recurso (TUR) se fijarán de forma que no ocasionen distorsiones de la competencia en el mercado.

El sistema de peajes y cánones establecido en el Real Decreto 949/2001, se configura como un esquema en el que los peajes y cánones de los servicios son sufragados por los agentes que hacen uso de los mismos.

De acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 949/2001, y en la correspondiente normativa de desarrollo, los peajes y cánones aplicables son los que figuran en la siguiente tabla:

Cuadro 1. Peajes y cánones de los servicios básicos

<i>Actividad</i>	<i>Peaje / Canon</i>		<i>Agente que debe afrontar el pago del peaje o canon</i>
Regasificación	Peaje Descarga Buques		Comercializador
	Canon de almacenamiento de GNL		Comercializador
	Peaje de Regasificación		Comercializador
	Peaje de carga en cisterna		Comercializador
	Peaje de Trasvase de GNL a buques		Comercializador
Almacenamiento Subterráneo	Canon de Almacenamiento Subterráneo		Comercializador
Transporte y Distribución	Peaje de Transporte y Distribución firme	Término de reserva de capacidad	Comercializador
		Término de conducción	Consumidor final
	Peaje de Transporte y Distribución interrumpible	Término de reserva de capacidad	Comercializador
		Término de conducción	Consumidor final
	Contratos de acceso de duración inferior a 12 meses	Recargo/ Descuento sobre el peaje de transporte y distribución firme	Consumidor final

Se observa que sólo el término de conducción depende directamente de la decisión del consumidor final, mientras la contratación del resto de peajes y cánones es realizada directamente por el comercializador en función de la cartera de los clientes que debe abastecer. El comercializador procederá a imputar el coste de los servicios necesarios

para llevar el gas hasta el punto de consumo entre sus clientes, siguiendo los criterios que la misma determine.

Por otra parte, las tarifas de último recurso se estructuran en un término por cliente y un término de energía consumida, que difieren de las variables de facturación utilizadas en los referidos peajes y cánones. Se plantea por lo tanto el problema de cómo asignar los costes soportados por los comercializadores a los términos fijo y variable de las tarifas de último recurso.

El objetivo del presente documento, es determinar las fórmulas aplicables para imputar los peajes y cánones en las TUR.

2. CONSIDERACIONES PREVIAS

2.1 Principios generales y restricciones de partida

A continuación se describen los principios generales y las restricciones de partida en los que se basa la propuesta de imputación de los peajes y cánones de acceso a las tarifas de último recurso.

2.1.1 Principios Generales

El procedimiento de imputación de peajes y cánones a las TUR debe cumplir los siguientes principios generales:

Suficiencia. El sistema propuesto permite a los comercializadores de último recurso recuperar el coste de los peajes y cánones soportados para suministrar gas a los consumidores con derecho a TUR.

Eficiencia. Los peajes y cánones se imputan a los consumidores finales reflejando los costes que hacen incurrir al sistema e incentivando la eficiencia del suministro, evitando subsidios cruzados entre actividades.

Aditividad. Las tarifas de último recurso incluyen explícitamente todos y cada uno de los peajes y cánones que deben sufragar los comercializadores de último recurso para llevar el gas a los consumidores finales.

Estabilidad. El sistema propuesto proporciona seguridad regulatoria suficiente, definiendo unas reglas que deben permanecer en el tiempo y proporcionando a los distintos agentes del sistema señales estables que les permitan planificar su actividad a largo plazo

No distorsión de la competencia. El sistema propuesto no debe de afectar a las decisiones de consumidores ni a las de los comercializadores.

Transparencia. La definición de los criterios de asignación, las variables e hipótesis utilizadas, los criterios de diseño tarifario y las normas implícitas en el procedimiento tarifario propuesto son explícitos y reproducibles por los agentes.

Objetividad y sencillez. El procedimiento de imputación se basa en criterios y variables sencillas de aplicar por el regulador y objetivas, es decir no sujetas a arbitrariedad.

Coherencia. El procedimiento de imputación es consistente con el marco regulatorio vigente.

2.1.2 Restricciones de partida

La aplicación de los principios anteriores está supeditada al cumplimiento de una serie de restricciones de partida. En particular, el procedimiento que finalmente se establezca debe cumplir los principios establecidos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de Hidrocarburos, y por lo tanto, la tarifas de último recurso resultante deben ser únicas y no puede ocasionar distorsiones a la competencia en el mercado (esta restricción coincide con uno de los principios generales anteriormente citados).

Asimismo, tanto la estructura de los peajes y cánones, como la estructura de las tarifas de último recurso y el modelo logístico considerado son las vigentes en el momento de emitir el presente documento.

2.2 Elementos a determinar con carácter previo

La imputación de los peajes y cánones en las tarifas de último recurso requiere definir con carácter previo los siguientes elementos:

- Cartera de clientes abastecida por los comercializadores de último recurso.
- Modelo de abastecimiento:
 - o Porcentaje de suministro abastecido mediante Gas Natural Licuado.
 - o Utilización de los almacenamientos subterráneos y de GNL.
 - o Impacto de las mermas vigentes.
 - o Servicios a contratar por el comercializador para abastecer a sus consumidores.
- Criterios de imputación de los peajes y cánones vigentes a los términos de facturación de las tarifas de último recurso.

2.2.1 Cartera de clientes abastecidos por los comercializadores de último recurso

Consumidores con y sin derecho a TUR

En relación con la cartera de clientes abastecidos por los CUR, se debe tener en cuenta que la normativa vigente permite a las empresas que han asumido la obligación de

comercializadores de último recurso suministrar gas tanto a consumidores con derecho a TUR, como a otros consumidores.

De acuerdo con la información contenida en la base de datos de liquidaciones gasistas, correspondientes al ejercicio 2009, el porcentaje de demanda que representan los consumidores con derecho a TUR sobre el total de consumidores abastecidos por los CUR representa entre el 4% y el 69%, dependiendo del comercializador considerado.

Los consumidores de último recurso se caracterizan por una demanda muy estacional, lo que implica que su abastecimiento de forma conjunta con otros consumidores sin derecho a TUR, puede presentar ventajas para el comercializador, en la medida en que la estacionalidad resultante de abastecer a ambos grupos sea menor que la de los consumidores con derecho a TUR. Esto es así porque el comercializador puede contratar, porcentualmente, menos caudal en los puntos de entrada al sistema y podría, además, obtener precios de gas más ventajosos al reducir, en términos porcentuales, las necesidades de compra de gas en los meses de invierno.

No obstante, a la hora de calcular los peajes y cánones a imputar en las TUR, se considera que no deben incluirse los efectos resultantes del suministro a consumidores sin derecho a TUR, con el objetivo de no distorsionar el funcionamiento del mercado.

Consumidores efectivamente acogidos a TUR

Por otra parte, cabe plantearse qué consumidores se deben tener en cuenta para calcular los peajes y cánones soportados por los comercializadores, si los consumidores con derecho a acogerse a las tarifas de último recurso, o sólo los consumidores, efectivamente, acogidos a las tarifas de último recurso.

Como se ha indicado anteriormente, uno de los criterios que debe aplicarse para imputar los peajes y cánones a las tarifas de último recurso es la no generación de distorsiones en el mercado, es decir, las TUR propuestas no deben afectar a las decisiones de oferta de los comercializadores, ni a la cartera de clientes que desea abastecer. En este sentido los niveles de consumo medio y de caudal a facturar deben referirse a todo el conjunto de los consumidores con derecho a TUR, para así evitar una posible descremación entre ellos de aquellos clientes con menores peajes y cánones.

Asimismo, si se consideraran sólo los clientes efectivamente abastecidos por los CUR como base para realizar la imputación de peajes y cánones a la TUR, se correría el riesgo de que esta pudiera ser insuficiente para cubrir los costes de los comercializadores que suministran gas a los consumidores que no han ejercido su derecho de acogerse a la TUR.

Por lo tanto, los peajes y cánones a imputar se calculan suponiendo que el comercializador abastece a todos los consumidores con derecho a abastecerse a la tarifa de último recurso.

2.2.2 Porcentaje de demanda TUR abastecida mediante Gas Natural Licuado

El porcentaje de demanda TUR abastecido mediante GNL o gas canalizado no es directamente observable, puesto que depende de la estrategia comercial de cada comercializador de último recurso. Por tanto, a la hora de determinar la imputación a la TUR de los peajes de regasificación, descarga de buques y almacenamiento de GNL, es necesario realizar una estimación de dicho porcentaje.

El desarrollo de la competencia en los mercados internacionales tiende a igualar los precios del GNL y del gas natural canalizado. Por una parte, los productores de GNL realizan descuentos que reflejan el coste de regasificación con el objetivo de competir con los vendedores de gas canalizado. Estos, a su vez, tienden a ofrecer a los comercializadores un coste del gas que es el resultado de considerar el coste del gas en los mercados internacionales, el coste de regasificación para introducir el GNL en el territorio nacional, y un descuento resultado del proceso de negociación. Por lo tanto, y especialmente en el caso de un contrato plano, para el cual el caudal contratado coincide con el volumen de consumo mensual, no debería existir una diferencia muy significativa entre el coste del gas canalizado y el coste de aprovisionamiento mediante GNL.

En este contexto se puede suponer que el porcentaje elegido refleje la composición media de los aprovisionamientos destinados al mercado español.

