



**La retribución de las actividades reguladas  
del sector gasista y la expansión de las  
redes.**

*XVII Reunión Anual de ARIAE*

*Bolivia*

*Raúl Yunta Huete  
Director de Hidrocarburos  
Comisión Nacional de Energía (España)*

**Santa Cruz de la Sierra, 24 de abril de 2013**

## ● Índice

- I. Introducción.*
- II. La retribución de las actividades reguladas del gas natural en España.*
  - 1. La retribución reconocida.*
  - 2. Los peajes y tarifas del sector gasista.*
  - 3. Las liquidaciones.*
- III. La expansión de la red.*
- IV. Conclusiones.*

## La liberalización del gas natural en España

- **OBJETIVO LIBERALIZACIÓN GAS:** **Conseguir un mercado de gas competitivo.**
- **HERRAMIENTAS:** Al ser el mercado gasista un mercado basado en red la competencia se logra a través del reconocimiento del Acceso de Terceros a la Red
  - ▶ ***Separación de actividades***
    - ➔ Separación de propiedad del operador del sistema de transporte (ENAGAS)
  - ▶ ***Acceso Regulado a las infraestructuras***
    - ➔ Acceso objetivo, no discriminatorio y transparente con tarifas de acceso establecidas ex ante.
  - ▶ ***Infraestructuras reguladas: redes de transporte y distribución, plantas de GNL y Almacenamientos Subterráneos básicos.***
    - ➔ Garantía de recuperación de la inversión con una tasa de retorno razonable.

# 1. Introducción

---

## La liberalización del gas natural en España

### ● RESULTADOS:

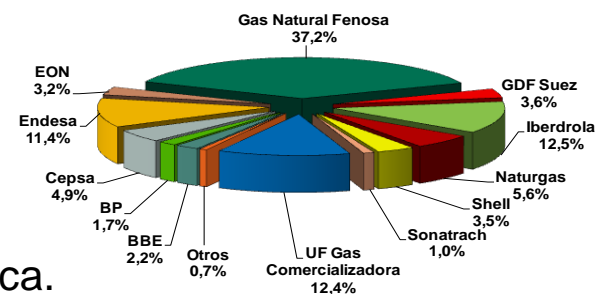
- ▶ ***Situación inicial: año 1998 cuando la Ley de Hidrocarburos fue publicada:***
  - ➔ Monopolio
  - ➔ Una empresa relevante verticalmente integrada:
    - Suministro (contratos de aprovisionamiento)
    - Dueño de las infraestructuras de transporte.
    - Propietario de la red de distribución.
    - Cliente final.
- ▶ ***Situación actual: año 2013***
  - ➔ Gestor Técnico del Sistema y transportista principal separado en propiedad de las actividades de comercio de gas. Certificado por el Regulador
  - ➔ Separación legal y funcional de los operadores de redes de distribución.
  - ➔ Mercado con diversidad de agentes.

# 1. Introducción

- La liberalización del gas natural en España: de 1998 a 2013.

- ▶ *En 1998 había tres millones y medio de clientes de gas natural en España. En 2010 hay más de siete millones.*
- ▶ *En 1998 el consumo de gas era de 15 bcm. En 2010 es de 34 bcm.*
- ▶ *En 1998 el gas representaba el 11% del consumo en energía primaria en España. En 2010 es el 25%.*
- ▶ *De una estructura monopolística en 1998 se tiene aprox. 15 empresas comercializadoras activas*
- ▶ *Y ello se ha realizado con éxito. Debido a:*
  - ➔ Marco regulatorio adecuado.
  - ➔ Coherente y estable en su regulación económica básica.
  - ➔ Evolución de una red escasa a una red robusta.
- ▶ *Mejoras necesarias: aumentar la competencia, alcanzar la madurez plena con un mercado organizado de gas y con una mayor integración europea*

Cuotas de mercado por volumen de ventas finales de gas natural en el mercado minorista de 2009



# 1. Introducción

## Regulación básica de las infraestructuras gasistas en España

### Principios fundamentales

- **Separación de actividades**
  - ▶ Actividades **reguladas** (transporte , distribución, regasificación y almacenamientos subterráneos ) y **liberalizadas** (producción y comercio)
- **Acceso regulado de terceros (ATR)**
  - ▶ Solicitud y contratación de acceso, asignación de capacidad y gestión de congestiones (R.D. 949/2001)
  - ▶ **AASS**: procedimiento específico de asignación de capacidad (Orden ITC/3862/2007)
- **Reconocimiento de inversiones y recuperación de costes**
  - ▶ Metodología retributiva de las actividades: transporte (R.D. 326/2008), regasificación (Orden ITC/3994/2006) y **almacenamiento subterráneo** (Orden ITC/3995/2006)
  - ▶ Costes reconocidos, peajes y cánones: Órdenes Ministeriales anuales
- **Planificación energética: vinculante e indicativa**
  - ▶ Última revisión: Planificación 2008-2016 (actualizada en Orden ITC/2906/2010)

## Órdenes de magnitud sector gasista español

**Nº de clientes:** 7,5 millones

**Demanda/año:** 370 TWh

**Actividades reguladas (red):** alrededor de 3.300 millones €

**Actividades libres:** con precio del gas de 30 €/MWh alrededor de 11.000 millones de €

### ▶ Terminología

➔ *Peaje = Canon = Tarifa de Acceso*

➔ *Tarifa de último recurso (tarifa de gas y peajes, antes: tarifa integral)*

# Red Básica de gas natural

CNE

Categoría Planificación A

Enero 2011



	Planta de regasificación (en miles de m <sup>3</sup> de gn)		Almacenamiento subterráneo (en Mm <sup>3</sup> (n) gas)
	Planta de regasificación (en proyecto o en construcción)		Almacenamiento subterráneo (en proyec./const.)
	Capacidad de regasificación (miles de m <sup>3</sup> (n)/h)		Capacidad de extracción (en miles m <sup>3</sup> (n)/h de gas)
	Capacidad de regasificación (en proyec./const.)		Estación de compresión
	Yacimiento		Estación de compresión (en proyec./const.)
	Conexión internacional (en miles m <sup>3</sup> (n)/h)		Gasoducto de transporte
			Gasoducto de transporte (en construcción) (fecha de puesta en marcha más allá de 2014 o no definida)