Esta opción, como cualquier otra que implique asumir un porcentaje de gas canalizado positivo, conlleva a cierta complejidad de las fórmulas de los términos fijos y variables de la TUR, así como cierta inestabilidad de la misma, dado que deberá revisarse periódicamente para reflejar el mix de gas canalizado y GNL que varía en el tiempo.

No obstante, y con objeto de reflejar en las fórmulas propuestas el caso más general posible, se ha considerado que el porcentaje de demanda de TUR abastecida mediante GNL no está determinado con carácter ex ante.

2.2.3 Utilización de los almacenamientos subterráneos.

De acuerdo con la Disposición adicional novena de la Orden ITC/3862/2008, los comercializadores de último recurso tienen derecho a lo siguiente:

- 10 días de ventas o consumos firmes en el año anterior realizados por los comercializadores directos en el mercado y destinados a almacenamientos de las existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico.
- 8 días de las ventas/consumos totales en el año anterior realizados por los comercializadores/ consumidores directos en mercado.
- 30 días del consumo realizado por los consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyos consumos anuales correspondan a los consumidores con derecho a acogerse a las tarifas máximas de último recurso T1 y T2.

Por lo tanto, los comercializadores de último recurso tienen derecho a 48 días de los consumos realizados.

No obstante, y de acuerdo a lo establecido en el 1716/2004, en la redacción dada por el RD 1766/2007, las existencias estratégicas no son movilizables y la disposición de las existencias mínimas de seguridad de carácter operativo (8 días) puede tener limitaciones al uso en los correspondientes planes invernales, por lo que la cantidad mínima que disponen los CUR para reducir el apuntamiento de los consumidores con derecho a TUR es de 30 días.

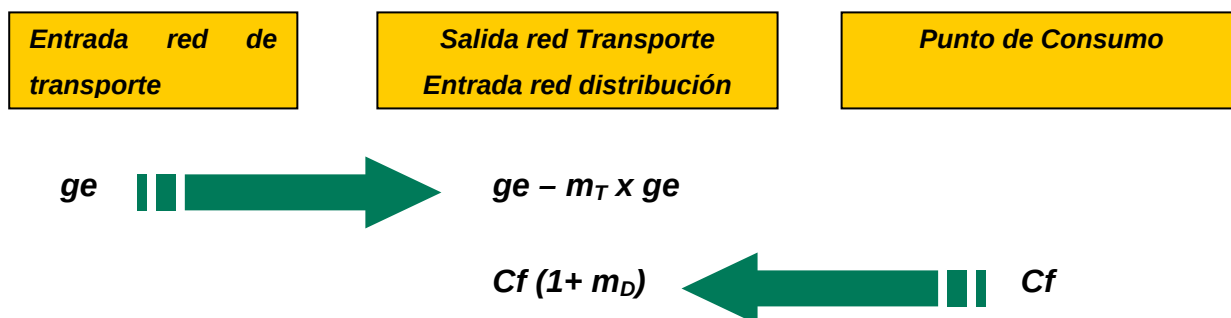
Los comercializadores de último recurso pueden utilizar los almacenamientos subterráneos para reducir la estacionalidad de los consumidores con derecho a TUR, lo que les permite contratar menos caudal en la reserva de capacidad y en la capacidad de regasificación.

En este sentido, la reducción en la capacidad a contratar en los puntos de entrada viene determinada por la extracción que los comercializadores de último recurso pueden realizar de los almacenamientos subterráneos, en el día de máxima demanda de los consumidores con derecho a TUR.

2.2.4 Consideración de las mermas aplicables

Según la legislación vigente, si un comercializador introduce una cantidad **ge** en un punto de entrada al sistema de transporte (almacenamiento subterráneo, conexión internacional, salida planta de regasificación) tendrá disponible a la salida de la red de transporte y conexión con la red de distribución la cantidad **ge – mermas**, calculándose las mermas con un porcentaje del gas introducido.

Por otra parte, las mermas en distribución se reconocen como un porcentaje de la demanda realizada por los consumidores finales, de manera que si un comercializador desea abastecer una demanda de un consumidor final de **Cf**, deberá disponer de **Cf(1+m_D)** a la entrada de la red de distribución. Gráficamente:



Por lo tanto,

$$ge \times (1 - m_T) = Cf \times (1 + m_D)$$

Por lo tanto, la cantidad necesaria de gas a introducir en la entrada de la red de transporte para abastecer un consumo de Cf en un punto final, es:

$$ge = \frac{Cf \times (1 + m_D)}{(1 - m_T)}$$

Es decir, y considerando las mermas actualmente aplicables, para abastecer un consumo de 1kWh, se debe introducir en los puntos de la red de transporte 1,012 kWh, esto es, un 1,2% más que la cantidad demandada en el punto final.

Lo anterior es igualmente aplicable al caudal a contratar en el punto de entrada de la red de transporte, dado que el caudal a contratar en cualquier punto, no es sino la demanda máxima de gas en el periodo considerado.

2.2.5 Servicios a contratar por el comercializador para abastecer a sus consumidores.

Se considera que se deben de imputar en las tarifas de último recurso los peajes y cánones necesarios para abastecer a los consumidores de último recurso, lo que requiere imputar los siguientes peajes:

- Peaje de descarga de buques.
- Canon de almacenamiento de GNL.
- Peaje de regasificación.
- Canon de Almacenamiento Subterráneo.
- Término de reserva de capacidad del peaje de transporte y distribución firme.
- Término de conducción del peaje de transporte y distribución firme.

Se considera que las actividades de trasvase de GNL a buque, de buque a buque, no son necesarias para la prestación del servicio referido.

Asimismo, y de acuerdo con la normativa vigente, el abastecimiento de los consumidores con derecho a TUR conectados a una planta satélite tiene un coste inferior del coste de abastecimiento de los consumidores conectados a la red general básica, dado que se procede a multiplicar todos los conceptos del término de conducción que corresponden al usuario por el factor 0,8, con objeto de reflejar que dichos suministros no hacen uso de la red de transporte.

No obstante, una de las restricciones de partida es que las tarifas de último recurso resultante deben ser únicas en todo el territorio nacional, lo que, unido al principio de no distorsión, determina que se deba considerar que todos los consumidores están conectados a la red general de gasoductos.

2.3 Criterios de imputación de los peajes y cánones vigentes a los términos de facturación de las tarifas de último recurso

En la propuesta de Orden las tarifas de último recurso se estructuran en un término fijo, en €/cliente, y un término variable por kWh consumido, lo que supone mantener la estructura actualmente aplicable a las tarifas de último recurso.

En el Cuadro 2 se resumen las principales variables de facturación de los peajes y cánones. Se observa que, mientras el peaje de transporte y distribución sigue la misma estructura que las tarifas de último recurso (término fijo por cliente y término variable en función de la energía consumida), en el resto de peajes y cánones se consideran otras variables de facturación.

Cuadro 2. Peajes y cánones de los servicios básicos y variables de facturación.

Actividad	Peaje / Canon		Agente que debe afrontar el pago del peaje o canon	Variables de facturación de los peajes y cánones	
				Término fijo	Término variable
Regasificación	Peaje Descarga Buques		Comercializador	por buque	kWh descargados
	Canon de almacenamiento de GNL		Comercializador		Volumen de gas almacenado
	Peaje de Regasificación		Comercializador	Caudal de regasificación contratada	kWh regasificada
Almacenamiento Subterráneo	Canon de Almacenamiento Subterráneo		Comercializador	Capacidad de almacenamiento contratada	Gas inyectado / Extraído de los AA.SS
Transporte y Distribución	Peaje de Transporte y Distribución	Término de reserva de capacidad	Comercializador	Caudal diario a facturar en el punto de entrada	
		Término de conducción	Consumidor final	Fijo por cliente	kWh consumidos

La Orden ITC/2857/2008 estableció que los costes fijos de acceso a las instalaciones de transporte y distribución de gas natural se incluirán en el término fijo y que los costes variables de acceso a las instalaciones de transporte y distribución, el coste de la materia prima y el margen de comercialización se incluirán en el término variable.

Por el contrario, la propuesta de Orden establece que se incluirán en el término fijo de la TUR el término fijo del peaje de transporte y distribución, el término de reserva de capacidad, el término fijo del peaje de regasificación y el margen de comercialización. Asimismo, establece que se incorporará en el término variable el valor medio del peaje de descarga de buques, el coste medio del canon de almacenamiento subterráneo, el coste medio del canon de almacenamiento de GNL y el coste de la materia prima.

Esta Comisión considera que el término variable de las TUR debe incluir los términos de facturación de los peajes y cánones que estén directamente relacionados con el consumo que realizan los consumidores con derecho a TUR, mientras el resto de términos de facturación se deben imputar al término fijo de las TUR, al ser independientes de las decisiones de consumo tomadas por los consumidores.

Así, se considera que los dos términos del peaje de descarga de buques se deben imputar al término variable de las TUR, ya que en ambos casos existe una relación directa entre el consumo del cliente y la necesidad de descargar gas en las plantas de regasificación.

En relación con el término fijo del canon de almacenamiento subterráneo se debe tener en cuenta que el procedimiento de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos se realizan en función de los consumos realizados por los consumidores con derecho a TUR en el año anterior, por lo que no depende de las decisiones tomadas por los agentes durante el año de fijación de las tarifas, sino de las decisiones de consumo tomadas el año anterior.

No obstante, en condiciones de temperatura normales no debería de existir una variación sustancial entre el consumo medio de los consumidores con derecho a TUR realizado en el año n y el año $n-1$, por lo que es adecuado utilizar como proxy del consumo del año n , el consumo realizado en el año $n-1$.

Por lo tanto, se puede suponer que el término fijo del canon de almacenamiento subterráneo depende de las decisiones tomadas por los consumidores en el año de fijación de tarifas, lo que implica que sea razonable imputarlo al término variable de las TUR.

Asimismo, el término variable de dicho canon debe ser imputado al término variable de las tarifas de último recurso, dado que el objetivo de las inyecciones y extracciones de los almacenamientos subterráneos es aplanar el perfil de consumo de los consumidores existentes, que está relacionado con las decisiones de consumo realizadas por los mismos.

En resumen, se incluyen en el término fijo de las tarifas de último recurso los siguientes términos de facturación de los peajes y cánones de los servicios básicos:

- Término fijo del término de conducción del peaje de transporte y distribución.
- Término de reserva de capacidad.
- Término fijo del peaje de regasificación.

Por su parte, el término variable incluye los siguiente términos de facturación:

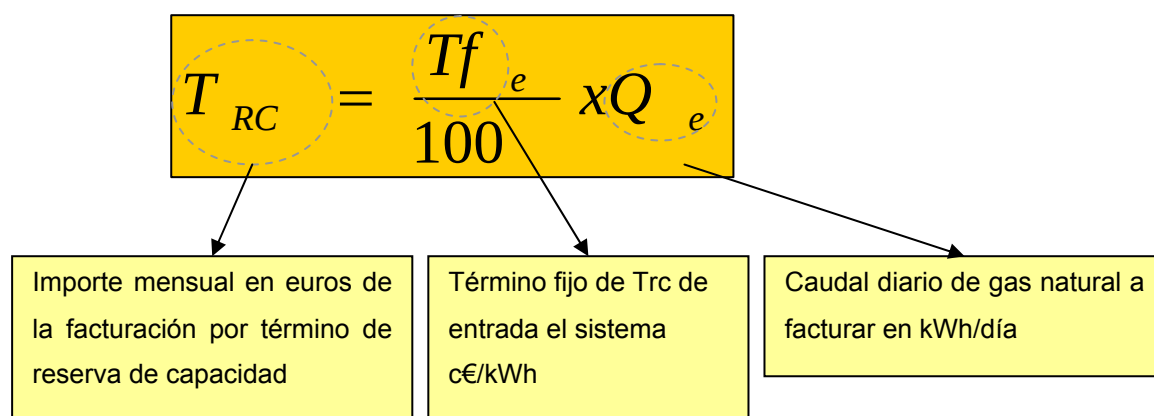
- Término variable del término de conducción del peaje de transporte y distribución.
- Término variable del peaje de regasificación.
- Peaje de descarga de buques.
- Canon de almacenamiento de GNL.
- Término fijo y variable del canon de almacenamiento subterráneo.

3 IMPUTACIÓN DE LOS PEAJES Y CÁNONES EN LAS TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO

A continuación, se detallan las fórmulas aplicables para imputar los peajes y cánones en las tarifas de último recurso, considerando lo señalado en el punto anterior del presente documento.

3.1 Término de Reserva de Capacidad

El artículo 31 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, establece que el término de reserva de capacidad se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$T_{RC} = \frac{Tf_e}{100} \times Q_e$$


Importe mensual en euros de la facturación por término de reserva de capacidad

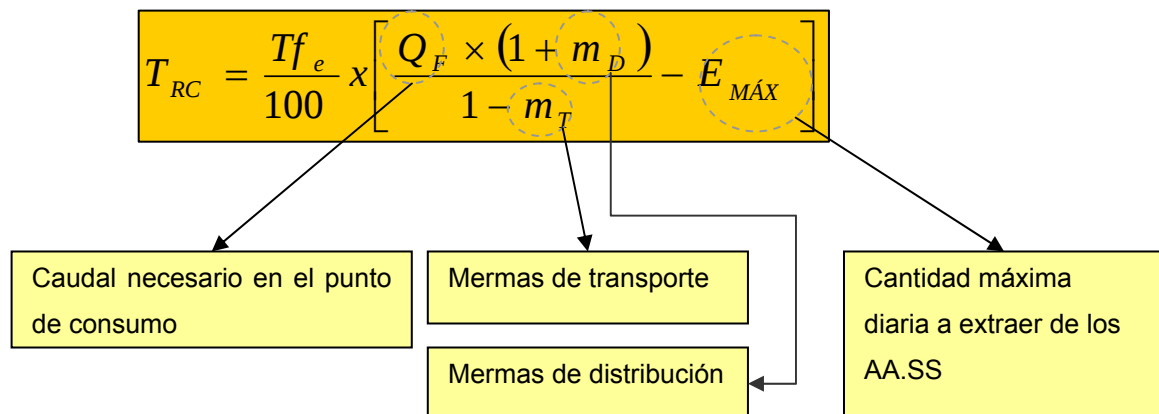
Término fijo de Trc de entrada el sistema c€/kWh

Caudal diario de gas natural a facturar en kWh/día

El caudal diario a contratar por cualquier consumidor, en cualquier punto de la red de transporte, no es más que la demanda máxima diaria de gas que se espera en ese punto de la red de transporte. Por lo tanto, es posible expresar el caudal a contratar en la entrada de la red de transporte primario en función del caudal a contratar en el punto de consumo final y de las mermas aplicables.

Por otra parte, como se ha comentado anteriormente la utilización de los almacenamientos subterráneos permite reducir la demanda máxima total de los consumidores con derecho a TUR, en una cantidad equivalente a la extracción máxima que pueden llevar a cabo los comercializadores para los consumidores con derecho a TUR.

Por todo lo anterior:



El caudal de cualquier consumidor, se puede expresar en función de la demanda total de un consumidor (C) y el factor de carga (f_c).

$$f_c = \frac{C/365}{Q_f} \rightarrow Q_f = \frac{C/365}{f_c}$$

Por lo tanto, la facturación de un mes en concepto de reserva de capacidad de un comercializador es:

$$T_{RC} = \frac{Tf_e}{100} \times \left[\frac{\frac{C_F}{365} \times (1 + m_D)}{f_c (1 - m_T)} - E_{MAX} \right]$$

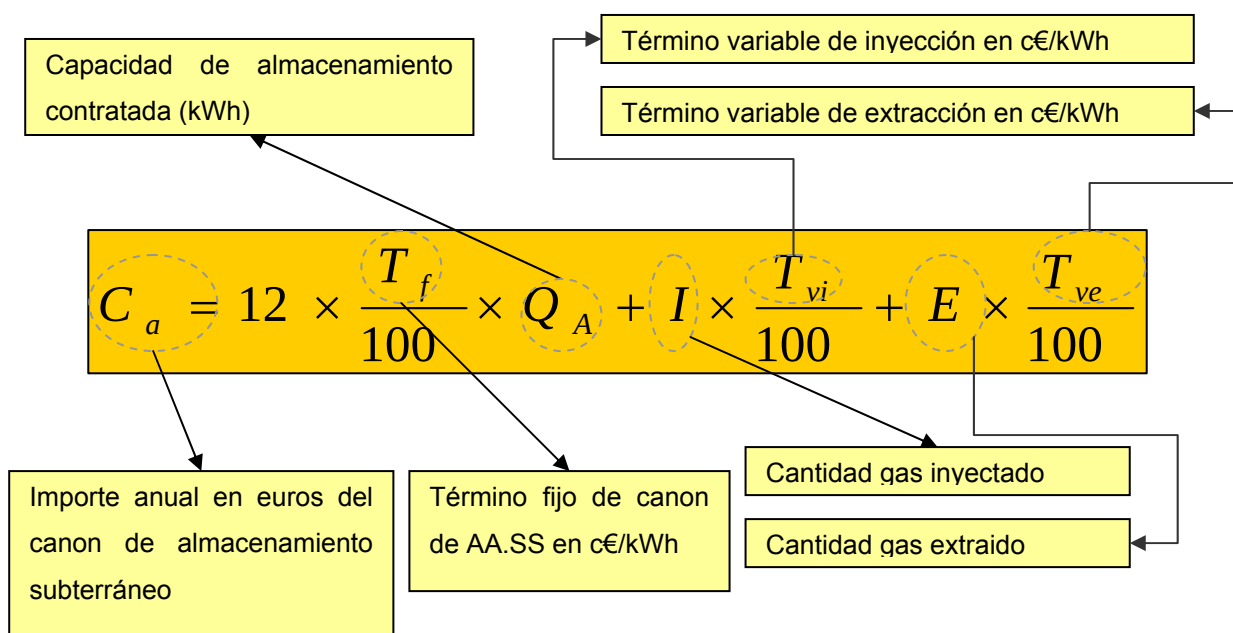
Dado que el término de reserva de capacidad es un término fijo, debe ser imputado en término de €/cliente, por lo que el coste medio del término de reserva de capacidad es función del consumo medio del cliente considerado (Cm_F) en el punto final y de la extracción media por consumidor (siendo n el número de consumidores considerados).