# 1. Introducción

## ● CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA

Escalones de consumo	2011
	Total
<b>Grupo 1 ( Presión &gt;60 bares)</b>	
1.1: Consumo inferior o igual a 200 GWh/año.	1.343.798
1.2: Consumo superior a 200 GWh/año e inferior o igual a 1.000 GWh/año.	17.191.207
1.3: Consumo superior a 1.000 de GWh/año.	120.205.160
<b>TOTAL GRUPO 1</b>	<b>138.740.166</b>
<b>Grupo 2 ( Presión &gt;4 bares y =&lt; 60 bares)</b>	
2.1: Consumo inferior o igual a 500.000 KWh/año.	204.732
2.2: Consumo superior a 500.000 KWh/año e inferior o igual a 5 GWh/año.	2.674.789
2.3: Consumo superior a 5 GWh/año e inferior o igual a 30 GWh/año.	13.037.699
2.4: Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	22.354.451
2.5: Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	55.241.030
2.6: Consumo superior a 500 GWh/año.	42.869.602
<b>TOTAL GRUPO 2</b>	<b>136.382.303</b>
<b>Grupo 2 BIS ( Presión =&lt; 4 bares)</b>	
2.1 bis: Consumo inferior o igual a 500.000 KWh/año.	6.397
2.2 bis: Consumo superior a 500.000 KWh/año e inferior o igual a 5 GWh/año.	842.673
2.3 bis: Consumo superior a 5 GWh/año e inferior o igual a 30 GWh/año.	991.075
2.4 bis: Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	8.587
2.5 bis: Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	
2.6 bis: Consumo superior a 500 GWh/año.	
<b>TOTAL GRUPO 2 BIS</b>	<b>1.848.732</b>
<b>Grupo 3 ( Presión =&lt;4 bares )</b>	
3.1: Consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año	9.068.157
3.2: Consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año.	31.433.668
3.3: Consumo superior a 50.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000 kWh/año.	1.335.085
3.4: Consumo superior a 100.000 kWh/año hasta 1 GWh.	16.887.589
3.5: Consumo superior a 8 GWh/año.	4.084.747
<b>TOTAL GRUPO 3</b>	<b>62.809.246</b>
<b>Grupo 4 ( Interrumpible )</b>	
(Presión > 60 bares)	
4.1.Consumo inferior o igual a 200 GWh/año.	0
4.2.Consumo ia 200 GWh/año.e inferior o igual a 1000 GWh/año.	18.222
4.3:consumo superior a 1000 GWh/año.	12.874.148
( Presión >4 bares y =< 60 bares)	
4.4.Consumo inferior o igual a 30 GWh/año.	10.807
4.5.Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	11.335
4.6:Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	998.836
4.7: Consumo superior a 500 GWh/año.	1.615.986
<b>TOTAL GRUPO 4</b>	<b>15.529.334</b>
Peaje temporal de Materia Prima	6.293.641
Planta satélite para un solo consumidor	12.879.573
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>374.482.995</b>

Escalones de consumo	2011
	Total
<b>Grupo 1 ( Presión &gt;60 bares)</b>	
1.1: Consumo inferior o igual a 200 GWh/año.	18
1.2: Consumo superior a 200 GWh/año e inferior o igual a 1.000 GWh/año.	32
1.3: Consumo superior a 1.000 de GWh/año.	58
<b>TOTAL GRUPO 1</b>	<b>108</b>
<b>Grupo 2 ( Presión &gt;4 bares y =&lt; 60 bares)</b>	
2.1: Consumo inferior o igual a 500.000 KWh/año.	687
2.2: Consumo superior a 500.000 KWh/año e inferior o igual a 5 GWh/año.	1.399
2.3: Consumo superior a 5 GWh/año e inferior o igual a 30 GWh/año.	1.068
2.4: Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	465
2.5: Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	283
2.6: Consumo superior a 500 GWh/año.	40
<b>TOTAL GRUPO 2</b>	<b>3.942</b>
<b>Grupo 2 BIS ( Presión =&lt; 4 bares)</b>	
2.1 bis: Consumo inferior o igual a 500.000 KWh/año.	2
2.2 bis: Consumo superior a 500.000 KWh/año e inferior o igual a 5 GWh/año.	431
2.3 bis: Consumo superior a 5 GWh/año e inferior o igual a 30 GWh/año.	120
2.4 bis: Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	1
2.5 bis: Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	
2.6 bis: Consumo superior a 500 GWh/año.	
<b>TOTAL GRUPO 2 BIS</b>	<b>554</b>
<b>Grupo 3 ( Presión =&lt;4 bares )</b>	
3.1: Consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año	3.652.270
3.2: Consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año.	3.551.639
3.3: Consumo superior a 50.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000 kWh/año.	22.874
3.4: Consumo superior a 100.000 kWh/año hasta 1 GWh.	46.279
3.5: Consumo superior a 8 GWh/año.	257
<b>TOTAL GRUPO 3</b>	<b>7.273.319</b>
<b>Grupo 4 ( Interrumpible )</b>	
(Presión > 60 bares)	
4.1.Consumo inferior o igual a 200 GWh/año.	
4.2.Consumo ia 200 GWh/año.e inferior o igual a 1000 GWh/año.	1
4.3:consumo superior a 1000 GWh/año.	5
( Presión >4 bares y =< 60 bares)	
4.4.Consumo inferior o igual a 30 GWh/año.	
4.5.Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	
4.6:Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	3
4.7: Consumo superior a 500 GWh/año.	2
<b>TOTAL GRUPO 4</b>	<b>11</b>
Peaje temporal de Materia Prima	2
Planta satélite para un solo consumidor	565
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>7.278.501</b>

# 1. Introducción

## ● CARACTERIZACIÓN DE LOS CONSUMIDORES

Consumidores con y sin derecho a TUR en el sector del gas\*

	nº de consumidores		Volumen (MWh)	
Con derecho a TUR	7.203.909	99,05%	40.501.825	10,82%
Sin derecho a TUR	69.410	0,95%	333.981.170	89,18%
TOTAL	7.273.319	100,00%	374.482.995	100,00%

Consumidores a 31 de diciembre de 2011.

## ● CONSUMIDORES CON DERECHO A TUR CON CARÁCTER GENERAL

- **Colectivo:** consumidores conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar y consumo inferior a 50.000 kWh/año (salvo Baleares, que aplica T1, T2, T3 y T4 hasta la llegada del gas natural)
- **TUR**
  - T.1 (Consumo  $\leq$  5.000 kWh/año)
  - T.2 (Consumo  $>5.000$  y  $\leq$  50.000 kWh/año)

## ● Índice

- I. Introducción.*
- II. La retribución de las actividades reguladas del gas natural en España.*
  - 1. La retribución reconocida.*
  - 2. Los peajes y tarifas del sector gasista.*
  - 3. Las liquidaciones.*
- III. La expansión de la red.*
- IV. Conclusiones.*

## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

### ● LEGISLACIÓN

- ▶ *Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, por la que se **regulan las subastas** para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso.*
- ▶ *Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social*
  - *Designación del **comercializador de último recurso** en gas*
- ▶ *Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la **metodología de cálculo de la tarifa de último recurso** de gas natural.*
- ▶ *Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero por el que se regula la **puesta en marcha del suministro de último recurso** en el sector del gas natural (el RD 1068/2007 fue anulado por el Tribunal Supremo).*
- ▶ *RD 197/2010 de 26 de febrero de adaptación a la Ley 25/2009*
- ▶ *Orden ITC/1506/2010 que modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la **metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural**.*
- ▶ *Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.*
- ▶ ***Resolución de 28 de diciembre de 2012**, de la DGPEM, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.*

## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

- **Retribución económica de actividades, Ley de Hidrocarburos (art 91):**
  - ▶ *“Las actividades destinadas al suministro de combustibles gaseosos serán retribuidas económicamente ... con cargo a las tarifas, los peajes y cánones que se determinen por el Gobierno y a los precios abonados por los clientes cualificados, en su caso”*
- **Criterios (art. 92)**
  - ▶ Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas y permitir una razonable rentabilidad
  - ▶ Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación, incentivando una gestión eficaz
  - ▶ No producir distorsiones entre el sistema de suministros en régimen de tarifas (ahora de último recurso) y el de peajes
- **Principios (art. 25 RD 949/2001)**

## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

- El esquema básico del sistema económico:
  1. *Determinación de la retribución reconocida a las actividades reguladas: ¿Cuánto hay que pagar?*
  2. *Elaboración de los peajes y tarifas que han de retribuir las infraestructuras y demás componentes de la tarifa de último recurso. ¿Cuánto hay que cobrar?*
  3. *Cobro de los peajes y tarifas por los servicios prestados. ¿Lo cobrado es lo que hay que pagar a cada uno?*
  4. *Liquidaciones del sistema para que los agentes que desempeñan las actividades reguladas recuperen las retribuciones reconocidas. Ajustes entre cobros y pagos.*

## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

---

1. Cálculo de las retribuciones reconocidas a las actividades reguladas: regasificación, transporte, distribución, almacenamientos subterráneos, etc.
  1. **Remuneración del transporte.**
  2. Remuneración de la distribución.

# Remuneración del transporte

## 1. Para instalaciones nuevas (posteriores al inicio del sistema retributivo año 2002).

*Se retribuye de manera individual cada infraestructura de transporte.*

*Subsisten diversos regímenes retributivos para cada instalación. En general:*

***Retribución = Costes de inversión + Costes de operación y mantenimiento***

***Costes de operación y mantenimiento:*** sobre unos valores unitarios de referencia

***Costes de inversión:*** Coste amortización + Coste retribución financiera (neta de amortización)

*Retribución para Amortización = valor de la inversión partido por la vida útil*

*Retribución por costes financieros = valor neto de la inversión (inversión menos amortización acumulada) por tasa de retribución financiera*

La Tasa de retribución financiera  $T_r$  ha ido variando. Por ejemplo para las instalaciones de transporte posteriores a 2008 (RD 326/2008) es:

- Nuevas instalaciones: [Obligaciones del Estado a 10 años + 375 puntos básicos]
- Instalaciones existentes a 31-Dic-2007: 7,21% para toda la vida útil

TIR nominal objetivo para regasificación en 2007 (después de impuestos, con 50 años de vida útil): WACC + 200 puntos básicos



# Remuneración de la distribución

## 1. Remuneración de los activos de distribución.

*La remuneración inicial se basa en el VALOR DE LIBRO actualizado.*

*La remuneración es actualizada con un índice de precios industriales por un factor de eficiencia*

*La amortización no reduce nunca la remuneración inicial de la compañía distribuidora.*

*Las nuevas inversiones tendrán diferentes tasas de rendimiento (RoR) dependiendo del número de clientes y del gas vendido.*

$$RD_t = RD_{t-1} \times (1 + IPH) \times (1 + \Delta A_{cl < 4} * \Delta F_{cl < 4} + \Delta A_{D < 4} * \Delta F_{D < 4} + \Delta A_{D > 4} * \Delta F_{D > 4})$$

*RD<sub>t</sub>: Remuneration of distribution on year t*

*$\Delta A_{cl < 4}$ : Increment on customers supplied in pipelines below or equal to 4 bar*

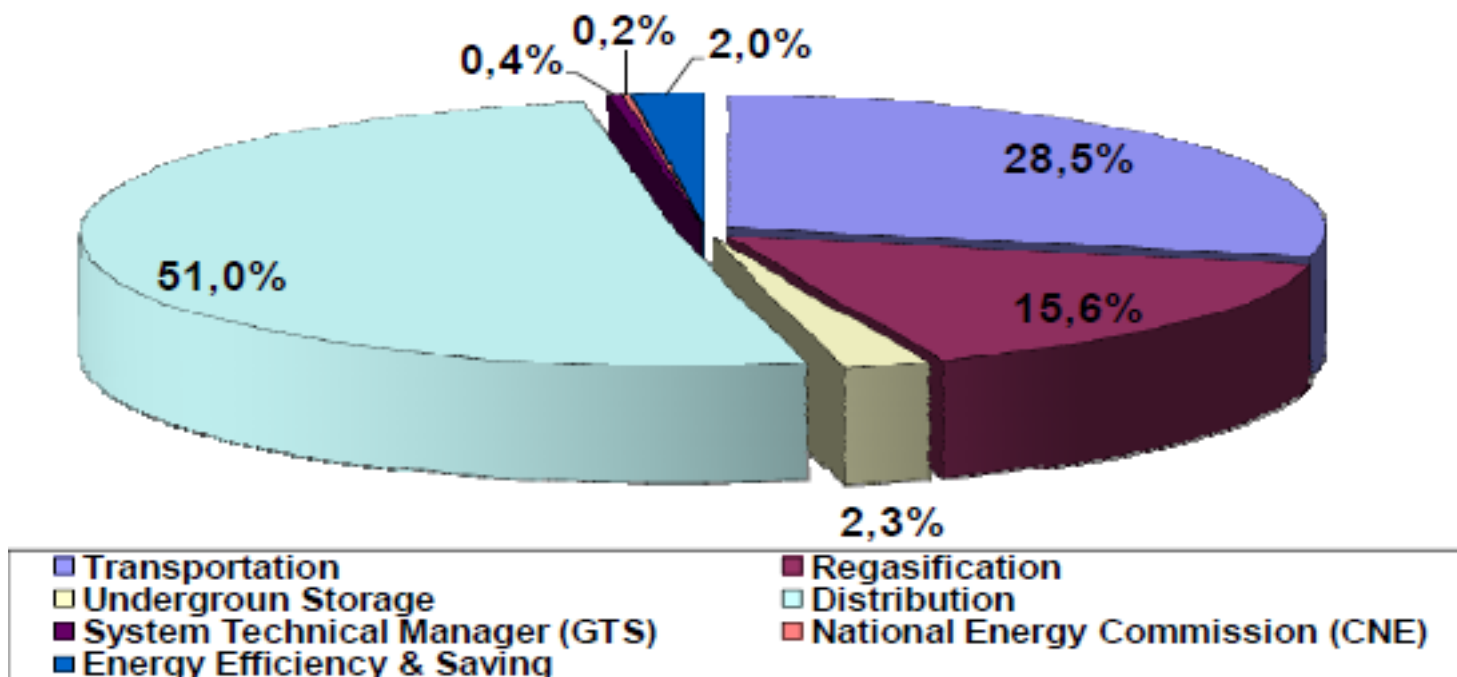
*$\Delta A_{D < 4}$ : Increment on sales supplied in pipelines below equal to 4 bar*

*$\Delta A_{D > 4}$ : Increment on sales supplied in pipelines between 4 bar and y 60 bar  
and  $\Delta F_{cl < 4} = 0,426$ ;  $\Delta F_{D < 4} = 0,142$  y  $\Delta F_{D > 4} = 0,142$ .*

*IPH: index of industrial prices adjusted by a factor of efficiency equal to 0.85*

## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

ESTRUCTURE OF THE REGULATED COSTS  
(Year 2009)



## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

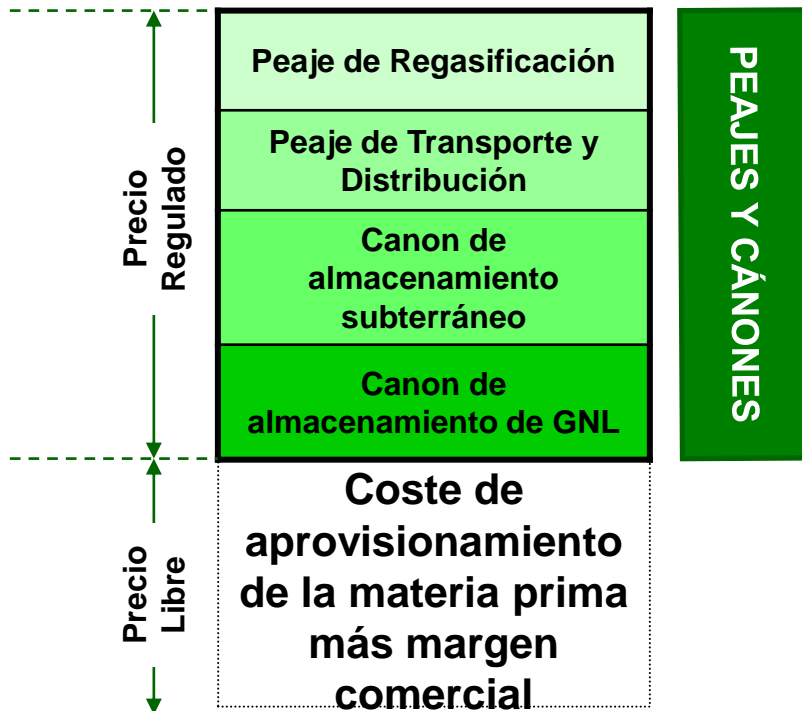
- Pasos para la determinación de los peajes y tarifas:
  1. *Determinación de los peajes (tarifas de acceso)*
    1. Cálculo de las retribuciones reconocidas a las actividades reguladas: regasificación, transporte, distribución, almacenamientos subterráneos, etc.
    2. Estimación de facturación por peajes para cada una de las actividades reguladas; función de: la demanda prevista, factores de carga, capacidades contratadas, desvíos de años previos, etc.
    3. Análisis de la suficiencia recaudatoria: ¿son suficientes los ingresos para cubrir las actividades reguladas?
    4. Establecer variaciones en peajes y cánones que proporcionen ingresos del que permitan cubrir los costes regulados del sistema. Determinación de las variaciones de peajes.
  2. *Determinación del coste de la energía (tarifas de último recurso)*
    1. Determinación del coste del gas
    2. A los peajes (tarifas de acceso) se le añade el coste del gas y se conforma la tarifa de último recurso (antes tarifa integral, total o tarifa de gas)

## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

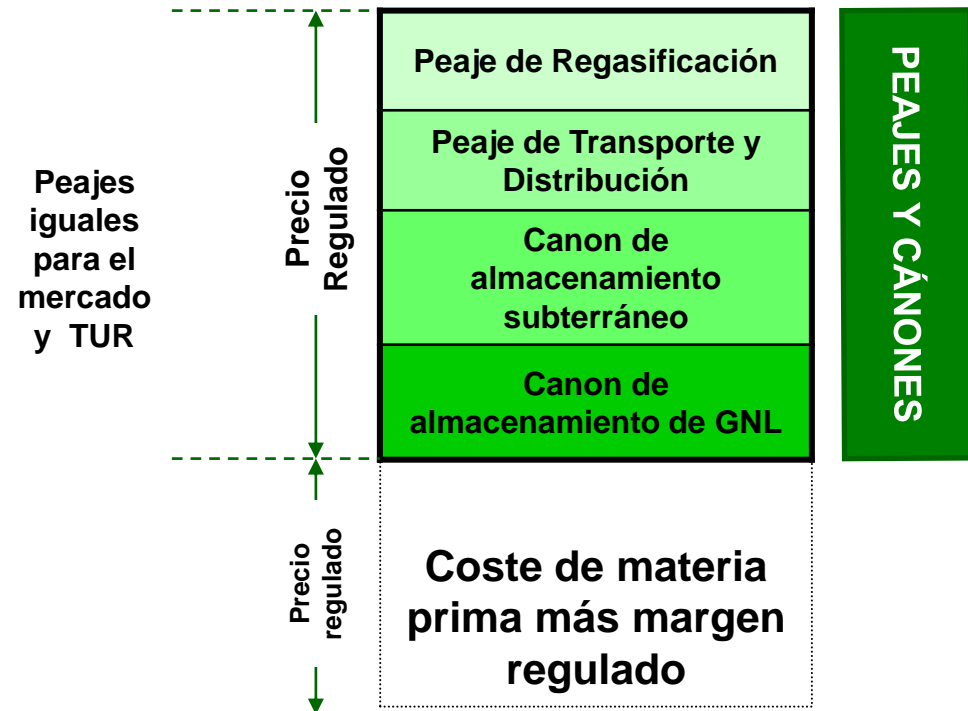
- **El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio determina, mediante Ordenes Ministeriales, las tarifas, peajes y cánones**
- **Los peajes y cánones:**
  - ▶ *Son únicos en todo el territorio nacional*
  - ▶ *Función de la presión y consumo anual en caso de peaje de conducción de T+D*
  - ▶ *Tienen carácter de máximos (descuentos van a cargo a empresa suministradora)*
  - ▶ *No incluyen mermas y autoconsumos*
  - ▶ *Liquidación mensual por CNE de dichos precios regulados*
- **Los precios de peajes y cánones se actualizan anualmente.**
- **Objetivos de las tarifas, peajes y cánones**
  - ▶ *Retribuir las actividades reguladas*
    - ⇒ Asignando de forma equitativa, entre los distintos consumidores, en función de su rango de presión, nivel de consumo y factor de carga
    - ⇒ Incentivar a los consumidores un uso eficaz para fomentar una mejor utilización del sistema gasista
    - ⇒ No producir distorsiones entre el sistema de suministro en régimen de tarifas y el excluido del mismo

## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

**Consumidores que acuden al mercado**



**Consumidores con derecho a tarifa de último recurso (TUR)**



## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

### 1. Cálculo de los peajes y cánones (tarifas de acceso)

- **Ejercicio Tarifario:**

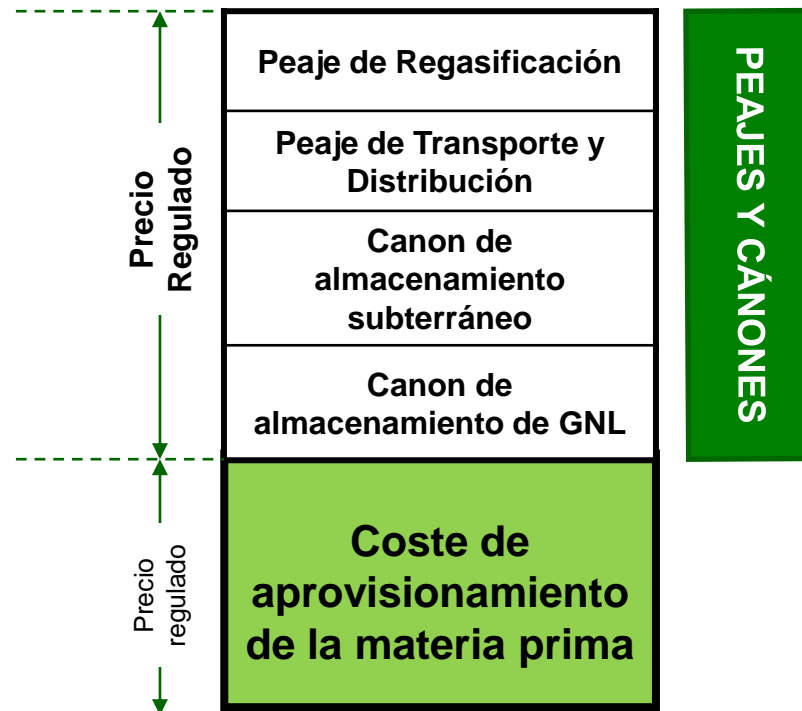
1. *Determinar los costes (retribución reconocida), la demanda prevista y la tarifa media*
2. *Establecer variaciones en tarifas de venta, peajes y cánones que proporcionen ingresos del que permitan cubrir los costes regulados del sistema.*

- **Pasos previos**

- ▶ Petición de información.
- ▶ Previsión de las variables de facturación (consumo, caudal,...)
- ▶ Estimación de los clientes cualificados que efectivamente acudirán al mercado liberalizado
- ▶ % de GNL que abastece al mercado regulado
- ▶ Estimación del coste de materia prima (CMP)
- ▶ Presupuestos Institucionales (GTS, CNE)

## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

**Consumidores con derecho a  
tarifa de último recurso**



Valores no a escala

## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

- **Determinación del coste de la materia prima para tarifa (coste de la materia prima CMP)**

- I. Procedimiento antiguo : hasta junio de 2009*

- ➔ El gas destinado a la tarifa se reparte entre GN y GNL al 50%
- ➔ Coste del gas : Se aplica el procedimiento de cálculo conforme a una cesta de contratos de suministro de gas.

### **Actualización tarifaria del CMP (“Pass through” del CMP a consumidores finales)**

- ▶ El coste unitario de la materia prima (CMP) se calcula cada trimestre, en los meses de enero, abril, julio y octubre
- ▶ **La TARIFA MEDIA se modifica** siempre que el CMP experimente una variación, al alza o a la baja, superior al 2 por 100.
- ▶ Se traslada la variación del CMP a los términos variables de tarifas de venta.
- ▶ La **fórmula** de cálculo del CMP se puede actualizar **anualmente** si se modifican la estructura o condiciones de los aprovisionamientos, simultáneamente con el resto de parámetros



## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

- La fórmula utilizada en la actualización del Cmp se calculaba en función del coste de energías alternativas (medias semestrales):
  - ▶ Gasóleo 0,2% azufre (mercado Génova-Lavera y mercado Ámsterdam/Róterdam/Amberes)
  - ▶ Fuelóleo con contenido max. Azufre 1% (mercado Génova-Lavera y mercado Ámsterdam/Róterdam/Amberes)
  - ▶ Fuelóleo con contenido max. Azufre 3,5% (mercado Génova-Lavera y mercado Ámsterdam/Róterdam/Amberes)

$$Cmp = A + (a + b * GO\_GL + c * GO\_ARA + d * F1\%\_GL + e * F1\%\_ARA + f * F3,5\%\_GL + g * F3,5\%\_ARA) * Cambio$$

*Las ponderaciones (A,a,b,c...h) son constantes*

## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

- **Determinación del coste de la materia prima para tarifa**

- II. Procedimiento nuevo: a partir de junio de 2009. Mediante subastas de gas (Orden ITC/863/2009 de 2 de abril)***

- ➔ Objeto: adquisición del gas por los Comercializadores de Último Recurso (CUR)
- ➔ El precio resultante de la subasta es el precio de referencia para la Tarifa de Último Recurso (TUR).
- ➔ Organizador de la subasta: Operador del Mercado Eléctrico (OMEL)
- ➔ Entidad supervisora de la subasta: CNE
- ➔ Características y volúmenes de los productos publicación Resolución ministerial.
- ➔ Vendedores: cualquier comercializador de gas con licencia (declaración responsable) en España
- ➔ Compradores: comercializadores de último recurso.
- ➔ Sesiones informativas preparatorias por OMEL

## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

- **Determinación del coste de la materia prima para tarifa**
  - II. Procedimiento nuevo: a partir de junio de 2009. Mediante subastas de gas (Orden ITC/863/2009 de 2 de abril) (Cont.)***
    - ➔ Reglas de la subasta y contrato marco de suministro: Resolución ministerial.
    - ➔ Plazos y ensayos de la subasta determinados.
    - ➔ Dos tarifas: TUR 1 para consumos < 5.000 kWh; TUR2 para consumos < 50.000 kWh
    - ➔ Productos a subasta:
      - Gas de base: 400 GWh/mes de julio 2010 a junio 2011
      - Gas de invierno: nov 2010.- 300 GWh; dic 2010 a feb 2011.- 1.000 GWh; marzo.- 400 GWh
    - ➔ Punto de entrega: AOC.
    - ➔ Subasta de “reloj de precio descendente”