Es decir,

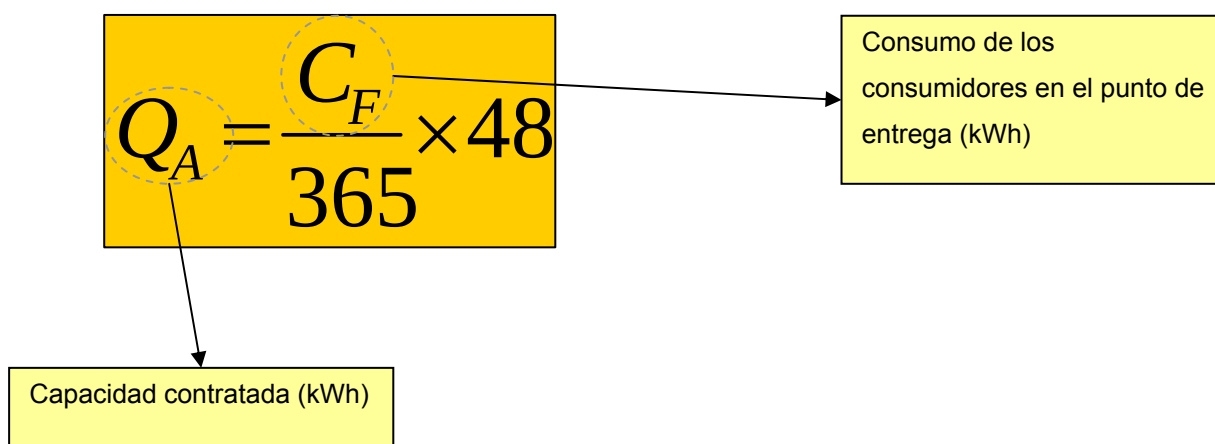
Término fijo (€/cliente) y mes : $\rightarrow \frac{Tf_e}{100} \times \left[\frac{Cm_F \times (1 + m_D)}{(1 - m_T) \times 365 \times f_c} - \frac{E_{MAX}}{n} \right]$

3.2 Canon de Almacenamiento Subterráneo

De acuerdo con la normativa vigente y considerando lo establecido en la Orden ITC/3862/2008, el canon de almacenamiento subterráneo es el resultado de aplicar la siguiente fórmula:

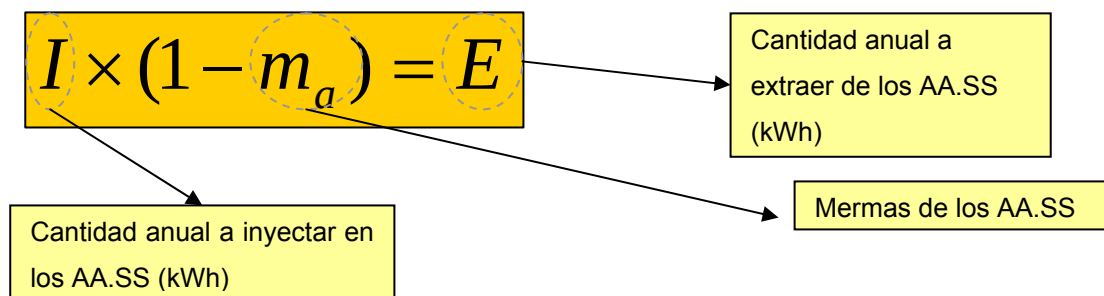


Como se ha comentado anteriormente, los comercializadores de último recurso tienen derecho a 48 días de los consumos realizados durante de año anterior, que por simplificación consideraremos igual que la demanda del año objeto de cálculo.



Asimismo, y según el RD 1716/2004, en la redacción dada por el RD 1766/2007, las existencias estratégicas no son movilizables, por lo que la cantidad que los comercializadores pueden inyectar o extraer es, como mucho, de 38 días.

La disposición adicional tercera de la Orden ITC/3862/2008 establece que las mermas a aplicar en los almacenamientos son del 0%. No obstante, con el fin de considerar en la fórmula el caso más general posible se considera en la fórmula propuesta la existencia de dichas mermas.



En resumen:

$$C_a = 12 \times \frac{T_f}{100} \times \frac{C_f \times 48}{365} + \frac{C_f \times 38}{365} \times \left(\frac{T_{vi}}{100} + \frac{T_{ve}}{100} \times (1 - m_a) \right)$$

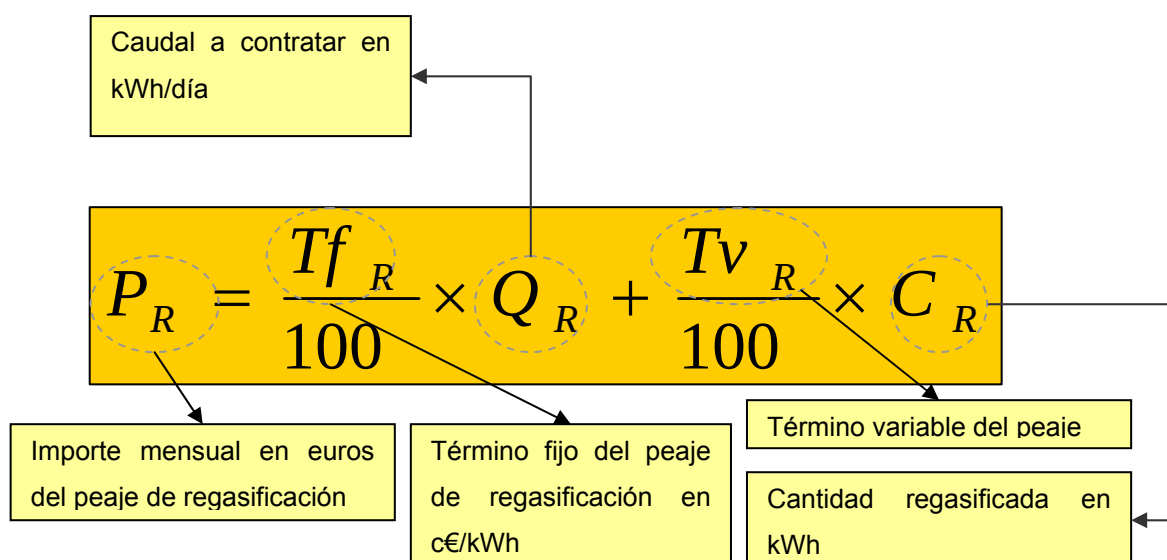
Finalmente, puesto que tanto el término fijo como el término variable del canon de almacenamiento subterráneo se imputan al término variable de las TUR, se obtiene:.

Término Variable (c€/kWh): →

$$12 \times T_f \times \frac{48}{365} + \frac{38}{365} \times (T_{vi} + T_{ve} \times (1 - m_a))$$

3.3 Peaje de regasificación

De acuerdo con la normativa vigente, la fórmula aplicable para facturar el peaje de regasificación, es la siguiente:



El caudal a contratar en el peaje de regasificación (Q_R) viene determinado por el caudal necesario para abastecer a los consumidores finales (Q_f), afectado por las correspondientes mermas, la extracción máxima de los AA.SS ($E_{MÁX}$) y la cantidad diaria de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso (GN_d).

$$Q_R = \frac{Q_f \times (1 + m_D)}{1 - m_T} - E_{MÁX} - GN_d$$

Por otra parte, la cantidad a regasificar es la demanda de los consumidores finales, considerando las pérdidas correspondientes y el porcentaje de demanda abastecida mediante GNL (%GNL), menos el saldo neto del uso los AA.SS. Es decir,

$$C_R = \frac{C_f \times (1 + m_D) \times \%GNL}{1 - m_T} + I - E$$

Teniendo en cuenta que:

$$I \times (1 - m_a) = E$$

Se obtiene

$$C_R = \frac{C_f \times (1 + m_D) \times \%GNL}{1 - m_T} + I - (I \times (1 - m_a))$$

Por lo tanto,

$$C_R = \frac{C_f \times (1 + m_D) \times \%GNL}{1 - m_T} + I \times m_a$$

Como se ha considerado anteriormente, se supone que la capacidad de inyección en los almacenamientos subterráneos sean 38 días del consumo final, por lo que la cantidad a regasificar depende del consumo final de los consumidores, del porcentaje de demanda abastecida mediante GNL y del importe de las mermas de la actividad de almacenamiento subterráneo.

$$C_R = \frac{C_f \times (1 + m_D) \times \%GNL}{1 - m_T} + \frac{C_f \times 38}{365} \times m_a$$

Sustituyendo en la fórmula inicial del peaje de regasificación, se obtiene:

$$P_R = \frac{Tf_R}{100} \times \left[\frac{Q_f \times (1 + m_D)}{1 - m_T} - E_{MAX} - GN_d \right] + \frac{Tv_R}{100} \times \left(\frac{C_f \times (1 + m_D) \times \%GNL}{1 - m_T} + \frac{C_f \times 38 \times m_a}{365} \right)$$

En términos del factor de carga,

$$P_R = \frac{Tf_R}{100} \times \left[\frac{C_f \times (1 + m_D)}{(1 - m_T) \times fc \times 365} - E_{MAX} - GN_d \right] + \frac{Tv_R}{100} \times \left(\frac{C_f \times (1 + m_D) \times \%GNL}{1 - m_T} + \frac{C_f \times 38 \times m_a}{365} \right)$$