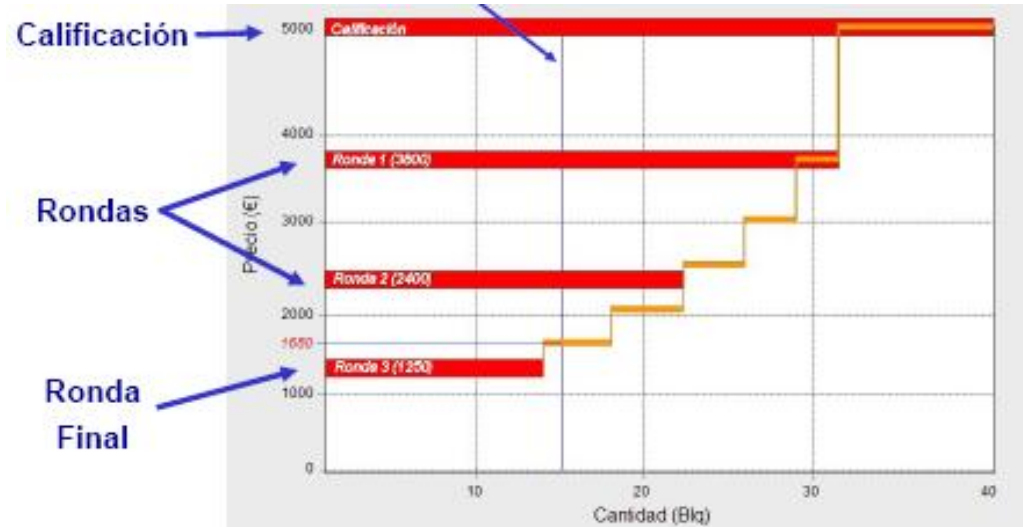
## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

### Subasta para parte del gas del Suministro de Último Recurso

- ▶ **Subasta de reloj descendente para la adquisición de gas natural que se utilizará como referencia en la fijación de la Tarifas de Último Recurso.**

#### Por definir:

- *Productos a subastar (base, invierno, modulado).*
- *Cantidades a adquirir.*
- *Fórmula de precios asociada a cada producto.*
- *Precios de salida.*
- *Fecha de celebración de la subasta.*



## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

- **Determinación del coste de la materia prima para tarifa**
  - II. Procedimiento nuevo: a partir de junio de 2009. Mediante subastas de gas (Orden ITC/863/2009 de 2 de abril) (Cont.)*

El coste de la materia prima  $C_n$  se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$C_n(\text{cts / kWh}) = C_{0n} \times (1 + \text{PRQ}) \times (1 + \text{MERM})$$
$$C_{0n} = \alpha \times \left[ \beta_{SI} \times \frac{(P_{in} - B_n)}{(1 + m_R + m_T)} + (1 - \beta_{SI}) \times RI_n \right] + (1 - \alpha) \times \left[ \beta_{SB} \times \frac{(P_{bn} - A_n)}{(1 + m_R + m_T)} + (1 - \beta_{SB}) \times RB_n \right]$$

## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

Donde:

$\alpha$ : ponderación del coste de aprovisionamiento de gas de invierno, en relación al total de gas de invierno y gas de base, que se establece igual a 0,4.

$\beta_{SI}$ : ponderación del precio del gas de invierno resultante de la subasta. Su valor es de 0,3.

$\beta_{SB}$ : ponderación del precio del gas de base resultante de la subasta. Su valor es de 0,3.

$P_{in}$  y  $P_{bn}$ : son los precios de los productos de gas de invierno y gas de base definidos en la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 19 de mayo de 2009, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010. Estas referencias de precio se sustituirán por los precios que resulten de posteriores subastas que se realicen en aplicación de la Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, por la que se regulan las subastas

para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso. En el caso de que alguno de los precios anteriores incluya una fórmula de revisión en la que intervengan promedios de cotizaciones de crudo o productos derivados o de divisas, ésta se calculará considerando, para el mes anterior a la entrada en vigor, exclusivamente las cotizaciones publicadas hasta el día 20 del mes, inclusive.

$A_n$  y  $B_n$ : son los peajes hasta el AOC, que están implícitos en los precios  $P_n$  y  $P_{bn}$ . Sus valores se determinarán de acuerdo con las fórmulas establecidas en la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 19 de mayo de 2009, utilizando los valores absolutos de los distintos términos de los peajes en vigor, en lugar de sus incrementos. Estos peajes implícitos en los precios de los productos subastados se sustituirán por los que correspondan a los productos de posteriores subastas, que se realicen en aplicación de la Orden ITC/863/2009, de 2 de abril.

$RI_n$ : precio de referencia, expresado en cent€/kWh, para aprovisionamientos de gas de invierno que se determina a partir de la siguiente fórmula:

$$RI_n = 0,5 \times HH_n + 0,5 \times NBP_n$$

Donde:

$HH_n$ : media de las cotizaciones del Henry Hub para entregas en los doce meses siguientes al inicio del trimestre "n", publicadas por el Nymex (New York Mercantile Exchange). Se tomarán las cotizaciones de cierre desde el día 6 al día 20 del mes anterior al trimestre "n", ponderadas de acuerdo con la fórmula que se indica a continuación. Las cotizaciones de cada uno de los días se convertirán de dólares por millón de BTU, a cent€/kWh utilizando el tipo de diario, o el del último día disponible, publicado por el Banco Central Europeo, y un factor de conversión de 293,07 kWh/MBtu:

$$HH_n = \sum_{k=1}^{12} \lambda_k \times HH_k$$

Donde:

k: son 12 meses a partir del primer mes del trimestre "n" de referencia.

$HH_k$ : es la cotización del futuro con entrega en el mes k. En caso de que no exista se tomará la del último mes disponible.

$\lambda_k$ : es el factor de ponderación del mes k.

	enero	febrero	marzo	abril a octubre	noviembre	diciembre
$\lambda_k$	0,2727	0,2727	0,1092	0	0,0727	0,2727

$NBP_n$ : media de las cotizaciones del National Balancing Point (NBP) del Reino Unido para entregas en los doce meses siguientes al inicio del trimestre "n", publicadas por el Intercontinental Exchange (ICE) "UK Natural Gas (monthly)". Se tomarán las cotizaciones de cierre desde el día 6 al día 20 del mes anterior al trimestre "n", ponderadas de acuerdo con la fórmula que se indica a continuación. Las cotizaciones de cada uno de los días se convertirán de pence/therm a cent€/kWh utilizando el tipo de cambio diario, o el del último día disponible, publicado por el Banco Central Europeo, y un factor de conversión de 29,307 kWh/therm.

$$NBP_n = \sum_{k=1}^{12} \lambda_k \times NBP_k$$

Donde:

k y  $\lambda_k$ : son los parámetros definidos en el apartado anterior.

$NBP_k$ : es la cotización del futuro con entrega en el mes k. En caso de que no exista se tomará la del último mes disponible.