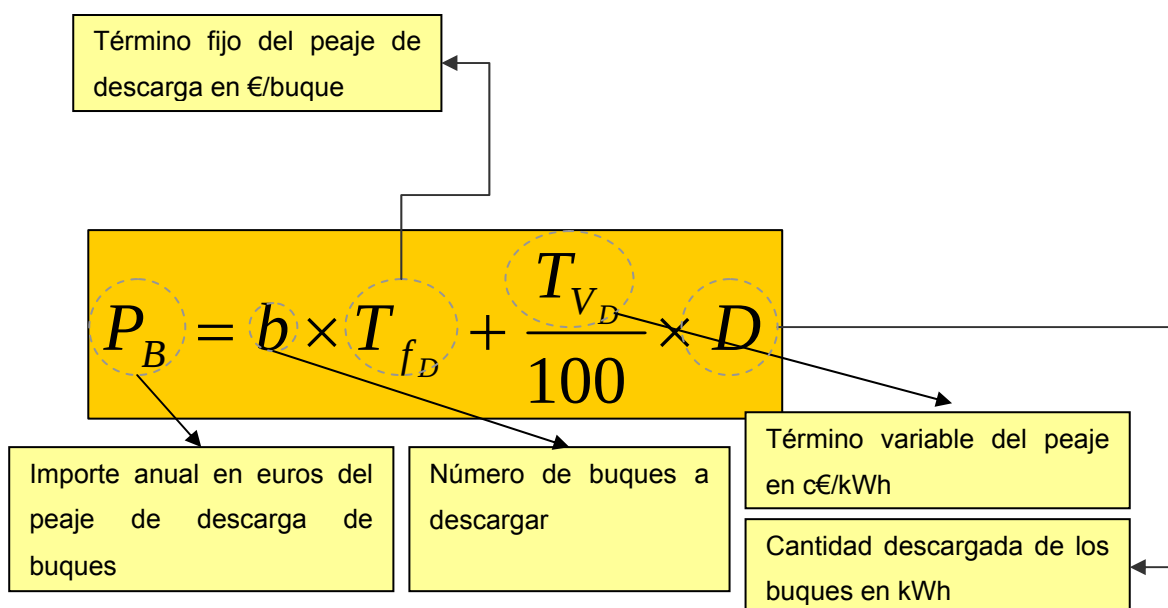
Por lo tanto, el importe a imputar a cada uno de los términos de la TUR es el siguiente (siendo Cm_F el consumo medio del cliente considerado y n el número de consumidores):

Término fijo (€/cliente) : $\rightarrow \frac{Tf_R}{100} \times \left[\frac{Cm_f \times (1 + m_D)}{(1 - m_T) \times fc \times 365} - \frac{E_{MAX}}{n} - \frac{GN_d}{n} \right]$

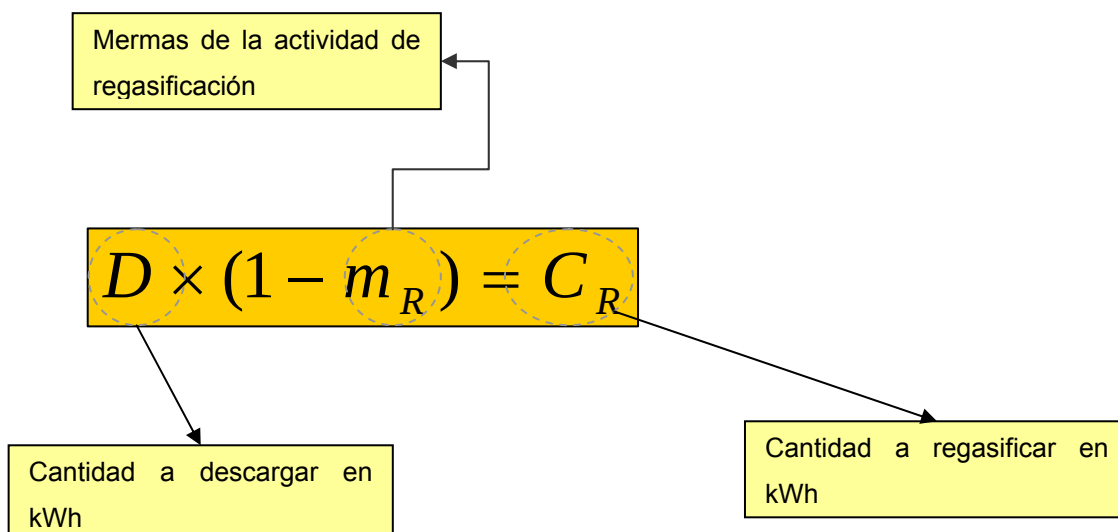
Término variable (c€/kWh) →
$$T_{V_R} \left(\frac{(1 + m_D) \times \% GNL}{1 - m_T} + \frac{38 \times m_a}{365} \right)$$

3.4 Peaje de descarga de buques

Según normativa vigente la fórmula a aplicar para facturar la descarga de buques es:



Considerando la existencia de mermas sobre la cantidad descargada:



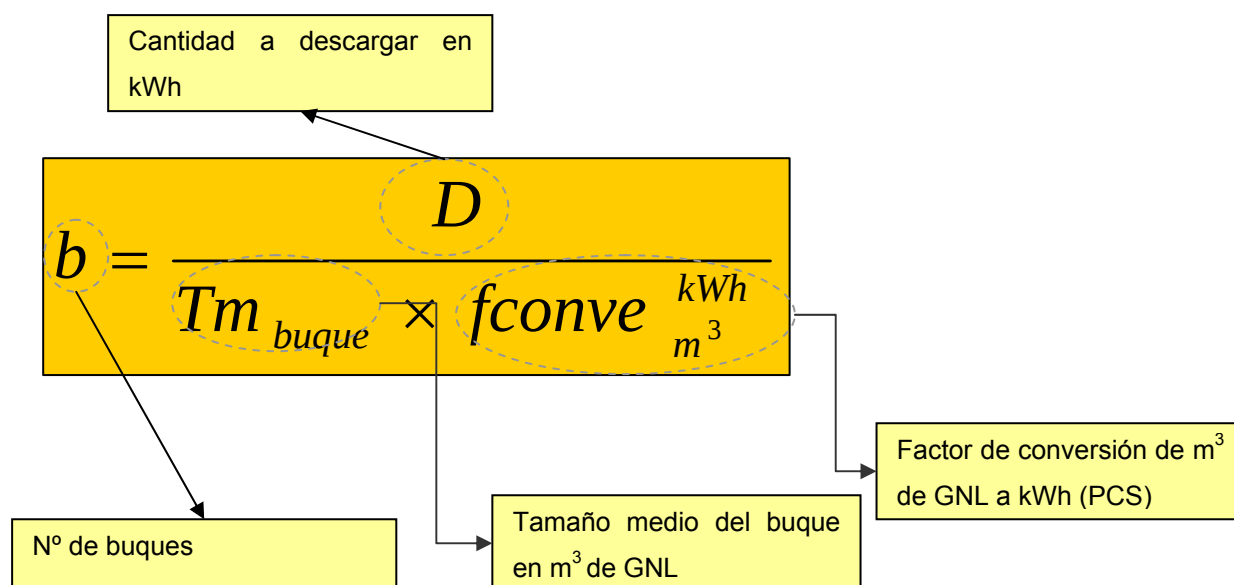
Operando y considerando lo señalado a la hora de establecer el peaje de regasificación:

$$D = \frac{C_R}{(1 - m_R)} \rightarrow D = \frac{C_f \times (1 + m_D) \times \%GNL}{(1 - m_R) \times (1 - m_T)} + \frac{C_f \times 38 \times m_a}{365 \times (1 - m_R)}$$

Es decir,

$$P_B = b \times T_{f_D} + \frac{T_{V_D}}{100} \times \left(\frac{C_f \times (1 + m_D) \times \%GNL}{(1 - m_R) \times (1 - m_T)} + \frac{C_f \times 38 \times m_a}{365 \times (1 - m_R)} \right)$$

Por otra parte, el número de barcos a descargar es función de la demanda a regasificar, considerando las mermas aplicables, y del tamaño medio del buque; es decir:



Por lo tanto, y considerando lo señalado anteriormente:

$$b = \frac{1}{Tm_{buque} \times fconve} \times \left[\frac{C_f \times (1 + m_D) \times \%GNL}{(1 - m_R) \times (1 - m_T)} + \frac{C_f \times 38 \times m_a}{365 \times (1 - m_R)} \right]$$

Sustituyendo, en la fórmula del peaje:

$$P_B = \left(\frac{T_{f_D}}{Tm_{buque} \times fconve} + \frac{T_{V_D}}{100} \right) \times \left(\frac{C_f \times (1 + m_D) \times \%GNL}{(1 - m_R) \times (1 - m_T)} + \frac{C_f \times 38 \times m_a}{365 \times (1 - m_R)} \right)$$

Como resultado, el coste a imputar al término variable de las TUR es el siguiente:

Término variable (c€/kWh) →

$$\left(\frac{T_{f_D} \times 100}{Tm_{buque} \times fconve_{m^3}^{kWh}} + T_{V_D} \right) \times \left(\frac{(1 + m_D) \times \%GNL}{(1 - m_R) \times (1 - m_T)} + \frac{38 \times m_a}{365 \times (1 - m_R)} \right)$$

3.5 Canon de Almacenamiento de GNL

De acuerdo con lo establecido en la normativa vigente:

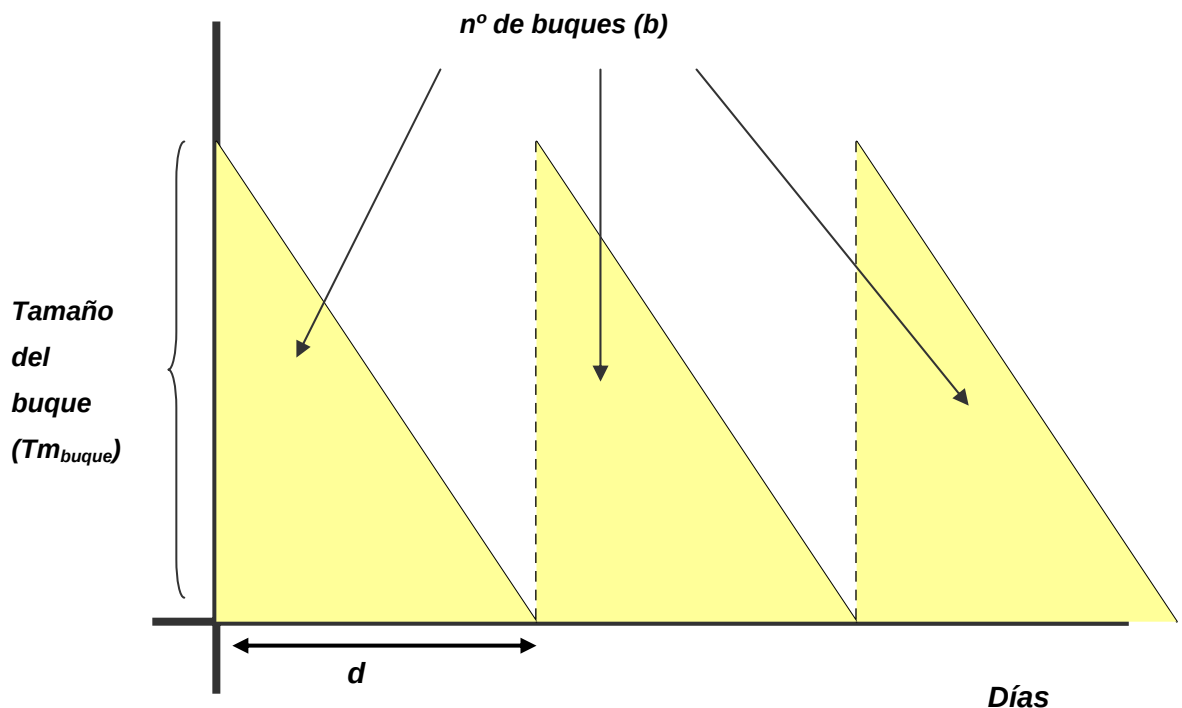
The diagram illustrates the formula for the GNL storage canon, C_{GNL} , with annotations for its components:

- Término variable de canon en c€/MWh/día**: Points to the variable T_v in the formula.
- Nº de días**: Points to the summation index d in the formula.
- Canon de Almacenamiento de GNL en c€/kWh**: Points to the overall result C_{GNL} .
- Volumen de gas almacenado durante los n días considerados**: Points to the summation term E_{ai} in the formula.

$$C_{GNL} = \frac{T_v}{10^3} \times \sum_{i=1}^d E_{ai}$$

El volumen de gas almacenado por un comercializador en los tanques de GNL depende de dos factores de la cantidad regasificada y del número de días que transcurren hasta el agotamiento de la cantidad descargada.

Gráficamente, y suponiendo que se regasifica la misma cantidad de gas durante todos los días considerados:



El área determina el volumen almacenado en los tanques de GNL, matemáticamente:

$$\sum_{i=1}^d E_{ai} = Tm_{buque} \times fconve \frac{kWh}{m^3} \times (1 - m_D) \times \frac{d}{2} \times b$$

Suponiendo que todos los buques tienen el mismo tamaño medio, el número de días que se tarda para la descarga completa de un buque es igual a:

$$d = \frac{365}{b}$$

Por lo tanto,

$$\sum_{i=1}^d E_{ai} = Tm_{buque} \times fconve \frac{kWh}{m^3} \times (1 - m_D) \times \frac{365}{2}$$

$$C_{GNL} = \frac{T_v}{10^3} \times Tm_{buque} \times fconve \frac{kWh}{m^3} \times (1 - m_D) \times \frac{365}{2}$$

Como se ha comentado anteriormente, se considera que el canon de GNL debe ser imputado al término variable de la TUR, por lo que en término de c€/kWh consumido obtenemos:

Término variable (c€/kWh) →

$$\left[\frac{T_v}{10^3} \times Tm_{buque} \times f_{conve} \frac{kWh}{m^3} \times (1 - m_D) \times \frac{365}{2} \right] \times \frac{1}{C_f}$$

4. VALORACIÓN CUANTITATIVA

A continuación se realiza un ejercicio de aplicación de las fórmulas propuestas. Para ello, en primer lugar se detallan las hipótesis de cálculo consideradas, para posteriormente resumir los resultados obtenidos.

4.1 Hipótesis de cálculo consideradas

Escenario de demanda

Se ha considerado como escenario de demanda el previsto para el ejercicio 2009 en noviembre de 2008. En el Cuadro 3 se muestra el nº de clientes, el caudal máximo y los kWh suministrados considerando todos los consumidores con derecho a acogerse a las tarifas de último recurso.

Cuadro 3. Escenario de demanda considerado. Año 2009

	Nº clientes	Caudal máximo contratado (kWh/día)	kWh suministrados	Tamaño medio del cliente	Factor de Carga
TUR	7.009.621	341.411.182	44.838.194.790	6.397	36,0%
T.1 C ≤ 5.000	3.491.298	66.023.221	8.754.008.918	2.507	36,3%
T.2 5.000 < C ≤ 50.000	3.518.322	275.387.961	36.084.185.872	10.256	35,9%

Fuente: CNE

Peajes y cánones

Se han considerado los peajes y cánones establecidos en la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista.

Al contrario que el resto de los peajes y cánones, el peaje de descarga de buque depende de la planta en la que se realiza la descarga. Teniendo en cuenta los principios y las restricciones señaladas en el presente documento, se ha considerado el valor máximo de

dicho peaje, lo que supone realizar la descarga en las plantas de Huelva, Cartagena o Sagunto.

Extracción diaria máxima de los AA.SS

Según la Resolución de 14 de marzo de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se precisan determinados aspectos relativos a la gestión de los almacenamientos subterráneos de la red básica y se establecen las reglas para la subasta de su capacidad, la capacidad de extracción en el día n , si las nominaciones de los agentes son superiores a la capacidad máxima de extracción, es la siguiente:

$$CEM^i_n = \frac{Q^i_{n-2}}{\sum_j Q^j_{n-2}} \cdot ED_n$$

Siendo:

Q^i_{n-2} es la cantidad de gas del usuario «i» que se encuentre almacenada en los almacenamientos subterráneos de la red básica en el día «n-2» sin incluir el gas destinado a reservas estratégicas.

j es el conjunto de los usuarios de los almacenamientos de la red básica.

ED_n es la capacidad de extracción disponible en los almacenamientos subterráneos de la red básica en el día «n». Se calculará como la suma de la capacidad técnica de extracción (CTEn) más la inyección a contra flujo nominada en el día «n».

Por lo tanto, con objeto de estimar la extracción diaria máxima de los AA.SS, se ha considerado lo siguiente:

- En el día de máxima demanda, la capacidad de extracción solicitada por los comercializadores es superior a la técnica y no existen nominaciones contraflujo.
- Hasta el día $n-2$, todos los comercializadores han utilizado los AA.SS al mismo ritmo, de manera que el porcentaje de derechos de extracción correspondiente a cada usuario permanece constante y es el mismo al que correspondería si los almacenamientos subterráneos estuvieran completamente llenos.
- En el día de máxima demanda, los almacenamientos están al menos a un 84% de la capacidad total y no existen operaciones de mantenimiento, ni circunstancias especiales que limiten la capacidad de extracción sobre la máxima física del sistema. Según los datos publicados por ENAGAS en su página web, la capacidad física máxima de extracción de los AA.SS es de 140 GWh/día.
- Como se ha comentado anteriormente, las reservas operativas (8 días de la demanda) pueden tener limitaciones a su utilización en los correspondientes planes invernales, por lo que los derechos de inyección y extracción de los consumidores con derecho a TUR se han calculado considerando 30 días.

Aplicando todo lo anterior se calcula que la extracción máxima diaria de los AA.SS que

pueden realizar los comercializadores para reducir la estacionalidad de sus consumidores es de 6 GWh/día para los consumidores con derecho a acogerse a la tarifa 3.1 y de 25 GWh/día para los consumidores con derecho a acogerse a la tarifa 3.2.

Tamaño medio del buque

Se ha considerado como tamaño medio del buque el tamaño medio previsto por los propietarios de las plantas de regasificación para el ejercicio 2009. De acuerdo con la información facilitada por los mismos en noviembre de 2008, para las tarifas de gas 2009, dicho tamaño medio es de 111.799 m³ de GNL.

Porcentaje de la demanda abastecido mediante GNL

Se ha empleado el mismo supuesto contenido en la propuesta de Orden, es decir el porcentaje elegido refleja la composición media de los aprovisionamientos destinados al mercado español, del 72% según los datos que contiene la memoria de la propuesta de Orden.

Factor de conversión de m³ de GNL a kWh

Se ha considerado 6.779 como factor de conversión de m³ de GNL a kWh, resultante de considerar un P.C.S de gas de 10.000 kcal/Nm³.