$RB_n$ : precio de referencia, expresado en cts€/kWh, para el aprovisionamiento de gas de base que se determina a partir de la siguiente fórmula:

$$RB_n = \frac{(0,710093 + 0,027711 \times Brent_n)}{E_n}$$

$Brent_n$ : media semestral expresada en \$/barril de las cotizaciones del crudo Brent en el semestre anterior al trimestre de referencia "n". Para su cálculo se utilizarán las medias mensuales expresadas en \$/Bbl y publicadas en el "Platts Oilgram Price Report" o en el "Platts nPLCrude". En ausencia de valores mensuales publicados, se tomará la media diaria de las cotizaciones baja y alta del "Brent Dated" publicada diariamente en el "Platts POM" o "nPLCRUDE". Para el último mes se tomarán las cotizaciones correspondientes a los días 1 a 20 inclusive.

$E_n$ : 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. Para el último mes del periodo se considerarán exclusivamente las cotizaciones del día 1 al 20 inclusive.

MERM: coeficiente de mermas se determinará de acuerdo con la siguiente fórmula, en la que se utilizan parámetros definidos en el artículo anterior:

$$MERM = m_D + m_T + m_R \%GNL$$

PRQ: prima por riesgo de cantidad, calculada de acuerdo con lo establecido en el artículo 9.

## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

- **Determinación del coste de la materia prima para tarifa**
  - II. Procedimiento nuevo: a partir de junio de 2009. Mediante subastas de gas (Orden ITC/863/2009 de 2 de abril) (Cont.)***

*En definitiva:*

*El coste del gas de invierno es el resultado de ponderar 30% del precio resultado de la subasta y 70% de precio de referencia (precio de los futuros de gas en el NBP y Henry Hub).*

*El coste de gas de base es el resultado de ponderar el 30% del precio resultante de la subasta y el 70% del precio de referencia del gas de base (precio dependiente del petróleo Brent y del cambio €/€ )*

- ➔ *La orden ITC/1506/2010 modificó estos porcentajes haciéndolos iguales al 50%*

## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

### ● COMPONENTES DE LA TUR. RESUMEN

#### ➤ Características

- ✓ Únicas a nivel nacional
- ✓ precio máximo y mínimo (Propuesta de RD).
- ✓ Binomiales (término fijo por cliente y término variable por consumo)

#### ➤ Componentes:

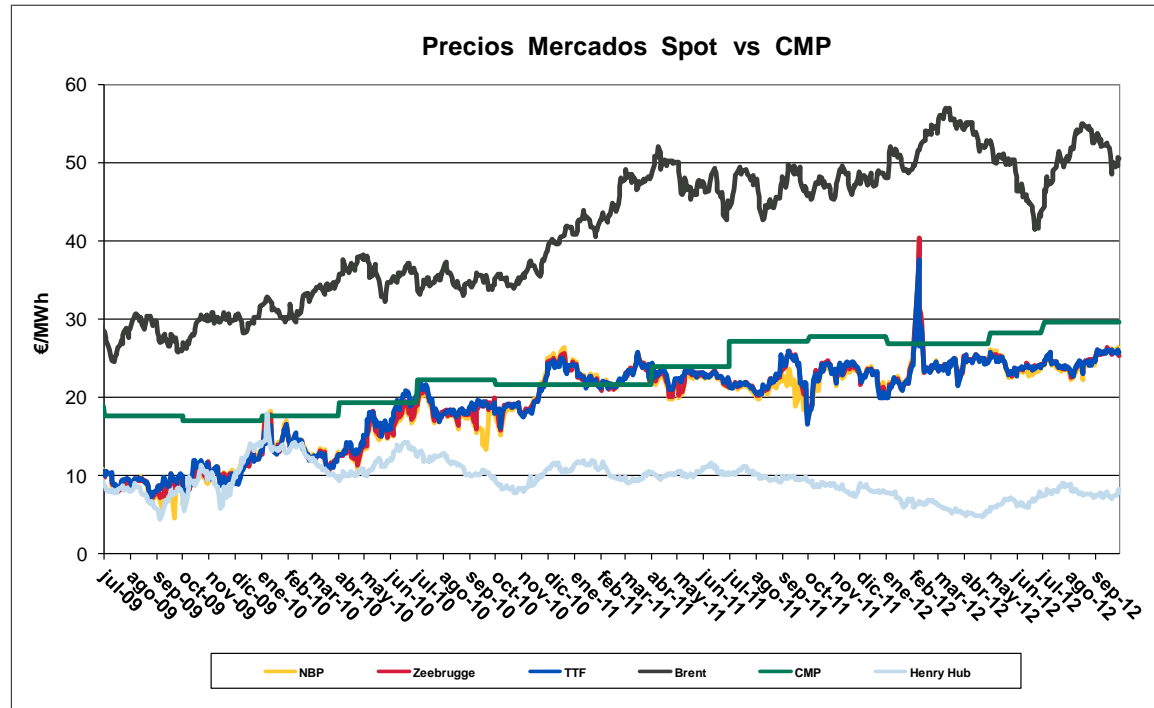
- ✓ Peajes y cánones de acceso
- ✓ Margen de comercialización
- ✓ Coste del gas: determinado a partir de las subastas de energía a plazo de dos productos (base e invierno) , las cotizaciones del gas en el Henry Hub (HH) y el National Balancing Point (NBP) y la cotización del brent y el tipo de cambio. Incluye una prima de riesgo de 3,6%.

#### ➤ Actualización:

- ✓ Cada vez que se actualicen los peajes y cánones (normalmente con carácter anual)
- ✓ Componente de energía se revisará con carácter trimestral siempre que la variación sea superior al 2%.



## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista



**NBP** (National Balancing Point): precio del gas en el mercado spot del Reino Unido  
**Zeebrugge**: precio del gas en el mercado a corto plazo de Bélgica  
**TTF** (Title Transfer Facility): precio del gas en el mercado spot de Holanda  
**CMP**: Coste de la Materia Prima para el mercado a tarifa en España, en posición CIF  
**HH** (Henry Hub): precio del gas en el mercado spot de Estados Unidos  
**Brent**: cotización del crudo Brent  
A efectos comparativos, todos los precios se muestran en €/MWh

## 2. La retribución de las actividades reguladas del sector gasista

- **Actividades liquidables:**
  - ▶ Recepción, almacenamiento y regasificación del gas natural licuado (GNL), incluyendo las instalaciones de carga de cisternas de GNL
  - ▶ Almacenamiento
  - ▶ Transporte
  - ▶ Distribución
  - ▶ Actividades retribuidas con cuotas incluidas en tarifas, peajes y cánones
- **Actividades no liquidables**
  - ▶ Gestión de compra – venta de gas
  - ▶ Coste de la materia prima
  - ▶ Suministro de gas a tarifa
- **Procedimiento de liquidaciones**
  - ▶ La CNE debe efectuar la liquidación de las actividades liquidables

## ● Índice

- I. Introducción.*
- II. La retribución de las actividades reguladas del gas natural en España.*
  - 1. La retribución reconocida.*
  - 2. Los peajes y tarifas del sector gasista.*
  - 3. Las liquidaciones.*
- III. La expansión de la red.*
- IV. Conclusiones.*

### 3. La expansión de la red

- **Desarrollo de infraestructuras en base a una Planificación centralizada vinculante** que establece requisitos mínimos en infraestructuras de:
  - ✓ Red de Transporte
  - ✓ Capacidad de regasificación
  - ✓ Almacenamiento que garanticen las reservas estratégicas
- Criterios de diseño
  - ✓ Cubrir la demanda convencional y del sector eléctrico simultáneamente
  - ✓ Fallo de una de las entradas al sistema. Criterio n-1.
  - ✓ Capacidad de entrada al sistema un 10% superior a la demanda pico.
- Los **transportistas proponen** el desarrollo de nuevas infraestructuras al **gestor técnico del sistema**, Enagas. El GTS, teniendo en cuenta sus previsiones de demanda a 10 años, y la necesidad de las infraestructuras realiza una propuesta al Ministerio. El **Ministerio evalúa** la idoneidad de cada una de las infraestructuras en relación a criterios de seguridad, eficiencia, costes, y **aprueba la planificación**. Los agentes que operan en el sistema gasista son preguntados sobre la misma
- **Los transportistas pueden solicitar al Ministerio la construcción de las infraestructuras incluidas en la Planificación.**

### 3. La expansión de la red

#### Agentes que participan en el proceso de planificación

GOBIERNO: ejercer las facultades de planificación en materia de hidrocarburos

CCAA: ejercer en el ámbito de sus respectivas competencias la planificación en coordinación con la realizada por el Gobierno

GESTOR TÉCNICO: proponer al Ministerio de Economía el desarrollo de la Red Básica de gas natural y la ampliación y / o extensión de los almacenamientos

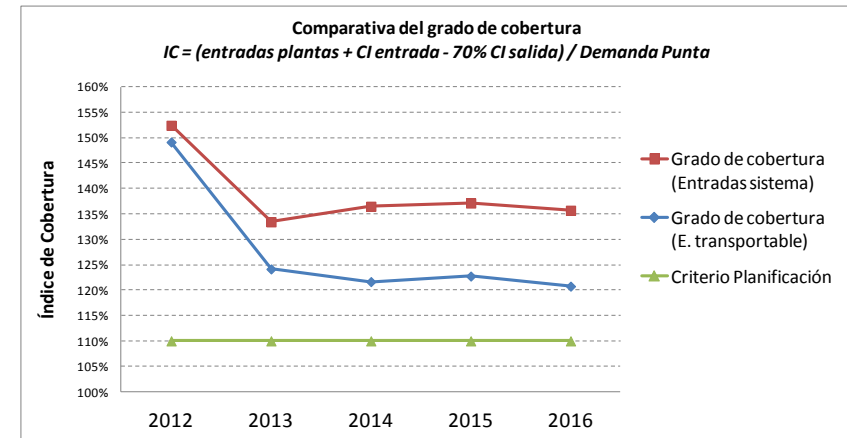
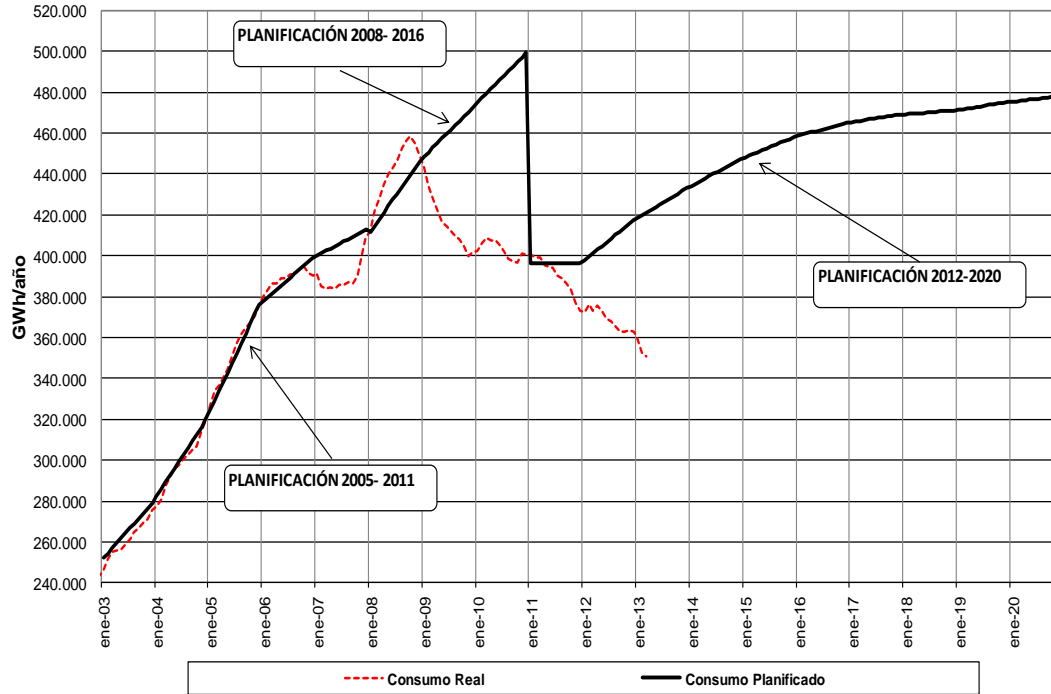
#### Responsabilidad de los agentes en el proceso de planificación:

CNE: participar mediante propuesta o informe en el proceso de planificación

TODOS: suministrar la información necesaria al GTS para que realice su propuesta de desarrollo de la red

# 3. La expansión de la red

**Evolución Consumo Total Nacional en Año Movil**



## ● Índice

- I. Introducción.*
- II. La retribución de las actividades reguladas del gas natural en España.*
  - 1. La retribución reconocida.*
  - 2. Los peajes y tarifas del sector gasista.*
  - 3. Las liquidaciones.*
- III. La expansión de la red.*
- IV. Conclusiones.*

- El esquema básico del sistema económico y de tarifas de gas consistente en:
  1. *Determinación de la retribución reconocida a las actividades reguladas conforme a la normativa.*
  2. *Elaboración de los peajes y tarifas que han de retribuir las infraestructuras y demás componentes de la tarifa de último recurso.*
  3. *Cobro de los peajes y tarifas por los servicios prestados.*
  4. *Liquidaciones del sistema para que los agentes que desempeñan las actividades reguladas recuperen las retribuciones reconocidas*
- Junto con una planificación centralizada realizada por el Gobierno ha conseguido atraer un gran número de inversiones en el sector.
- Sin embargo, la expansión óptima de infraestructuras que suministre una determinada demanda es un ejercicio complejo. El arte consiste en lograr un sistema que permita un suministro seguro, con las adecuadas inversiones, y sin incurrir en sobrecostes.