4.2 Resumen de resultados

En el Cuadro 4 se resumen los peajes y cánones a imputar en las tarifas de último recurso, resultantes de aplicar las fórmulas propuestas por la CNE en este Anexo y las establecidas en la propuesta de Orden, considerando el tamaño medio de los clientes previsto por esta Comisión para 2009 (2.507 kWh/cliente para la TUR-1 y 10.256 kWh/cliente para la TUR-2).

Se observa que los peajes y cánones a imputar en las tarifas de último recurso son superiores, en términos medios, a los resultantes de aplicar las fórmulas de la propuesta de Orden. En particular, los peajes a imputar a la TUR-1 son en media un 1,9% superiores con las fórmulas CNE que los resultantes de la propuesta de Orden, mientras para la TUR-2 son en media un 1,2% superiores. Considerando los términos fijos, la propuesta CNE supera en un 2,4% y en un 3,9% la propuesta de Orden, respectivamente para la TUR-1 y la TUR-2. Por otra parte, en lo que concierne a los términos variables, la propuesta CNE supera la propuesta de Orden en un 1,6% en el caso de la TUR-1, y en un 0,3% en el caso de la TUR-2.

Nótese que el canon de GNL imputado a la TUR es un 15,3% inferior con respecto al que se obtiene de la propuesta de Orden. Dicha diferencia se explica principalmente por un “efecto cartera”: la fórmula de la CNE se ha aplicado teniendo en cuenta el consumo final de ambas categorías de consumidores, mientras la fórmula contenida en la propuesta de Orden no depende de dicho parámetro.

Cuadro 4. Peajes y cánones a imputar a las TUR: fórmulas CNE versus propuesta de Orden

TUR-1									
Peaje / Canon	FÓRMULA			PROPUESTA DE ORDEN			FORMULA VS PROPUESTA DE ORDEN		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/ MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/cliente)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/ MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/cliente)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/M ES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/cliente)
Reserva de Capacidad	0,13791		0,06600	0,13060		0,06250	5,6%		5,6%
Canon AA.SS		0,06743	0,06743		0,02751	0,02751		145,1%	145,1%
Peaje Regasificación	0,22138	0,00619	0,11215	0,17007	0,00612	0,08751	30,2%	1,2%	28,1%
Peaje Descarga buques		0,00761	0,00761		0,00541	0,00541		40,6%	40,6%
Canon GNL		0,00786	0,00786		0,00927	0,00927		-15,3%	-15,3%
Término de conducción	2,12000	2,48160	3,49621	2,12000	2,48160	3,49621	0,0%	0,0%	0,0%
Total peajes	2,47929	2,57069	3,75724	2,42067	2,52991	3,68841	2,4%	1,6%	1,9%

TUR-2									
Peaje / Canon	FÓRMULA			PROPUESTA DE ORDEN			FORMULA VS PROPUESTA DE ORDEN		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/ MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/cliente)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/ MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/cliente)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/M ES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/cliente)
Reserva de Capacidad	0,57148		0,06686	0,54543		0,06382	4,8%		4,8%
Canon AA.SS		0,06743	0,06743		0,06330	0,06330		6,5%	6,5%
Peaje Regasificación	0,91891	0,00619	0,11371	0,71000	0,00612	0,08919	29,4%	1,2%	27,5%
Peaje Descarga buques		0,00761	0,00761		0,00541	0,00541		40,6%	40,6%
Canon GNL		0,00786	0,00786		0,00927	0,00927		-15,3%	-15,3%
Término de conducción	4,75000	1,85850	2,41427	4,75000	1,85850	2,41427	0,0%	0,0%	0,0%
Total peajes	6,24038	1,94759	2,67774	6,00543	1,94260	2,64526	3,9%	0,3%	1,2%

ANEXO II: ANÁLISIS ECONOMETRICO DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE CORTO Y LARGO PLAZO

7 ANEXO II: ANÁLISIS ECONOMETRICO DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE CORTO Y LARGO PLAZO

Precio de referencia de largo plazo

Para modelizar la relación entre el precio de referencia de largo plazo RP y el Brent se siguió el procedimiento de análisis que se describe a continuación:

- 1) Se analizaron gráficamente las series, poniendo especial énfasis en su tendencia temporal. Del análisis gráfico se desprende que las series tienen una estrecha correlación positiva pero parecen ser no estacionarias.

Las variables que no son estacionarias se caracterizan por tener una tendencia temporal definida. En estos casos, el valor medio de la serie no es estable en el tiempo (crece o decrece sistemáticamente).

Se dice que una serie y_t es estacionaria si:

$$E(y_t) = \text{Cte}$$

$$\text{Var}(y_t) = \text{Cte}$$

$$\text{Cov}(y_t, y_{t-k}) = \text{Cte}$$

- 2) Para analizar la estacionariedad se han realizado tests estadísticos formales (Dickey-Fuller, Philip-Perron) y se ha encontrado que las series no son estacionarias en niveles, pero lo son, y del mismo orden, en primeras diferencias.

El Cuadro 1 muestra los resultados del test de Dickey Fuller mencionado en el párrafo anterior. Para las variables en niveles (GNL – Brent) el test no puede rechazar la hipótesis nula de no estacionariedad (el valor del test es inferior en valor absoluto a los valores críticos al 1%, 5% y 10%). Para las variables en primeras diferencias se rechaza dicha hipótesis (el valor del test es superior en valor absoluto a los valores críticos al 1%, 5% y 10%).

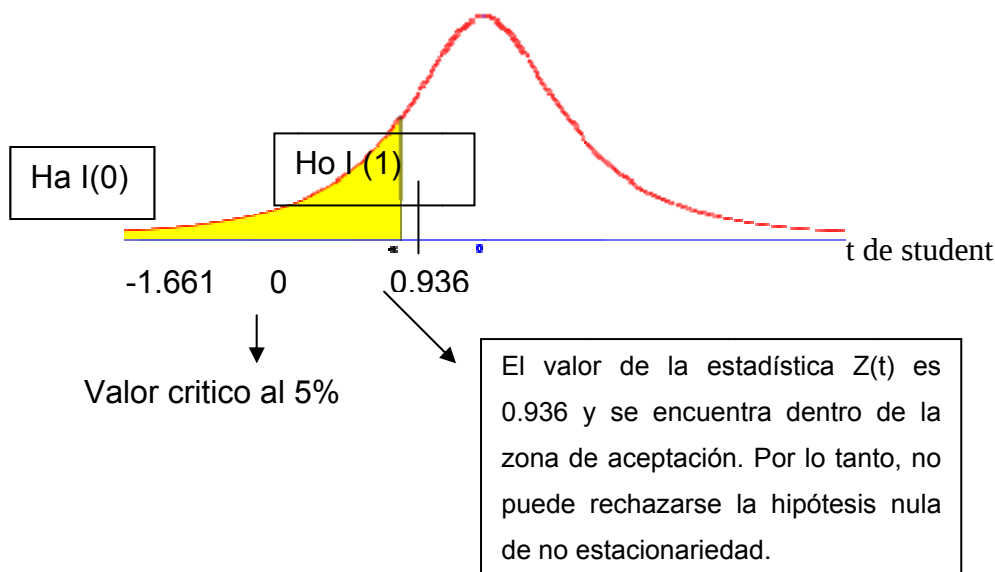
Cuadro 1: Test de Dickey-Fuller para existencia de raíz unitaria

		Z(t) tiene una distribución t		
		valor critico	valor critico	valor critico
		1%	5%	10%
	Z(t)			
GNL	0.936	-2.367	-1.661	-1.291
Brent	-0.434	-2.370	-1.663	-1.291
GNLt - GNLt-1	-3.150	-2.598	-1.95	-1.611
Brent t - Brent t-1	-3.101	-2.368	-1.662	-1.291

Interpretación grafica del Cuadro 1

Ho) La variable analizada no es estacionara. Tiene raíz unitaria (I(1))

Ha) La variable analizada es estacionara. No tiene raíz unitaria (I(0))



Las estimaciones realizadas con variables no estacionarias son espurias salvo que estén cointegradas.

Dos variables no estacionarias cointegradas son aquellas para las cuales se puede encontrar una relación lineal que lo sea. Es decir, los residuos de la regresión lineal entre ambas son estacionarios, no tienen tendencia incorporada. **Si los residuos de la regresión lineal son estacionarios las estimaciones con variables no estacionarias son consistentes.**

- 3) Se ha seguido la metodología de cointegración de Engel-Granger para encontrar el vector de cointegración que caracteriza la relación de las series en el largo plazo. Se ha estimado la relación lineal entre el precio del GNL en frontera, como proxy del gas de largo plazo, y el precio del Brent semestral para las series en logaritmos. El modelo estimado y los resultados son los siguientes:

$$\text{Log GNL}_t = \alpha_0 + \alpha_1 \text{Log}^* \text{Brent}_t + \text{error}_t \quad [1]$$

$$\text{Log } \hat{\text{GNL}}_t = -2.193 + 0.696 * \text{Log } \hat{\text{Brent}}_t \quad [2]$$

$$\text{Modelo transformado (niveles): } \hat{\text{GNL}}_t = 0.413463 + 0.0267184 * \text{Brent}_t \quad [3]$$

Estimación lineal de la relación entre el GNL y el Brent

	Coeficiente modelo en logaritmos	Coeficiente modelo en niveles
alfa₁	0.6960***	0.0267***
Desvio standard	(0.0223)	
alfa₀	-2.1930***	0.4134***
Desvio standard	(0.0795)	
Observaciones	114	
F(1, 112)	972.39	
Log likelihood	110.14	
r²	0.895	

*** Valores significativos al 1% de nivel de confianza

Se ha corroborado que los residuos fueran ruido blanco utilizando el test de Dickey-Fuller. Se ha realizado un análisis de sensibilidad de las estimaciones utilizando distintos períodos de la muestra de datos y los valores estimados son robustos a dichas modificaciones.

Análisis de sensibilidad: Estimación para distintos períodos

	Variable a explicar: Log GNL			Variable a explicar: GNL
Variables explicativas	Mod1	Mod2	Mod3	Mod4
Log Brent	0.696***	0.872***	0.941***	
Brent (USD/barril)				0.026***
Constante	-2.193***	-2.906	-2.957***	0.408***
Observaciones	114	53	61	114
Periodo	Ene1999- julio04	Ene1999- May2009	Julio04- May2009	1999-2009
Log likelihood	110.14	56.72	80.61	52.67
Coeficiente determinación R²	0.895	0.8723	0.8848	0.8662

*** significativo al 1%

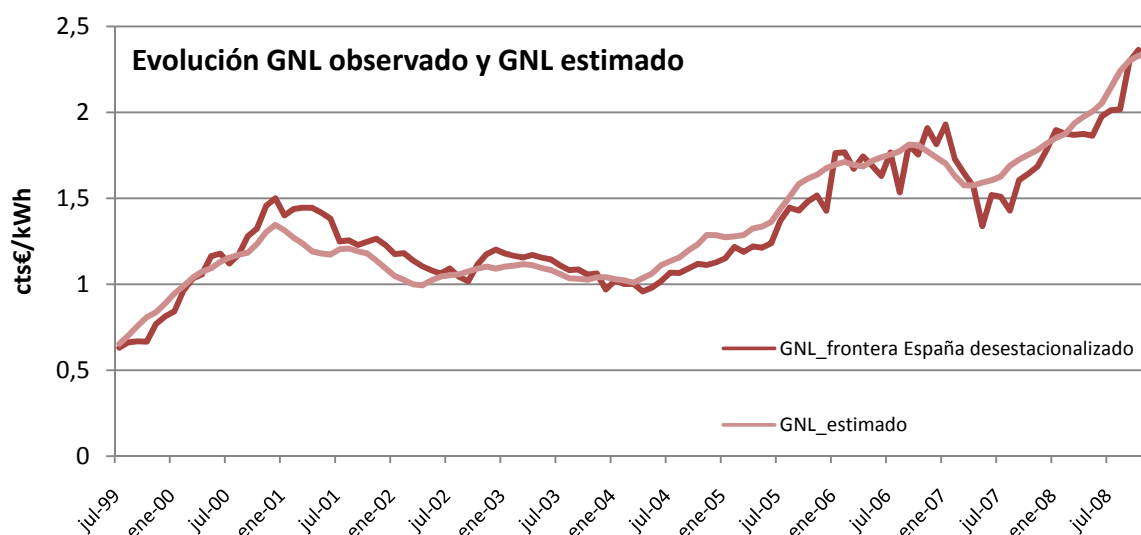
Los valores propuestos por la orden ministerial se encuentran dentro de nuestro intervalo de estimación¹², cercanos a límite superior del mismo.

¹²Calculado utilizando la desviación típica de los parámetros estimados

Límite inferior: $\hat{GNL}_t = 0.7080429 + 0.0298623 \hat{Brent}_t$

Límite superior: $\hat{GNL}_t = 0.7080429 + 0.0298623 \hat{Brent}_t$

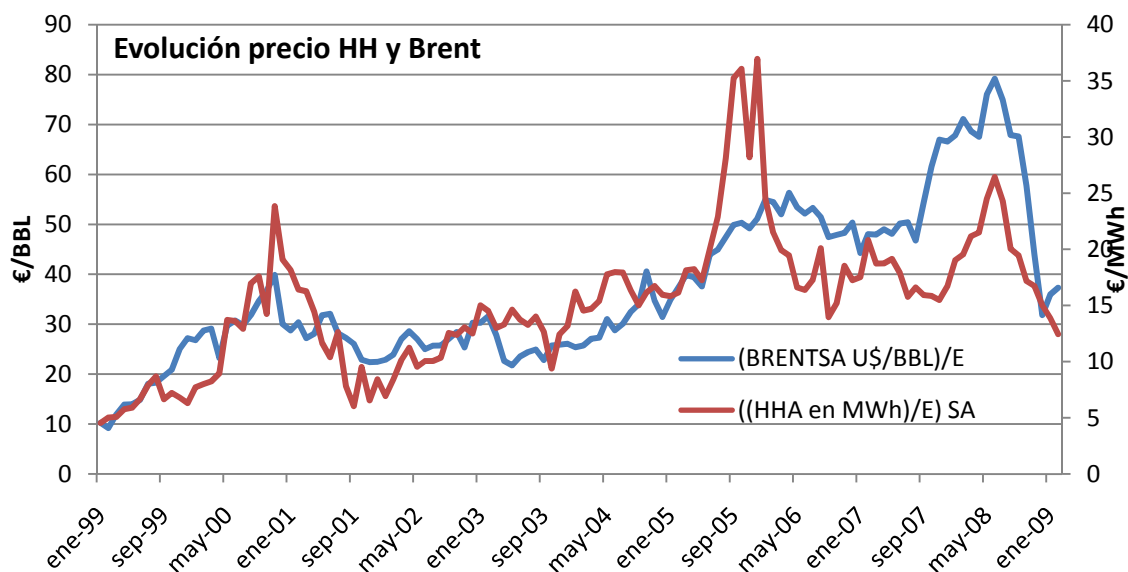
El siguiente gráfico muestra la serie del GNL observada y la estimada. Como puede verse la estimación utilizando el Brent como variable explicativa se ajusta correctamente a la evolución del GNL.



Precio de referencia de corto plazo

En lo que concierne al precio de referencia de corto plazo RI, se ha intentado modelizar su relación con el Brent siguiendo la misma metodología indicada anteriormente.

Se realizó ante todo un análisis exhaustivo de distintas series de precio del gas de corto plazo. Sin embargo, se verificó que la elevada volatilidad de las series imposibilita la utilización de un modelo tan sencillo para estimar la evolución de los precios a corto plazo. Por otro lado, la serie del Henry Hub (HH) presenta, además de una elevada volatilidad, **cambios estructurales** que dificultan el análisis. A modo de ejemplo se incluye el gráfico del HH y del Brent desde 1999 hasta 2009.



Los valores atípicos del año 2005 se explican por los efectos sobre el precio del HH que tuvo el Huracán Katrina. Sin embargo, aún no teniendo en cuenta estos valores y sólo considerando los últimos 4 años (2006-2009), las series no siguen un comportamiento lo suficientemente estable como para poder relacionarlas, a corto plazo, mediante una relación lineal.

Se ha podido encontrar una relación de cointegración de largo plazo entre HH y Brent, sin embargo ésta no se mantiene en el corto plazo. En el corto plazo, los shocks transitorios sobre la serie hacen que se aleje de su relación de largo plazo y este elemento debe tenerse en cuenta en la estimación. Para realizar dicho ajuste Engel-Granger proponen un modelo de corrección del error. En dicho modelo se utiliza el error de predicción del período anterior para estimar el coeficiente de ajuste de corto plazo. En su formulación más sencilla las ecuaciones a estimar vienen dadas por:

$$Y_t = \alpha_0 + \alpha_1 X_t + e_t \quad [4]$$

$$\Delta Y_t = \beta_0 + \beta_1 \Delta X_t + \gamma \hat{e}_{t-1} \quad [5]$$

Donde,

$$\Delta Y_t = Y_t - Y_{t-1} \quad [6]$$

$$\Delta X_t = X_t - X_{t-1} \quad [7]$$

$$\hat{e}_{t-1} = Y_t - \hat{Y}_t \quad [8]$$

Sin embargo, dada la elevada volatilidad de la serie se tiene que descartar la opción de incorporar un término de error en la fórmula del coste de la materia prima, puesto que implicaría una elevada complejidad operativa y requeriría la realización de actualizaciones periódicas, por lo menos anuales.

ANEXO III:

INFORME SOBRE LA CONSULTA DE UNA EMPRESA RELATIVA AL TRASPASO DE CLIENTES DEL MERCADO A TARIFA AL SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO EN BALEARES: CÁLCULO DE LA FACTURACIÓN APLICABLE EN EL PERIODO DE TRASPASO DE CLIENTES DE AIRE PROPANADO A GAS NATURAL

8 ANEXO III: INFORME SOBRE LA CONSULTA DE UNA EMPRESA RELATIVA AL TRASPASO DE CLIENTES DEL MERCADO A TARIFA AL SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO EN BALEARES: CÁLCULO DE LA FACTURACIÓN APLICABLE EN EL PERIODO DE TRASPASO DE CLIENTES DE AIRE PROPANADO A GAS NATURAL

Aprobado por el consejo de administración de 7 de mayo de 2009

Se encuentra disponible en la siguiente dirección de la página web de la CNE:

http://www.cne.es/cne/Publicaciones?accion=3&id=1781&id_nodo=32



ANEXO IV: ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS



9 ANEXO IV: ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS