



TESIS DE GRADO
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Energía Sin Barreras

Autor: Hernán Polverini

Leg. 44190

Tutor: Juan Rosbaco

Resumen

La regulación argentina en materia energética ha conseguido desligar los precios domésticos de los precios internacionales. En este trabajo se analiza la regulación de precios de petróleo y gas entre el 2000 y el 2008. Luego, comparando dos casos de estudio (un Caso Base con precios reales y un Caso Propuesto con precios no regulados) se calculan las pérdidas o ganancias de los distintos actores: oferta, demanda y Estado. De este modo, se estima que la demanda tiene un beneficio a lo largo del período de estudio de aproximadamente 46,000 MMUSD (~5,700 MMUSD al año) de los cuales la oferta aporta un ~29,000 MMUSD (64%) y el Estado los restantes ~17, MMUSD (36%). En relación al PBI, el beneficio de la demanda representa un 2.4%.

Summary

Oil and gas regulation in Argentina has led to a gap between domestic and international prices. This study compares two cases (one Base Case with actual market prices and one Proposed Case with non-regulated prices) to determine which market players (supply, demand or Government) had benefit from these policies. As a result, the consumer Take is estimated as roughly 46 billion dollars (~5.7 billion dollars a year) from 2000 to 2008 (approximately 2.4% of the GDP). This benefit was made possible by reducing supply Take 29 billions dollars and Government Take 17 billion dollars.

Tabla de Contenidos

1. RESUMEN Y CONCLUSIONES.....	2
2. MATRIZ ENERGÉTICA PRIMARIA EN ARGENTINA	8
2.1. Definiciones.....	8
2.2. Introducción	8
2.3. Energía Hidráulica	10
2.3.1. Descripción	10
2.3.2. Energía Primaria Hidráulica	10
2.4. Energía Nuclear.....	11
2.4.1. Descripción	11
2.4.2. Energía Primaria Nuclear.....	13
2.5. Gas natural	14
2.5.1. Descripción	14
2.5.2. Energía Primaria del Gas Natural	15
2.6. Petróleo	16
2.7. Carbón Mineral.....	17
2.8. Resto.....	17
2.9. Matriz Energética 2008	18
3. MERCADO DEL PETRÓLEO EN ARGENTINA	20
3.1. Resumen y Conclusiones	20
3.2. Definiciones.....	23
3.3. Análisis de la Oferta	25
3.3.1. Caso Base – Con Valores Reales	26
3.3.2. Caso Propuesto – Según Valores Internacionales	26
3.4. Análisis de la Demanda	27
3.4.1. Caso Base – Con Valores reales	27
3.4.2. Caso Propuesto – Según Valores Internacionales	28
3.5. Análisis del Estado Nacional	28
3.5.1. Caso Base – Con Valores reales	30
3.5.2. Caso Propuesto – Según Valores Internacionales	31
3.6. Precios Caso Base – Según Valores Reales.....	32
3.6.1. Precios Locales	32
3.6.2. Precios de Exportación	33
3.7. Precios Caso Propuesto – Según Valores Internacionales.....	36
3.7.1. Precios locales	36
3.7.2. Precios de Exportación	37

3.8. Volúmenes de la Oferta Local	37
3.9. Volúmenes de la Balanza Comercial.....	38
3.9.1. Exportaciones	38
3.9.2. Importaciones	39
3.10. Volúmenes de la Demanda Local	39
4. MERCADO DE GAS EN LA ARGENTINA.....	42
4.1. Resumen y Conclusiones	42
4.2. Definiciones.....	45
4.3. Análisis de la Oferta	47
4.3.1. Caso Base – Según Valores reales	48
4.3.2. Caso Propuesto – Según Valores Internacionales	48
4.4. Análisis de la Demanda	49
4.4.1. Caso Base – Según Valores reales	50
4.4.2. Caso Propuesto – Según Valores Internacionales	51
4.5. Análisis del Estado Nacional	51
4.5.1. Caso Base – Según Valores reales	54
4.5.2. Caso Propuesto – Según Valores Internacionales	55
4.6. Precios Caso Base – Según Valores Reales.....	55
4.6.1. Precios Locales	55
4.6.2. Tarifas Locales Industriales	58
4.6.3. Tarifas Locales de Residenciales.....	59
4.6.4. Tarifas Locales de GNC y Generación.....	62
4.6.5. Precios Exportación	64
4.6.6. Precios de Importación	66
4.7. Precio Caso Propuesto – Según Valores Internacionales	67
4.7.1. Precios Locales	67
4.7.2. Precios Exportación	68
4.7.3. Precios de Importación	69
4.8. Volúmenes de la Oferta Local	69
4.9. Volúmenes de la Balanza Comercial.....	71
4.9.1. Exportaciones	71
4.9.2. Importaciones	72
4.10. Volúmenes de la Demanda Local	73
ANEXO	78
I. Mercado de Crudo	78
I.1 Análisis de la Oferta.....	78
I.2 Análisis de la Demanda	79
I.3 Análisis del Estado Argentino	81

Energía Sin Barreras

2009

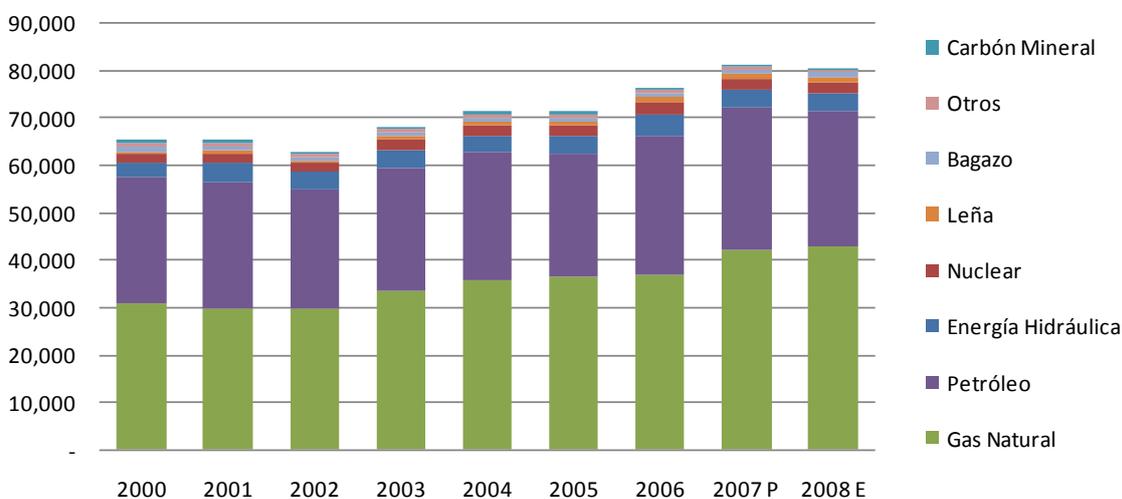
II.	Mercado de Gas.....	83
II.1	Análisis de la Oferta.....	83
II.2	Análisis de la Demanda	84
II.3	Análisis del Estado.....	85
III.	Cuencas sedimentarias en Argentina	87
IV.	Crudos en Argentina	91
V.	Abreviaturas y Siglas	93
VI.	Fuentes y Bibliografía.....	94

1. RESUMEN Y CONCLUSIONES

Durante los primeros años de la década de los ochenta Argentina pasó a formar parte del selecto grupo de países que conseguían autoabastecerse de energía. Sin embargo, los últimos años de nuestra historia muestran un país que encuentra cada vez más difícil mantener la autonomía en el abastecimiento energético. Las razones son simples; por un lado la producción de gas y petróleo disminuye por la falta de inversión, por el otro, la demanda (insensible al costo real de la energía) sigue aumentando. Todo esto lleva al sistema a estar cada vez más ajustado.

A lo largo de este trabajo se analiza el impacto económico para los distintos actores (oferta, demanda y Estado) de haber aplicado políticas de regulación de precios en materia energética entre 2000 y 2008. Con esto se busca comprender quiénes, y en qué magnitud, resultaron beneficiados o perjudicados por la aplicación de políticas regulatorias.

Evolución del Consumo Interno de Energía Primaria (kTep)



Fuente: Secretaría de Energía.

Nota: Los valores de 2007 son preliminares publicado por la S.E.

Los valores de 2008 son estimación propia, no incluyen variación de inventarios

Figura 1.1: Evolución del Consumo de Energía Primaria.

El Capítulo 2 estudia la matriz energética primaria Argentina. Se introduce al lector al mundo de la energía haciendo un paneo por las diferentes fuentes de energía de nuestro país. Con esto se pone en evidencia el papel preponderante del petróleo y el gas en nuestra economía tal como se expone en la Figura 1.1.

El Capítulo 3 analiza el mercado del petróleo. Se plantean dos casos de estudio (a) un Caso Base con precios locales regulados y derechos de exportación (“retenciones”) y (b) un Caso Propuesto con precios internacionales y sin derechos de exportación. Al comparar ambos casos se determina qué actores (oferta, demanda o Estado) se ven beneficiados o perjudicados por las políticas adoptadas durante los ocho años de estudio.

El Capítulo 4 aplica la misma línea de análisis del Capítulo 3 al gas natural. Nuevamente se compara un Caso Base contra un Caso Propuesto para cuantificar las pérdidas y los beneficios de los distintos actores.

Los resultados obtenidos en los capítulos 3 y 4 se muestran resumidos en la Figura 1.2.

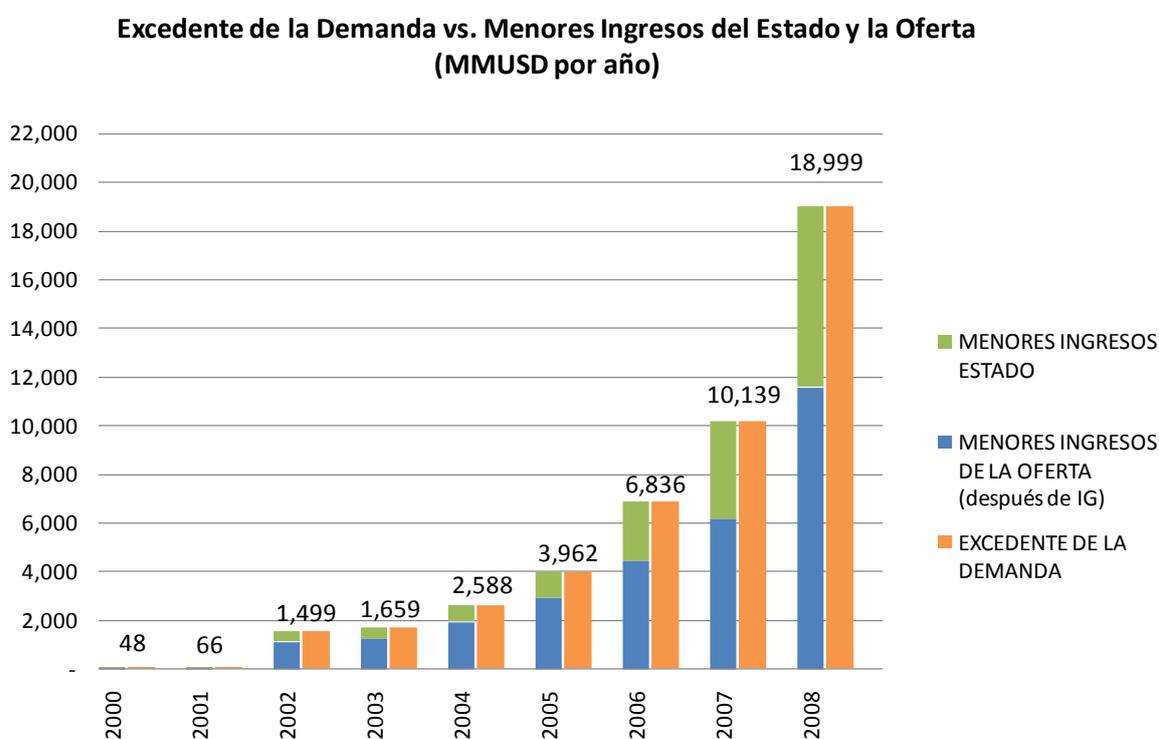


Figura 1.2: Comparación del excedente de la demanda contra los menores ingresos de la oferta y el estado.

Conclusiones:

1) Como resultado de la regulación de precios la demanda obtiene un beneficio por pagar precios inferiores a los estándares internacionales. Este beneficio (i.e. excedente de la demanda) es financiado tanto por el Estado como por la oferta. **En 2008 el excedente de la demanda alcanza a un máximo anual cercano a los 19,000 MMUSD, valor que representa cerca del 6% del PBI del mismo año.**

2) El **beneficio total para la demanda a lo largo del período 2000-2008 es de ~46,000 MMUSD (2.4 % del PBI para el mismo período)** de los cuales la oferta aporta ~29,000 MMUSD y el Estado los restantes 17,000 MMUSD.

3) En promedio anual, la demanda argentina de petróleo y gas obtiene un beneficio de 5,724 MMUSD. Para financiar este subsidio indirecto (que en este trabajo se denomina excedente de la demanda) hizo falta que la oferta y el estado medraran sus ingresos potenciales anuales en 3,672 y 2,052 MMUSD respectivamente (Ver Tabla 1.1).

Evolución del excedente de la demanda

Valores en MMUSD

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL	Promedio año
PBI a precio de mercado	284,204	268,697	99,218	127,571	152,232	181,993	212,769	260,765	328,214	1,915,662	239,458
Excedente de la Demanda (Subsidio encubierto)	48	66	1,499	1,659	2,588	3,962	6,836	10,139	18,999	45,796	5,724
Petróleo	(46)	(77)	639	785	1,636	3,008	4,499	5,802	10,708	26,953	3,369
Gas	94	143	860	874	952	954	2,337	4,337	8,291	18,843	2,355
Δ Ingresos Oferta	(27)	(38)	(1,093)	(1,231)	(1,913)	(2,916)	(4,431)	(6,164)	(11,565)	(29,379)	(3,672)
Petróleo	26	44	(602)	(731)	(1,344)	(2,332)	(2,997)	(3,661)	(6,758)	(18,355)	(2,294)
Gas	(54)	(82)	(492)	(500)	(569)	(584)	(1,434)	(2,503)	(4,807)	(11,025)	(1,378)
Δ Ingresos Estado	(20)	(28)	(405)	(428)	(675)	(1,046)	(2,405)	(3,974)	(7,435)	(16,416)	(2,052)
Petróleo	20	33	(37)	(54)	(292)	(675)	(1,502)	(2,140)	(3,950)	(8,598)	(1,075)
Gas	(40)	(61)	(368)	(374)	(383)	(370)	(903)	(1,834)	(3,484)	(7,818)	(977)

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 1.1: Evolución del excedente de las demanda. En 2008 alcanza los 18,999 MMUSD.

4) Es interesante notar que el “ahorro” de la demanda representa, en promedio, cerca de 2.4% del PBI anual, y el “sacrificio fiscal” es del 0,9% del PBI. Una discusión que plantean estos números, pero que escapa al análisis de este trabajo, es determinar los beneficios o perjuicios sectoriales y para el conjunto que generaron estas políticas.

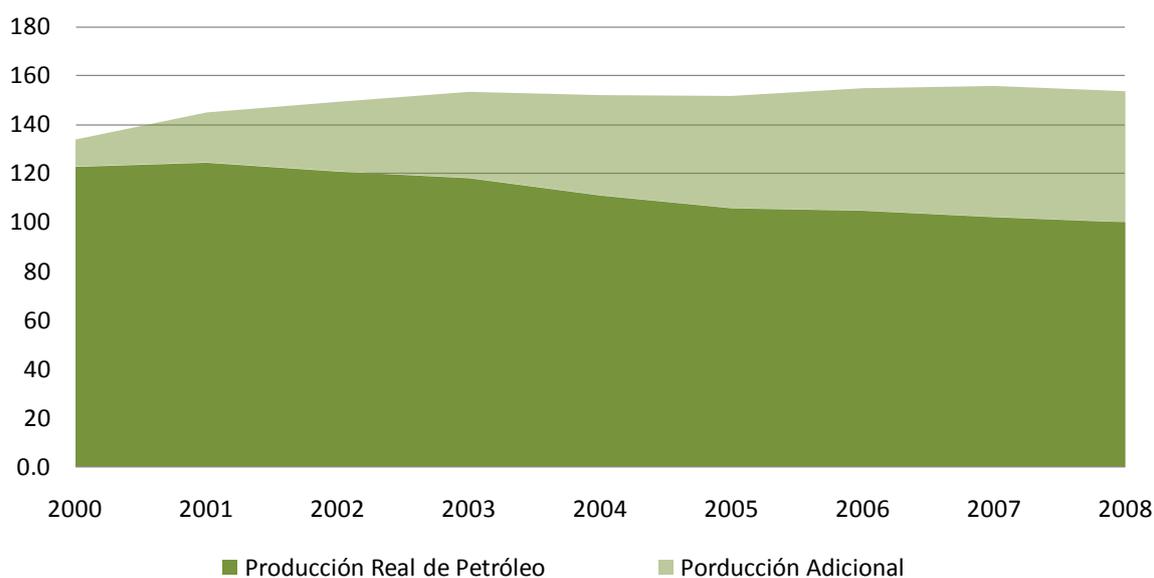
5) Por el lado de la demanda, los menores precios posibilitaron tener combustibles y energía eléctrica de bajo costo, impactando en forma positiva en la reactivación económica luego de la crisis del 2001. Por el lado de la oferta, la falta de remuneración seguramente desincentivó la inversión provocando un problema de mediano y largo plazo en el

abastecimiento energético. Para entender qué significan 3,672 MMUSD por año para la industria (la oferta) se muestran a continuación algunas estimaciones.

3,672 MMUSD (2,294 en petróleo y 1,378 en gas natural) entre 2000 y 2008 son aproximadamente:

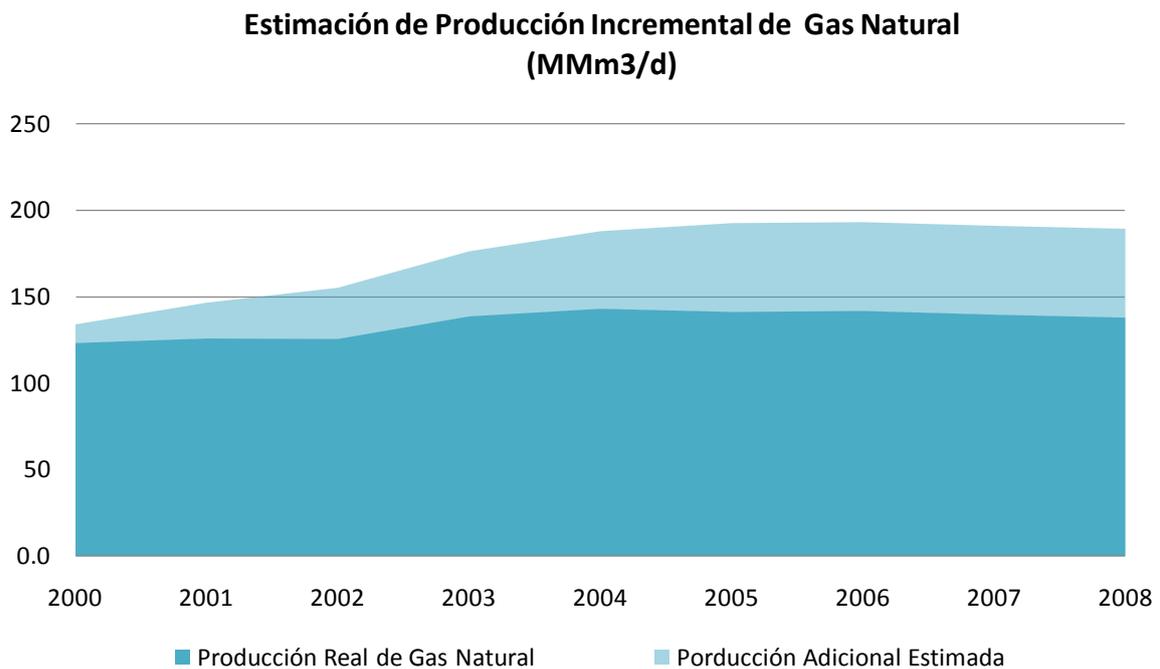
- Cerca de 900 pozos de petróleo perforados por año.
- Cerca de 700 pozos de gas perforados por año.
- Más de 115 equipos de perforación funcionando todo el año
- Un incremento en la producción de petróleo del año 2008 de más del 50% (Ver Figura 1.3).
- Un incremento en la producción de gas natural del año 2008 de más del 35% (Ver Figura 1.4)
- Cerca de 4,300 puestos de trabajo directos en la industria del upstream.

Estimación de Producción Incremental de Petróleo (Mm3/d)



Premisas Prod. adicional: ~900 pozo por año (80% de éxito). Prod inicial 15 m3/d. Declinación 15% durante 7 años.

Figura 1.3: Estimación de incremento de producción de petróleo con inversiones adicionales de 2,294 MMUSD por año.



Premisas Prod. adicional: ~700 pozo por año (80% de éxito). Prod inicial 20 000 m3/d. Declinación 10% durante 6 años.

Figura 1.4: Estimación de incremento de producción de gas natural con inversiones adicionales de 1,378 MMUSD por año

2. MATRIZ ENERGÉTICA PRIMARIA EN ARGENTINA

2.1. Definiciones

A continuación se dan una serie de definiciones básicas para poder comprender los temas que se desarrollan en este capítulo.

Energía

La física define la energía como la capacidad para realizar un trabajo. En tecnología y economía, energía se refiere a un recurso natural y la tecnología asociada para explotarla y hacer un uso industrial o económico del mismo.

En este trabajo tomaremos la definición tecnológico-económica de energía. Es decir, cuando se haga referencia a la energía se estará haciendo referencia a la transformación de recursos naturales (renovables o no renovables) para explotarlos con el objetivo de generar valor económico.

Fuentes de Energía

Las fuentes de energía son aquellas que producen energía útil directamente o por medio de una transformación. Éstas se clasifican en dos tipos: primarias y secundarias.

Energía primaria

La energía primaria corresponde a las distintas fuentes de energía tal y como se obtienen de la naturaleza; ya sea en forma directa, o después de un proceso de extracción. Este tipo de energía se utiliza como insumo para obtener productos secundarios o se consume en forma directa, como es el caso de la leña y el bagazo de caña.

Energía Secundaria

Son los diferentes productos energéticos (no presentes en la naturaleza como tales) que son derivados de energías primarias en los distintos centros de transformación, con la finalidad de hacerlas más aptas a los requerimientos del consumo.

2.2. Introducción

La matriz energética primaria establece las diferentes fuentes energéticas de las que dispone un país, indicando la importancia relativa de cada una de estas.

En la Tabla 2.1 se muestra la matriz energética argentina de 2007 publicada por la Secretaría de Energía en Octubre de 2008 (Secretaría de Energía, 2007). La matriz Argentina está basada primordialmente en combustibles fósiles. En los últimos 35 años el petróleo y el gas

natural representaron casi el 90% de la energía primaria del país, aunque sus proporciones han variado a lo largo del tiempo.

Como se muestra en la Tabla 2.1, en nuestro país las fuentes de energía primaria se pueden agrupar en:

- Hidráulica
- Nuclear
- Gas Natural
- Petróleo
- Carbón Mineral
- Leña
- Bagazo
- Otros

Matriz Energética Primaria 2007

Valores en kTep

Año 2007 en kTep	Producción	Importación	Exportación	Variaiones, Ajustes y Perdiadas	Consumo Interno	
Energía Hidráulica	3,500	-	-	(1)	3,499	4%
Nuclear	-	1,516	-	656	2,172	3%
Gas Natural	42,324	1,615	(1,033)	(618)	42,288	52%
Petróleo	32,945	40	(2,922)	124	30,187	37%
Carbón Mineral	65	424	(28)	(80)	381	0%
Leña	1,156	-	-	-	1,156	1%
Bagazo	1,014	-	-	-	1,014	1%
Otros	605	-	-	-	605	1%
TOTAL	81,609	3,595	(3,983)	-	81,221	100%

Fuente: Secretaría de Energía. Valores preliminares.

Tabla 2.1: Matriz Primaria de 2007. Muestra el Consumo interno de cada fuente de energía.

A lo largo de este capítulo se calcula la matriz primaria de 2008 explicando cada una de las fuentes energía que la conforman. Con esto, se pretende dar una introducción a las diferentes energías y poner en perspectiva la importancia que tiene el petróleo y el gas en nuestro país.

En muchos casos se harán simplificaciones y estimaciones dada la escasez de información actualizada y de datos oficiales.

2.3. Energía Hidráulica

2.3.1. Descripción

El principal objetivo de una instalación hidroeléctrica es la transformación de la energía hidráulica en energía eléctrica. Así, la función de una central hidroeléctrica es utilizar la energía potencial del agua, retenida mediante la construcción de una presa, y transformarla en energía mecánica.

El paso de energía potencial a energía mecánica se logra a través de la circulación del agua por una turbina hidráulica que desarrolla un movimiento de rotación. Posteriormente, el movimiento de rotación es transformado en energía eléctrica mediante un generador. Finalizado este proceso el agua es retornada al río para que siga su curso.

La cantidad de electricidad generada varía de acuerdo con la cantidad y la velocidad del agua (dada por la diferencia de energía potencial acumulada en los embalses o el caudal de un río).

En Argentina, las obras de mayor envergadura se encuentran en la cuenca del Plata y son binacionales: Yaciretá sobre el río Paraná, compartida con la República del Paraguay, y Salto Grande, compartida con la República Oriental del Uruguay sobre el río homónimo.

El resto de las represas importantes se encuentran en zonas montañosas o sobre los ríos que se alimentan del deshielo como El Nihuil I, II, III; Agua del Toro; Los Reyunos en Cuyo, y El Chocón, Alicurá, Arroyito y Futaleufú en la Patagonia.

2.3.2. Energía Primaria Hidráulica

Para la determinación de la Energía Hidráulica, se parte del valor de la energía eléctrica generada, tanto en las centrales que entregan su generación a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, como los diversos autoprodutores (que generan para satisfacer sus consumos).

El valor de la generación, se lo convierte a KTep (miles de Toneladas Equivalentes de Petróleo) con la relación $1 \text{ GWh} = 0,086 \text{ KTep}$, suponiendo que toda la energía hidráulica se transforma en energía eléctrica con un rendimiento medio de 80% en las centrales hidroeléctricas.

El valor de la Energía Hidráulica, se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$\text{Energía Hidráulica} \left(\frac{\text{KTep}}{\text{año}} \right) = \text{Generación Hidroeléctrica}(\text{TWh}) \times 86 \frac{\text{KTep}}{\text{TWh}} \times \frac{1}{0.8} \quad (2.1)$$

En 2008 la generación eléctrica a través de energía hidráulica fue de 36.86 TWh (CAMMESA, 2009) por lo tanto la energía hidráulica en la matriz argentina alcanza los 3,963 (Ver Formulas 2.2 y 2.3).

$$\text{Energía Hidráulica 2008} = 36.86 \text{ TWh} \times 86 \text{ Ktep/TWh} \times \frac{1}{0.8} \quad (2.2)$$

$$\text{Energía Hidráulica 2008} = 3,963 \text{ Ktep/año} \quad (2.3)$$

2.4. Energía Nuclear

2.4.1. Descripción

En las Centrales Nucleares la fuente primaria de energía surge de la fisión de núcleos de átomos (uranio y plutonio), que tiene lugar en el reactor nuclear.

Bajo condiciones especiales, un núcleo de un átomo de uranio (llamado U-235) al absorber un neutrón de baja energía puede partirse (fisionarse) en dos o tres fragmentos liberando a su vez dos o tres neutrones de alta energía como se muestra en la Figura 2.1.

Si se crean las condiciones necesarias esos neutrones liberados pueden bajar su energía (moderarse) y a su vez ser absorbidos por otros núcleos de U-235. Luego, estos núcleos se pueden fisionar liberando más neutrones y así sucesivamente. Finalmente, se inicia así un proceso llamado reacción en cadena (ver Figura 2.1). Una gran cantidad de fisiones produce energía suficiente para calentar la masa de uranio varios cientos de grados centígrados.

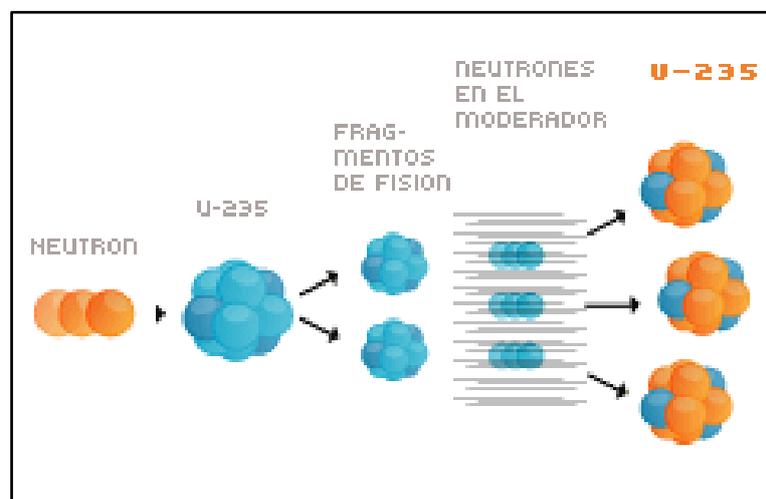


Figura 2.1: Reacción en cadena para la fisión de U-235. Fuente: NASA

La energía de las fisiones eleva la temperatura de las pastillas de uranio contenidas dentro del reactor. Luego, un circuito llamado primario hace circular agua pesada a presión por los canales de refrigeración a través de los elementos combustibles para extraer el calor generado. Paso seguido, un generador de vapor extrae el calor del sistema primario a un circuito secundario. Finalmente, el circuito secundario hace de fluido de trabajo de un generador eléctrico (ver Figura 2.2).

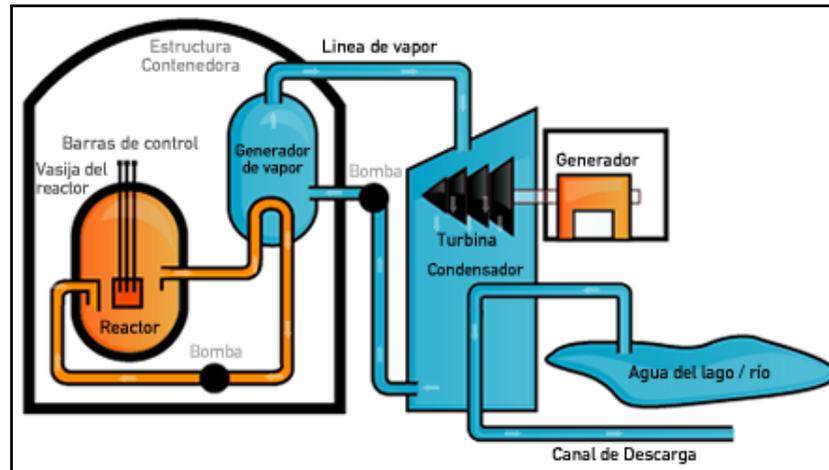


Figura 2.2: Esquema de circulación de los circuitos primario y secundario en una central atómica. Fuente: NASA

En Argentina existen dos centrales de generación de energía nuclear en funcionamiento, Atucha I y Embalse:

Atucha I

Atucha I fue la primera central nuclear de Argentina y de América Latina. Se puso en marcha en 1974 y se encuentra ubicada en la localidad de Lima, provincia de Buenos Aires. Esta central es del tipo PWR y el combustible que utiliza es Uranio levemente enriquecido (ULE 85%)(NASA, 2009). Durante 2008 esta central entregó al SADI 283 MW medios de potencia.

En promedio utiliza 13.5 Ton de ULE por MWh de potencia entrega al SIN.

Embalse

El 7 de marzo de 1974, por Decreto 706/74 se aprueba el contrato para la construcción de la Central Nuclear Embalse. La planta quedó inaugurada el 3 de mayo de 1983. Se trata de un reactor tipo CANDU que corresponde al modelo PHWR. El combustible que utiliza es Uranio Natural y durante 2008 entregó al SADI 497 MW medios de energía¹.

En promedio utiliza 20 Ton de UN por MWh de potencia entregada al SIN.

¹ Embalse puede entregar cerca de 600 MW de potencia al SADI pero estuvo prácticamente detenida durante el último trimestre de 2008 por mantenimiento.

2.4.2. Energía Primaria Nuclear

La contabilización de la producción de la Energía Nuclear se hace a partir del combustible nuclear utilizado. Los poderes caloríficos del Uranio Natural (UN) y el Uranio Levemente Enriquecido (ULE), son aproximadamente los siguientes:

1. Uranio Natural (0.7% U₂₅₃): 150,713,280 kcal/kg U = 15.07 Tep/KgU
2. Uranio Levemente Enriquecido (0.9% U₂₅₃): 221,329,738 kcal/kg U = 22.13 Tep/KgU

Por consiguiente, para el cálculo de la producción de la energía Nuclear, se utilizará la siguiente equivalencia:

$$\text{Energía Nuclear} \left(\frac{\text{KTep}}{\text{año}} \right) = \left[\text{UN}(\text{kg}) \times 15.07 \frac{\text{Tep}}{\text{kgU}} + \text{ULE}(\text{kg}) \times 22.13 \frac{\text{Tep}}{\text{kgU}} \right] \div 1000 \quad (2.4)$$

Dado que no se tiene una cifra de la cantidad de UN y ULE que se utilizó durante 2008, se estima que se mantuvieron las mismas proporciones de kg de combustible fisil por MWh generado que en 2007.

$$\text{Energía Nuclear} = \left[90,918 \text{ kg} \times 15.07 \frac{\text{Tep}}{\text{kg}} + 33,350 \times 22.13 \frac{\text{Tep}}{\text{kg}} \right] \div 1000 \quad (2.5)$$

$$\text{Energía Nuclear} = 2,112 \text{ KTep} \quad (2.6)$$

Considerando que no hay variaciones de stock durante 2008 y tomando los rendimientos por combustible fisil (combustible nuclear) de 2008 se calcula que la energía primaria disponible de UN y ULE es de 2,112 KTep (Ver Formulas 2.5 y 2.6). En la Tabla 2.2 se muestra el detalle de la energía generada mensualmente por cada una de estas plantas y su conversión a KTep.

Energía Primaria de Uranio - 2008

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL 2008	kTep
TOTAL PAIS (estimado)														
Generación ent.SIN (TWh)	679	617	494	469	679	625	693	694	671	491	237	487	6,835	
Total Uranio Leve Enr. (kg)	3	3	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	34	742
Total Uranio Natura (kg)	9	9	9	9	9	8	9	9	9	5	0	5	91	1,370
														2,112
ATUCHA														
Generación ent.SIN (TWh)	241	207	54	57	236	221	249	250	241	247	237	242	2,481	
Total Uranio Leve Enr. (Ton)	3	3	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	34	742
Total Uranio Natura (Ton)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
														742
EMBALSE														
Generación ent.SIN (TWh)	438	410	439	412	443	404	445	444	430	244	0	245	4,354	
Total Uranio Leve Enr. (Ton)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Uranio Natura (Ton)	9	9	9	9	9	8	9	9	9	5	0	5	91	1,370
														1,370

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA y Secretaría de Energía

Tabla 2.2: Cálculo de energía primaria de uranio utilizado en centrales nucleares.

2.5. Gas natural

2.5.1. Descripción

Se trata de una fuente de energía no renovable. En sí es una mezcla de gases y, aunque su composición varía en función del yacimiento del que se extrae, el metano participa en proporciones que comúnmente pueden superar el 90 ó 95%.

A partir de procesos de descomposición de restos orgánicos (basuras, vegetales, etc) también se puede obtener metano y otros gases. El gas obtenido de esta forma se llama biogas y es similar al gas natural pero en este trabajo se lo considera individualmente.

Para la generación de energía eléctrica, el gas natural se utiliza como combustible en las turbinas de gas y en las centrales de ciclo combinado.

1. **Turbina a Gas:** Es un tipo de turbomáquina cuyo fluido de trabajo es el gas natural. Su funcionamiento se basa en la primera ley de la termodinámica. Básicamente lo que sucede es que la energía acumulada en los gases de combustión (energía interna del gas + presión y velocidad) se transforman en cinética.
2. **Ciclo Combinado:** Se dice que existe un ciclo combinado cuando coexisten dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema. El primer ciclo utiliza como fluido de trabajo los gases calientes producidos por la combustión del gas natural. El segundo ciclo tiene como fluido de trabajo el agua que toma la energía de los gases calientes del primer ciclo (ver Figura 2.3).

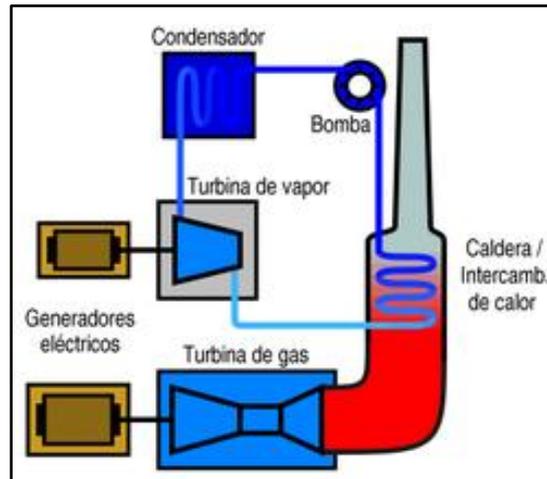


Figura 2.3: Esquema de una central a gas de Ciclo Combinado.

2.5.2. Energía Primaria del Gas Natural

La producción del Gas Natural, es informada por las empresas de extracción de Gas Natural a la Subsecretaría de Combustibles, de la Secretaría de Energía. Esta información es pública y se la puede encontrar en la página de Internet de la Secretaría de Energía.

Es importante destacar que al valor total de la producción del Gas Natural, se le descuenta la reinyección, dado que la misma queda nuevamente en el yacimiento y es extraída con posterioridad.

Se considera el Gas Natural como un Energético Primario antes de entrar a la etapa de extracción de los líquidos condensables, y acondicionamiento. En esta etapa, se producen algunos venteos y/o quemas en el mismo yacimiento.

Del Gas que entra en los Centros de Transformación, se obtiene el Gas Distribuido por Redes (o gas seco, principalmente metano), Gas Licuado (Butano y Propano), Nafta, Etano (no Energético, insumo para la industria petroquímica) y gasolinas (C5+).

Para determinar el consumo de gas natural se hace el siguiente cálculo:

$$\text{Energía de Gas Natural (KTep/año)} = [\text{Producción (Mm3)} - \text{Reinyección (Mm3)} + \text{Importación Mm3} - \text{Exportación Mm3}] \times 0.83 \quad (2.7)$$

Donde la conversión utilizada es 1 Mm3 de gas = 0.83 KTep.

En Argentina, durante 2008 se produjeron 135.7 MMm3/d de gas (después de descontar la reinyección en los yacimientos). Las importaciones fueron de alrededor de 3.7 MMm3/d (de Bolivia y de Gas Natural Líquido) y se exportaron 2.5 MMm3/d (ver Tabla 2.3 para mayor detalle de exportaciones).

Exportaciones de Gas Argentina - 2008

	Ene 08	Feb 08	Mar 08	Abr 08	May 08	Jun 08	Jul 08	Ago 08	Sep 08	Oct 08	Nov 08	Dic 08	TOTAL 2008
EXPO TOTAL	2.5	2.7	4.2	3.5	1.4	1.0	1.5	1.0	1.1	1.7	3.5	5.4	2.5
CHILE	1.1	1.2	2.9	2.7	1.0	0.7	1.2	0.8	0.9	1.5	3.4	5.3	1.9
Pacífico (NQN)	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2
Gasandes (NQN)	0.8	1.0	2.4	2.0	0.7	0.5	1.0	0.6	0.7	1.2	1.9	2.1	1.2
Methanex Continente (AUS + GSI)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Methanex isla TdF (AUS)	-	-	-	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	-	-	-	0.0
Atacama (NOA)	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	1.7	0.2
Norandino (NOA)	0.2	-	0.4	0.5	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.6	1.4	0.3
URUGUAY	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2
Petrouuguay (NQN)	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Cruz del Sur (AUS + GSI)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
BRASIL Uruguayana (NQN)	1.1	1.3	1.0	0.7	0.2	0.0	-	0.0	-	-	-	-	0.4

Fuente: Elaboración propia en base datos de ENARGAS.

Tabla 2.3: Exportaciones argentina de gas. Se ordenan por país de destino y por gasoducto. Entre paréntesis se indica la cuenca de procedencia.

En función de estos datos se obtiene que la energía primaria obtenida del gas natural fue de aprox. 43,598 Ktep durante 2008 (Ver Formulas 2.8 y 2.9).

$$\text{Energía de Gas Natural} = \left[135.7 \frac{\text{MMm}^3}{\text{d}} + 3.7 \frac{\text{MMm}^3}{\text{d}} - 2.5 \frac{\text{MMm}^3}{\text{d}} \right] \times 366 \times 0.83 \quad (2.8)$$

$$\text{Energía de Gas Natural} = 41,598 \text{ Ktep} \quad (2.9)$$

2.6. Petróleo

La producción de petróleo crudo es informada por las empresas de upstream a la Subsecretaría de Combustibles de la Secretaría de Energía.

Para determinar los Ktep de petróleo debemos convertir los metros cúbicos (m³) de petróleo a toneladas. Cada reservorio del país produce petróleo crudo de distinta densidad, por lo tanto para hacer un cálculo de las toneladas de petróleo producida debemos tomar algún criterio respecto de las densidades a considerar. De las tablas dinámicas del SESCO se obtuvo que, en promedio, la densidad del crudo de nuestro país ronda los 0.85 kg/m³.

Finalmente, para determinar el consumo primario de petróleo se hace el siguiente cálculo:

$$\text{Energía de Petróleo (Ktep)} = \left[\text{Producción (Mm}^3) + \text{Importación (Mm}^3) - \text{Exportación (Mm}^3) \right] \times 0.85 \frac{\text{Ton}}{\text{Mm}^3} \quad (2.10)$$

Cabe destacar que los consumos propios fueron despreciados debido a que son muy pequeños respecto de la producción (menores al 1%).

Finalmente, teniendo en cuenta que durante 2008 se produjeron aprox. 36,637 Mm³, se importaron alrededor de 5 Mm³ y se exportaron cerca de 3,289 Mm³, resulta que la energía

primaria de petróleo para 2008 fue de 28,350 Ktep. En la Formulas 2.11 y 2.12 se muestra el detalle del cálculo.

$$\text{Energía de Petroleo} = [36,637 \text{ Mm}^3 + 5 \text{ Mm}^3 - 3,289 \text{ Mm}^3] \times 0.85 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \quad (2.11)$$

$$\text{Energía de Petroleo} = 28,350 \text{ Ktep} \quad (2.12)$$

2.7. Carbón Mineral

La producción de Carbón Mineral en el país deriva de la actividad minera desarrollada por Yacimientos Carboníferos Río Turbio.

Se toma como producción el valor de la producción comercial (después de haber extraído las principales impurezas en yacimiento).

Además de tener un pequeño consumo directamente como combustible primario en la industria, el carbón mineral, es transformado en Energía Eléctrica, y en las coquerías se transforma principalmente en Coque de Carbón y Gas de Coquería.

Dado que no se cuenta con fuentes oficiales que aporten datos de producción y almacenamiento de carbón, se repiten la cifras publicadas por la Secretaria de Energía para el año 2007.

2.8. Resto

En esta categoría se ubicaron la leña, el bagazo y otros.

Como en el caso del carbón, no existen datos oficiales al día por lo que también se repiten los valores publicados por la Secretaría de Energía para el año 2007.

A continuación se hace una breve descripción de cada una de estas fuentes:

Leña

La producción de leña (energético potencialmente renovable) proviene de los bosques implantados, y de los bosques nativos. Es utilizada en forma directa como consumo residencial (calefacción y cocción) y en menor medida, en el sector industrial. Además, en el centro de transformación (carbonera) se lo transforma en Carbón de Leña.

Bagazo

El Bagazo de caña (que surge como el residuo del prensado de la caña para la producción azucarera) se transforma en energía eléctrica en centrales de autoproducción, pero la mayor parte, se consume como combustible en la propia

industria del azúcar. No se considera el bagazo que se utiliza como materia prima para la fabricación de papel, dado que este no es un insumo energético.

Otros Primarios

Dentro de Otros Primarios, se encuentra la Energía Eólica, la Energía Solar, diversos residuos del agro que se utilizan como combustibles, como ser cáscaras de girasol y otros cereales, marlo de maíz, aserrín de quebracho, el licor negro (proveniente de la industria del papel), y el gas de cola (gas derivado del licor negro, con alto contenido de monóxido de carbono).

2.9. Matriz Energética 2008

Finalmente la matriz energética primaria es la expuesta en la Tabla 2.4.

En primer lugar, como principal fuente primaria de energía, se encuentra el Gas Natural representando el 52% de consumo interno seguido por el petróleo con un 36%.

Matriz Energética Primaria 2008

Valores en kTep

Año 2008 en kTep	Producción	Importación	Exportación	Variaiones, Ajustes y Perdidas	Consumo Interno	
Energía Hidráulica	3,963	-	-	-	3,963	5%
Nuclear	-	2,112	-	-	2,112	3%
Gas Natural	41,214	1,130	(746)	-	41,598	52%
Petróleo	31,142	4	(2,796)	-	28,350	36%
Carbón Mineral	65	424	(28)	(80)	381	0%
Leña	1,156	-	-	-	1,156	1%
Bagazo	1,014	-	-	-	1,014	1%
Otros	605	-	-	-	605	1%
TOTAL	79,159	3,670	(3,569)	-	79,260	100%

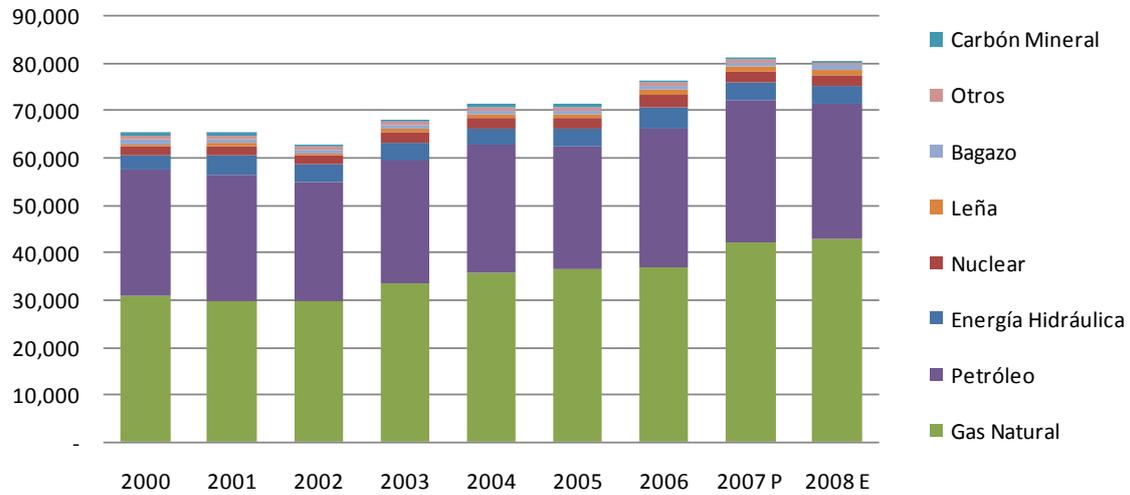
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

Tabla 2.4: Matriz Primaria de 2008. Se observa la importancia preponderante del gas y el petróleo.

Como se puede ver en la Figura 2.4, el papel del petróleo y el gas ha sido preponderante a lo largo de esta década y seguramente lo seguirá siendo en los años venideros.

Dada la importancia particular del gas y el petróleo en nuestro país en los siguientes capítulos se analiza en detalle el mercado de cada una de estas fuentes.

Evolución del Consumo Interno de Energía Primaria (kTep)



Fuente: Secretaría de Energía.

Nota: Los valores de 2007 son preliminares publicado por la S.E.

Los valores de 2008 son estimación propia, no incluyen variación de inventarios

Figura 2.4: Evolución del Consumo de Energía Primaria. Se observa la importancia del petróleo y el gas.

3. MERCADO DEL PETRÓLEO EN ARGENTINA

3.1. Resumen y Conclusiones

En este capítulo se estudia la evolución del mercado del petróleo en nuestro país. Se analizan los ingresos y egresos de los actores de dicho mercado (oferta, demanda y Estado Nacional) para determinar el impacto de regalías, retenciones y la regulación de precios en la industria del petróleo.

Para poder de alguna forma cuantificar el resultado de las políticas adoptadas se comparan dos escenarios, a saber: (i) Caso Base – Según Valores Reales y (ii) Caso Propuesto – Según Valores Internacionales. En la sección 3.2 se explican en detalle las definiciones de estos escenarios así también como otros términos que se usan a lo largo de este capítulo.

Conclusiones:

1) Durante el período que va de enero de 2000 a diciembre de 2008 la demanda de petróleo obtuvo un beneficio² de ~27,000 MMUSD como resultado de pagar precios locales inferiores a los precios internacionales del crudo. La contraparte del beneficio (o excedente de la demanda) es pérdida de ingresos potenciales por parte del Estado y la oferta de petróleo. Para poner estos términos en perspectiva, la Figura 3.1 muestra la evolución del excedente de la demanda. Asimismo, muestra las proporciones en que el estado y la oferta han “aportado” sus ingresos para hacer posible dicho excedente de la demanda.

² Para facilitar la comprensión del lector se aclara que el mencionado beneficio será referido a lo largo del capítulo como beneficio o excedente de la demanda indistintamente.

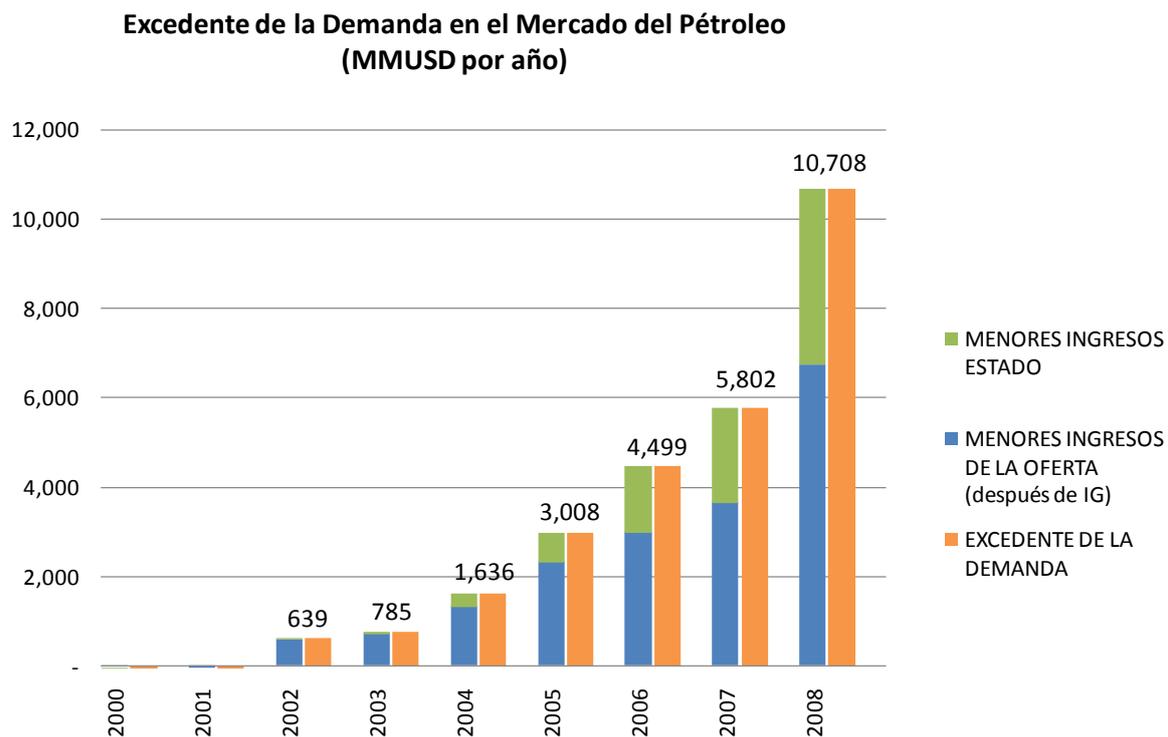


Figura 3.1: Excedente de la demanda en el mercado de petróleo vs. menores ingresos de la oferta y el estado.

2) El beneficio de la demanda alcanza un máximo en el año 2008, cuando la suba del precio internacional desligó fuertemente los precios locales (regulados) de los precios internacionales. Para la oferta, los menores precios locales y los mayores derechos de exportación (netos del incremento de impuesto a las ganancias asociado) implican una pérdida de 6,758 MMUSD en el año 2008, que, sumados a los menores ingresos del estado, 3,950 MMUSD, da el excedente de la demanda de 10,708 MMUSD (Ver Tabla 3.1).

Evolución del excedente de la demanda en el mercado del Petróleo

Valores en MMUSD

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL	Prom. Año
EXCEDENTE DE LA DEMANDA	(46)	(77)	639	785	1,636	3,008	4,499	5,802	10,708	26,953	3,369
Δ INGRESOS DE LA OFERTA (después de IG)	26	44	(602)	(731)	(1,344)	(2,332)	(2,997)	(3,661)	(6,758)	(18,355)	(2,294)
Δ Ventas Locales	40	68	(562)	(691)	(1,439)	(2,647)	(3,959)	(5,105)	(9,423)	(23,719)	(2,965)
Δ Exportaciones	0	0	(363)	(433)	(629)	(941)	(652)	(527)	(973)	(4,519)	(565)
Δ Impuesto a las Ganancias	(14)	(24)	324	393	724	1,256	1,614	1,971	3,639	9,883	1,235
Δ INGRESOS ESTADO	20	33	(37)	(54)	(292)	(675)	(1,502)	(2,140)	(3,950)	(8,598)	(1,075)
Δ Derechos Derechos de Exportación	0	0	363	433	629	941	652	527	973	4,519	565
Δ Regalías Locales	6	9	(77)	(94)	(196)	(361)	(540)	(696)	(1,285)	(3,234)	(404)
Δ Impuesto a las Ganancias	14	24	(324)	(393)	(724)	(1,256)	(1,614)	(1,971)	(3,639)	(9,883)	(1,235)

Funete: Elaboración Propia

Tabla 3.1: Evolución del excedente de la demanda en el mercado de petróleo. En 2008 alcanza un máximo de 10,708 MMUSD.

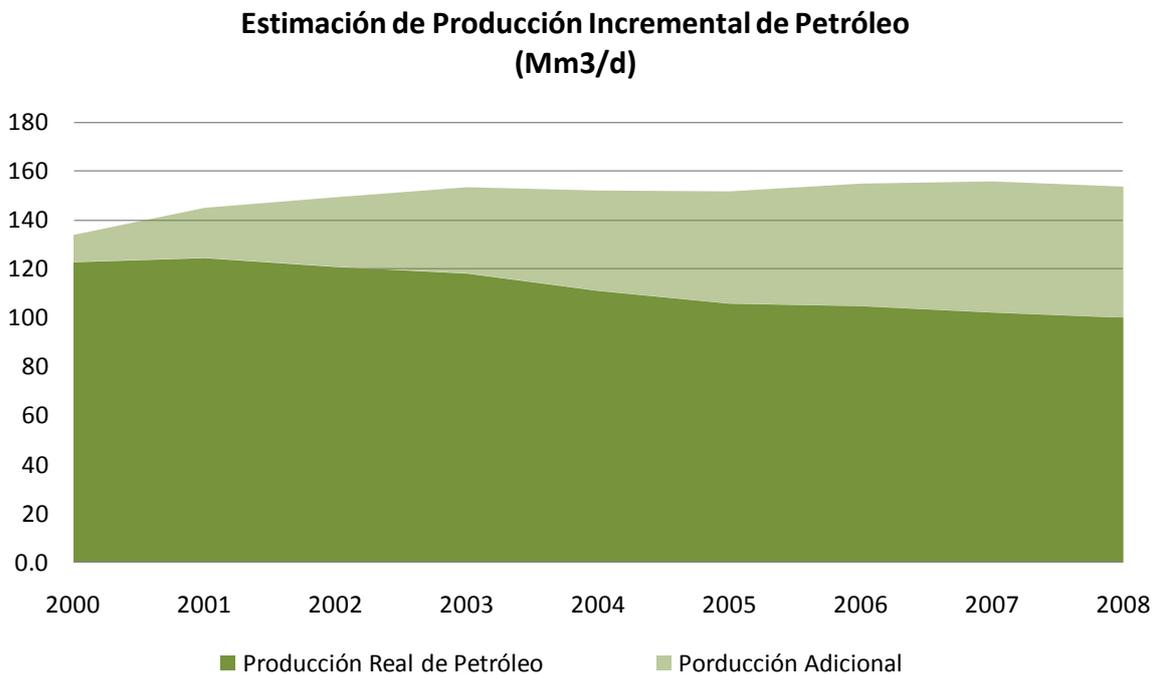
3) La oferta de petróleo y el estado se “perdieron” de ganar 2,294 MMUSD y 1,075 MMUSD anuales respectivamente.

4) En conjunto, el Estado y la oferta aportaron 3,369 MMUSD anuales a la demanda.

5) A continuación se muestra qué representan en términos de inversiones los 2,294 MMUSD/año que la oferta entregó a la demanda. En este análisis se considera que la oferta hubiese reinvertido todo este excedente.

2,294 MMUSD al año en inversiones de petróleo equivale a:

- Cerca de 900 pozos perforados.
- Más de 80 equipos de perforación funcionando todo el año.
- Un incremento en la producción de petróleo del año 2008 de más del 50% (Ver Figura 3.2).
- Cerca de 3,000 puestos de trabajo directos en la industria del upstream.



Premisas Prod. adicional: ~900 pozo por año (80% de éxito). Prod inicial 15 m3/d. Declinación 15% durante 7 años.

Figura 3.2: Estimación de incremento de producción de petróleo con inversiones adicionales de 2,294 MMUSD por año.

3.2. Definiciones

Def: Caso Base – Según Valores Reales:

En este caso se estiman los valores reales para cada actor, es decir, se estiman los volúmenes que realmente se intercambiaron y los precios que efectivamente existieron. Se lo considera el Caso Base o escenario de partida dado que establece los montos de dinero que efectivamente se intercambiaron entre actores.

Def: Caso Propuesto – Según Valores Internacionales:

El caso propuesto se basa en estudiar el resultado que cada actor hubiese tenido con menor intervención por parte del Estado. Así, es posible determinar los montos que se hubiesen intercambiado si los precios hubiesen estado en línea con los valores internacionales. Cabe destacar que en este escenario se considera que la demanda y lo oferta hubiesen sido las mismas que en el Caso Base, es decir, que con precios internacionales la producción local y el consumo local hubiesen sido iguales (en otras palabras, se consideran las mismas cantidades que en el Caso Base) haciendo abstracción de la elasticidad de la oferta y la demanda. La diferencia más notable con el Caso Base es que se eliminan los derechos de exportación (“retenciones”). Es importante tener presente que, dado que generalmente la paridad de exportación tiende a fijar los precios locales, al eliminar los derechos no sólo se modifican los precios de exportación, sino también los precios locales.

En concreto, las diferencia con el Caso base son:

- a) Se eliminan los derechos de exportación (“retenciones”).
- b) Precios Locales: Se toma como precio bruto la paridad de exportación sin derechos.
- c) Precios de Exportación: Ídem precios Locales (i.e. paridad de exportación sin derechos).

Al comparar el Caso Base con el Caso Propuesto se pretende entender qué actores se vieron beneficiados y cuáles perjudicados como resultado de las políticas aplicada por los diferentes gobiernos entre Enero de 2000 y Diciembre de 2008.

Def: Período de Estudio

Periodo comprendido entre el 1.1.2000 y el 31.12.2008.

Dentro de cada escenario se analiza la evolución de tres actores bien diferenciados. Dado que los estudiaremos como parte de un sistema cerrado, la suma de los beneficios y pérdidas de todos los actores deberá ser igual a cero. Los actores a ser analizados son:

Def: Oferta Local:

Se refiere a toda la oferta agregada de petróleo en nuestro país. Lo que nos interesa estudiar de este actor son los ingresos provenientes de las ventas del hidrocarburo al mercado local y la exportación.

Def: Demanda Local:

Se refiere a todo el consumo nacional de petróleo crudo. La demanda puede abastecerse tanto de la oferta local como de la importación de otros países. Para este actor se estudia el costo de abastecerse de crudo del mercado local y del sector internacional (importaciones).

Def: Estado Nacional:

En este trabajo se considera como Estado Nacional tanto al Gobierno de la Nación como a los Gobiernos Provinciales.

Def: Excedente de la Demanda:

La diferencia entre el máximo que un consumidor puede pagar por una cantidad determinada de un bien y lo que en la actualidad paga. También conocido como excedente del consumidor.

3.3. Análisis de la Oferta

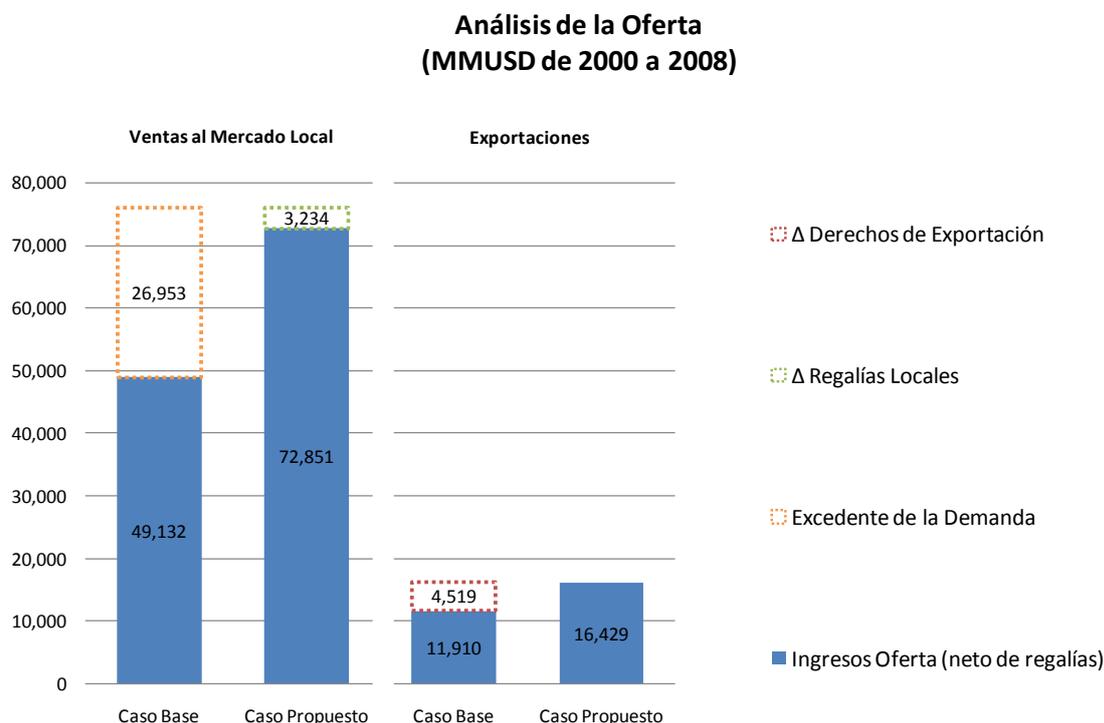


Figura 3.3: Ingresos de la Oferta. Caso Base vs. Caso Propuesto.

En la Figura 3.3 se muestran los ingresos de la oferta en el Caso Base vs. el Caso Propuesto a lo largo del período de estudio.

Cuando se analizan las *Ventas al Mercado Local*, los ingresos de la oferta son significativamente mayores en el Caso Propuesto (72,851 MMUSD) que en el Caso Base (49,132 MMUSD). La diferencia entre ambos casos (23,719 MMUSD) representa un “ahorro” que tiene la demanda por adquirir petróleo a precio doméstico. A dicho “ahorro” se lo considera parte del excedente de la demanda en el Caso Base. La otra parte del excedente de la demanda viene dado por las menores regalías que recauda el Estado (3,234 MMUSD). Como resultado, tenemos que el excedente total de la demanda (26,953 MMUSD)³ se compone de (i) menor ingreso de la Oferta (23,719 MMUSD) sumado a (ii) menor ingreso del Estado Nacional en concepto de Regalías (3,234 MMUSD).

Respecto de las *Exportaciones*, los ingresos ascienden a 11,910 MMUSD en el Caso Base, mientras que en el Caso Propuesto son 16,429 MMUSD mayores. Esta diferencia se debe a

³ Ver sección 4.4. Análisis de la Demanda.

que la oferta no tiene que pagar derechos de exportación en el Caso Propuesto y si los tiene que pagar en el Caso Base, ergo, tiene un ingreso mayor en el Caso Propuesto que en el Caso Base.

3.3.1. Caso Base – Con Valores Reales

En el Caso Base, la oferta argentina recauda a lo largo del período de estudio alrededor de 61,000 MMUSD. Las ventas al mercado local dan cuenta del 80% de los ingresos aportando cerca de 50,000 MMUSD mientras que las exportaciones aportan 12,000 MMUSD (Ver Tabla 3.2).

OFERTA ARGENTINA

Caso Base - Según Valores Reales

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
INGRESOS DE PRODUCTORES VENTAS MERCADO LOCAL	MMUSD	4,453	3,741	3,161	3,966	4,799	5,949	7,240	7,747	8,076	49,132
Volúmenes Vendidos al Mercado Local	Mm3/d	78.3	78.3	77.9	82.2	83.6	84.2	89.3	94.4	90.7	84.3
Precio Local	USD/bbl	24.7	20.8	17.7	21.0	24.9	30.8	35.3	35.7	38.7	28.2
INGRESOS DE PRODUCTORES POR EXPORTACIONES	MMUSD	2,402	1,852	1,579	1,533	1,297	1,179	988	604	477	11,910
Volúmenes Exportados	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
Precio Exportación	USD/bbl	23.7	17.7	16.2	18.3	20.1	21.6	30.9	29.1	23.1	20.5
TOTAL MERCADO LOCAL + EXPORTACIÓN	MMUSD	6,855	5,594	4,739	5,499	6,096	7,127	8,227	8,351	8,553	61,042

Tabla 3.2: Ingresos de la Oferta con precios del Caso Base. Para mayor detalle ver Tabla A-1 del ANEXO.

3.3.2. Caso Propuesto – Según Valores Internacionales

En el Caso Propuesto, los ingresos de los productores locales aumentan significativamente respecto del Caso Base.

Los Ingresos por Ventas al Mercado Local son alrededor de 73,000 MMUSD, un 48% mayor que en el Caso Base, mientras que los Ingresos por Exportaciones, aprox. 16,000 MMUSD, son casi 40% mayores al Caso Base (ver Tabla 3.3).

Como resultado, se observa que los ingresos totales de los productores en el Caso Propuesto son un 46% mayores que en el Caso Base.

OFERTA ARGENTINA

Caso Propuesto - Según Valores Internacionales

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
INGRESOS DE PRODUCTORES VENTAS MERCADO LOCAL	MMUSD	4,412	3,673	3,723	4,657	6,239	8,595	11,199	12,852	17,499	72,851
Volúmenes Vendidos al Mercado Local	Mm3/d	78.3	78.3	77.9	82.2	83.6	84.2	89.3	94.4	90.7	84.3
Precio Paridad de Exportación (sin derechos)	USD/bbl	24.5	20.4	20.8	24.7	32.4	44.4	54.6	59.3	83.8	41.8
INGRESOS DE PRODUCTORES POR EXPORTACIONES	MMUSD	2,402	1,852	1,942	1,966	1,925	2,120	1,640	1,131	1,451	16,429
Volúmenes Exportados	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
Precio Paridad de Exportación (sin derechos)	USD/bbl	23.7	17.7	20.0	23.4	29.9	38.8	51.3	54.5	70.1	28.3
TOTAL MERCADO LOCAL + EXPORTACIÓN	MMUSD	6,814	5,526	5,665	6,623	8,164	10,715	12,839	13,984	18,950	89,280

Tabla 3.3: Ingresos de la Oferta con precios del Caso Propuesto. Para mayor detalle ver Tabla A-2 del ANEXO.

3.4. Análisis de la Demanda

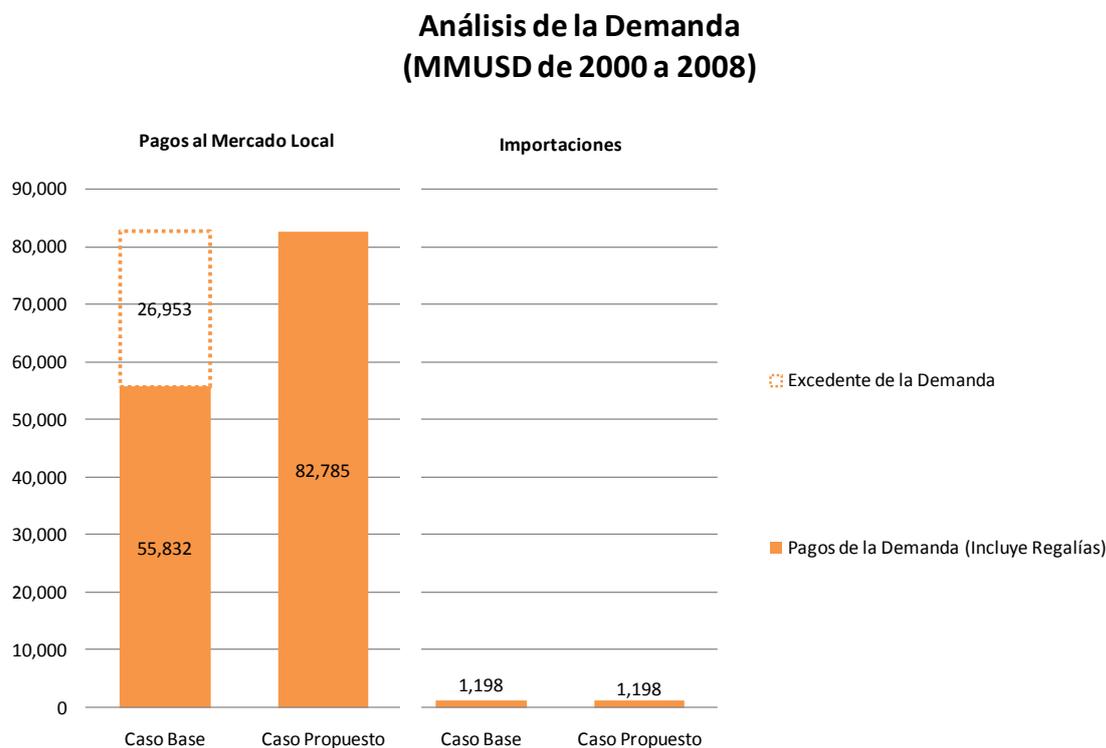


Figura 3.4: Pagos de la Demanda. Caso Base vs. Caso Propuesto.

Los “pagos” que hace la demanda local para abastecerse de petróleo crudo se muestran en la Figura 3.4.

En los *Pagos al Mercado Local*, la demanda tiene un excedente (i.e. un beneficio) en el Caso Base de 26,953 MMUSD⁴. Por su parte, los precios de importación de crudo no se modifican en uno u otro escenario, lo cual hace que los pagos por *Importaciones* (1,198 MMUSD) sean iguales en ambos casos.

3.4.1. Caso Base – Con Valores reales

En el caso base, la demanda argentina paga un total de ~57,000 MMUSD por el abastecimiento de petróleo crudo. Una pequeña parte (aprox. 2%) de estos 57,000 es petróleo importado mientras que el resto (98%) son pagos al mercado local. En la Tabla 3.4 se muestra la evolución de los pagos de la demanda en este Caso Base.

⁴ Este beneficio coincide con lo que se muestra en la Figura 3.3.

DEMANDA ARGENTINA*Caso Base - Según Valores Reales*

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
PAGOS AL MERCADO LOCAL	MMUSD	5,060	4,251	3,592	4,507	5,454	6,760	8,227	8,804	9,177	55,832
Volumen Consumido de productores Locales	Mm3/d	78.3	78.3	77.9	82.2	83.6	84.2	89.3	94.4	90.7	84.3
Precio Local	USD/bbl	28.1	23.6	20.1	23.9	28.3	35.0	40.1	40.6	43.9	32.0
PAGOS AL MERCADO INTERNACIONAL	MMUSD	341	336	122	64	179	93	39	22	3	1,198
Volumen Consumido Importado	Mm3/d	4.2	4.4	1.7	0.8	1.6	0.7	0.2	0.1	0.0	1.5
Precio Paridad de Importación	USD/bbl	35.4	33.2	31.7	35.5	48.1	59.7	69.0	77.9	111.4	38.0
TOTAL MERCADO LOCAL + IMPORTACIÓN	MMUSD	5,401	4,587	3,713	4,571	5,632	6,853	8,266	8,826	9,181	57,030

Tabla 3.4: Pagos de la demanda con precios del Caso Base. Para mayor detalle ver Tabla A-3 del ANEXO.**3.4.2. Caso Propuesto – Según Valores Internacionales**

En el Caso Propuesto, la demanda argentina aumenta considerablemente sus Pagos al Mercado Local pasando de 55,800 MMUSD en el Caso Base a 82,800 en el Caso Propuesto. Esta diferencia se explica por el mayor precio de venta de los productores en el Caso Propuesto respecto del Caso Base (Ver Tabla 3.5).

Los Pagos al Mercado Internacional (importaciones) se mantienen iguales al Caso Base dado que los precios internacionales son iguales en ambos casos.

DEMANDA ARGENTINA*Caso Propuesto - Según Valores Internacionales*

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
PAGOS AL MERCADO LOCAL	MMUSD	5,014	4,174	4,231	5,292	7,089	9,767	12,726	14,605	19,885	82,785
Volumen Consumido de productores Locales	Mm3/d	78.3	78.3	77.9	82.2	83.6	84.2	89.3	94.4	90.7	84.3
Precio Paridad de Exportación (sin derechos)	USD/bbl	27.8	23.2	23.7	28.0	36.8	50.5	62.1	67.4	95.2	47.5
PAGOS AL MERCADO INTERNACIONAL	MMUSD	341	336	122	64	179	93	39	22	3	1,198
Volumen Consumido Importado	Mm3/d	4.2	4.4	1.7	0.8	1.6	0.7	0.2	0.1	0.0	1.5
Precio Paridad de Importación	USD/bbl	35.4	33.2	31.7	35.5	48.1	59.7	69.0	77.9	111.4	38.0
TOTAL MERCADO LOCAL + IMPORTACIÓN	MMUSD	5,355	4,510	4,352	5,356	7,268	9,860	12,765	14,627	19,889	83,983

Tabla 3.5: Pagos de la demanda con precios del Caso Propuesto. Para mayor detalle ver Tabla A-4 del ANEXO.**3.5. Análisis del Estado Nacional**

El Estado Nacional recauda directamente de la facturación de los productores (la oferta) regalías y derechos de exportación. En rigor, la regalías corresponden a los estados provinciales, no obstante, en este trabajo se considera Estado Nacional al Gobierno de la Nación y a los Gobiernos Provinciales (ver página 20). En la Figura 3.5 se observan los ingresos del Estado Nacional en el Caso Base y en el Caso Propuesto.

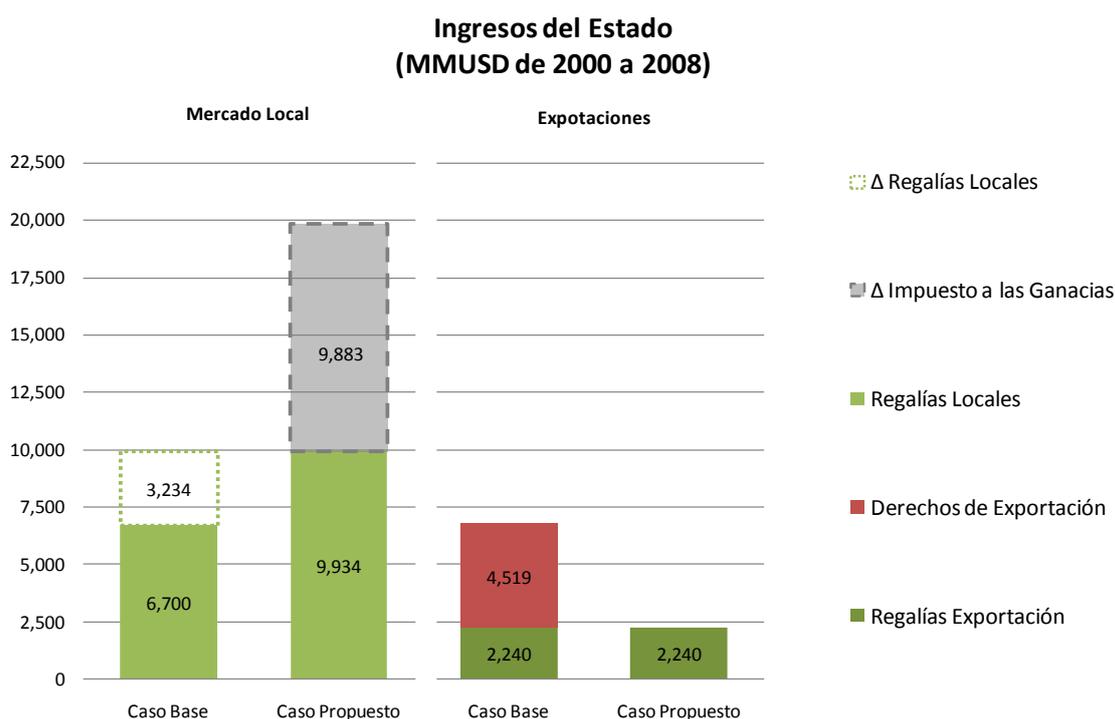


Figura 3.5: Ingresos del Estado. Caso Base vs. Caso Propuesto.

En el *Mercado Local*, el Estado obtiene ingresos por regalías y por impuesto a las ganancias:

- *Ingresos por Regalías:* son 3,234 MMUSD mayores en el Caso Base que en el Caso propuesto. Esto se debe a que en Caso Propuesto los precios locales son mayores.
- *Δ Impuesto a las Ganancias (9,883 MMUSD):* Resulta de calcular cuánto más hubiese recaudado el Estado Nacional si los precios hubiesen sido los del Caso Propuesto en lugar de los del Caso Base. Este cálculo asume que los costos y amortizaciones son iguales en ambos casos y, por lo tanto, sólo depende de la variación de precios. En la Tabla 3.6 se puede ver el detalle del cálculo.

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
(1) Incremento Ingreso IG Mercado local = [i] * [ii]	MMUSD	(14)	(24)	197	242	504	926	1,386	1,787	3,298	8,302
[i] Volumen Mercado Local	Mm3/d	78	78	78	82	84	84	89	94	91	84.3
[ii] 35% * [(b) - (a)]	USD/bbl	(0)	(0)	1	1	3	5	7	8	16	5
(a) Precio Local Neto para Productor Caso Base	USD/bbl	25	21	18	21	25	31	35	36	39	28
(b) Precio Local Neto para Productor Caso Propuesto	USD/bbl	24	20	21	25	32	44	55	59	84	42
(2) Incremento Ingreso IG Mercado Expo = [iii] * [iv]	MMUSD	0	0	127	152	220	329	228	185	341	1,582
[iii] Volumen Exportación	Mm3/d	44	46	42	37	28	24	14	9	9	28.0
[iv] 35% * [(c) - (d)]	USD/bbl	0	0	1	2	3	6	7	9	16	3
(c) Precio Expo. Neto para Productor Caso Base	USD/bbl	24	18	16	18	20	22	31	29	23	21
(d) Precio Expo. Neto para Productor Caso Propuesto	USD/bbl	24	18	20	23	30	39	51	54	70	28
Estimado Incremento (diminución) de Impuesto a las Ganancias	MMUSD	(14)	(24)	324	393	724	1,256	1,614	1,971	3,639	9,883

Tabla 3.6: Estimación de incremento de Ingresos del estado por mayor Impuesto a las Ganancias en el Caso Propuesto.

Por el lado de las *Exportaciones*, el Estado recauda Regalías y Derechos:

- *Regalías:* Dado que los precios FOB son iguales en ambos casos, el Estado recauda lo mismo en el Caso Base que en el Caso Propuesto, 2,240 MMUSD.
- *Derechos de exportación:* En el Caso Base el Estado recauda 4,516 MMUSD mientras que en el Caso Propuesto, por no existir derechos de exportación, el estado no recauda nada por este concepto.

Como resultado, si se considera el Δ *Impuesto a las Ganancias*, el Estado Nacional Recauda 8,598 MMUSD más en el Caso Propuesto que en el Caso Base.

A continuación se muestra el detalle de los ingresos en cada caso.

3.5.1. Caso Base – Con Valores reales

Para el Caso Base, el estado recauda un total de 13,460 MMUSD.

Del total de los ingresos, un 50% son regalías locales (6,700 MMUSD), 34% derechos de exportación (4,519 MMUSD) y el restante 17% corresponde a regalías por crudo exportado (2,240 MMUSD)⁵.

⁵ Se aclara que en este trabajo se considera que todo el volumen exportado corresponde a crudo escalante.

ESTADO ARGENTINO*Caso Base - Según Valores Reales*

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
INGRESOS DERECHOS DE EXPORTACIÓN	MMUSD	0	0	363	433	629	941	652	527	973	4,519
Volumen Exportado	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
Derechos Promedio	USD/bbl	0.0	0.0	3.7	5.2	9.8	17.2	20.4	25.4	47.1	7.8
REGALÍAS LOCALES	MMUSD	607	510	431	541	654	811	987	1,056	1,101	6,700
Volumen Local	Mm3/d	78.3	78.3	77.9	82.2	83.6	84.2	89.3	94.4	90.7	84.3
Regalías Promedio	USD/bbl	3.4	2.8	2.4	2.9	3.4	4.2	4.8	4.9	5.3	3.8
REGALÍAS EXPORTACIÓN	MMUSD	328	253	265	268	263	289	224	154	198	2,240
Volumen Exportación	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
Regalías Promedio	USD/bbl	3.2	2.4	2.7	3.2	4.1	5.3	7.0	7.4	9.6	3.9
TOTAL INGRESOS ESTADO	MMUSD	935	763	1,059	1,242	1,546	2,042	1,863	1,738	2,273	13,460

Tabla 3.7: Ingresos del Estado Argentino con los precios del Caso Base. Para mayor detalle ver Tabla A-5 del ANEXO.**3.5.2. Caso Propuesto – Según Valores Internacionales**

En el Caso Propuesto el Estado recauda un total de 12,175 MMUSD en regalías, lo que representa un incremento de 994 MMUSD (+36%) respecto del Caso Base. Sin embargo, en el Caso Propuesto el Estado no recauda nada en concepto de derechos de exportación por lo que tiene una disminución de ingreso respecto del Caso Base de 4,519 MMUSD. Como resultado, el Estado recauda 1,285 MMUSD menos en el Caso Propuesto que en el Caso Base si sólo se tiene en cuenta regalías y derechos de exportación.

No obstante, teniendo en cuenta la estimación de Δ Impuesto a las Ganancias el Estado pasa a recaudar 8,598 MMUSD más en el Caso Propuesto que en el Caso Base.

En la Tabla 3.8 se muestra el detalle de los cálculos para determinar los ingresos del Estado en el Caso Propuesto.

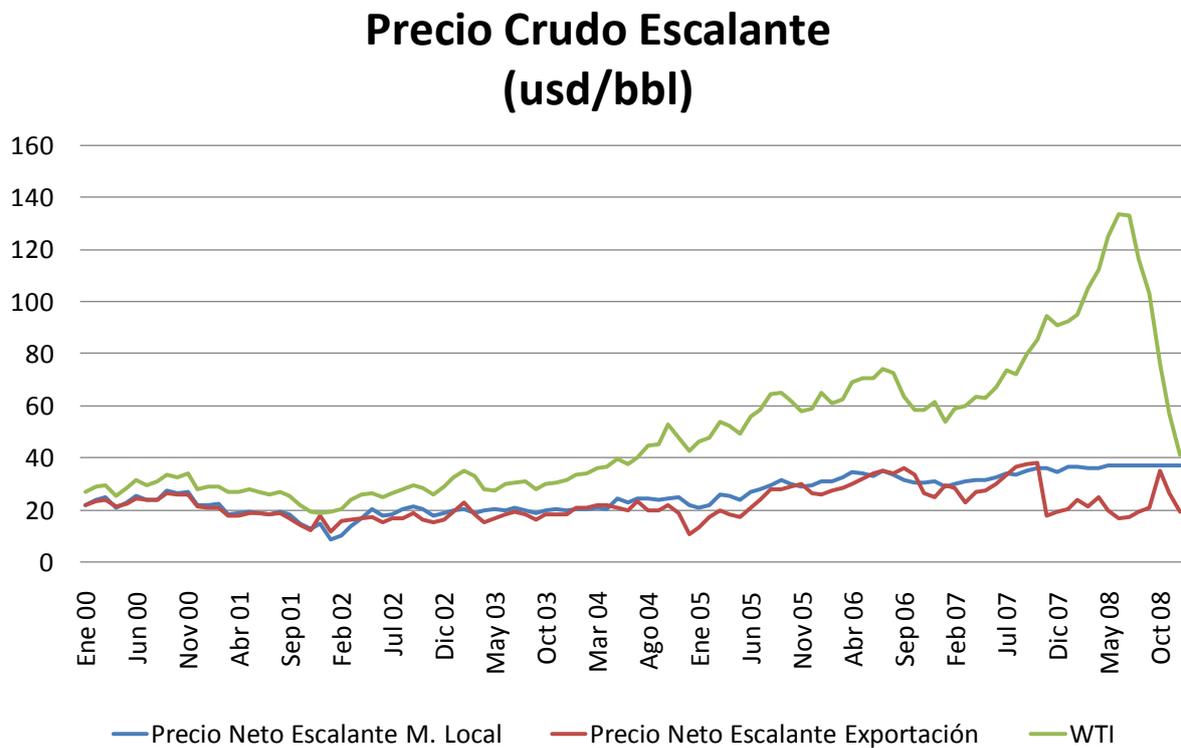
ESTADO ARGENTINO*Caso Propuesto - Según Valores Internacionales*

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
INGRESOS DERECHOS DE EXPORTACIÓN	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volumen Exportado	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
Derechos Promedio	USD/bbl	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
REGALÍAS LOCALES	MMUSD	602	501	508	635	851	1,172	1,527	1,753	2,386	9,934
Volumen Local	Mm3/d	78.3	78.3	77.9	82.2	83.6	84.2	89.3	94.4	90.7	84.3
Regalías Promedio	USD/bbl	3.3	2.8	2.8	3.4	4.4	6.1	7.5	8.1	11.4	5.7
REGALÍAS EXPORTACIÓN	MMUSD	328	253	265	268	263	289	224	154	198	2,240
Volumen Exportación	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
Regalías Promedio	USD/bbl	3.2	2.4	2.7	3.2	4.1	5.3	7.0	7.4	9.6	3.9
TOTAL INGRESOS ESTADO	MMUSD	929	754	772	903	1,113	1,461	1,751	1,907	2,584	12,175
Estimado Incremento (diminución) de Impuesto a las Ganancias (IG)	MMUSD	(14)	(24)	324	393	724	1,256	1,614	1,971	3,639	9,883
TOTAL INGRESOS ESTADO CON MAYOR IG	MMUSD	915	730	1,096	1,297	1,837	2,717	3,365	3,878	6,223	22,058

Tabla 3.8: Ingresos del Estado Argentino con los precios del Caso Propuesto. Para mayor detalle ver Tabla A-6 del ANEXO.

3.6. Precios Caso Base – Según Valores Reales

Hasta fines de 2001, los precios del mercado local eran similares a los precios de exportación. Sin embargo, a partir de Mayo de 2002, con la aparición de los derechos de exportación para petróleo, los precios de exportación (i.e. la paridad de exportación) bajaron significativamente y pasaron a ser menores que los precios del mercado local.



Fuentes: Elaboración propia en base a datos de la S.E.

Figura 3.6: Precio de crudo Escalante. Son precios después de regalías y derechos (los derechos sólo aplican en el caso de la exportación).

La Figura 3.6 muestra la evolución de los precios locales y los precios de exportación para crudo escalante. En ambas series se muestra el precio después de descontar regalías y, en el caso del precio de exportación, también se descuentan derechos de exportación.

3.6.1. Precios Locales

El precio neto que recibe el productor de petróleo por el crudo se calcula como:

$$\text{Precio Neto Local} = PB * (1 - R) \quad (3.1)$$

Donde;

Precio Neto Local: Es el precio neto que “cobra” la oferta por sus ventas al mercado local.

PB: Precio Bruto. Es el precio que la demanda paga por el petróleo crudo.

R: Regalías a las Provincias del 12%

En la Tabla 3.9 se muestra la evolución de los precios del crudo para el mercado local. Los Precios Brutos que se muestran en la tabla son los que “paga” la demanda mientras que los precios netos son lo que “cobra” la oferta. La diferencia entre el Precio Bruto y el Precio Neto son las regalías que el Estado (provincias) recauda de los productores. Las regalías en nuestro país son del 12% sobre el precio bruto (Ley. 17319/67).

Precios de crudo para Mercado Local - Caso Base

Valores en USD/bbl promedio año

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
WTI	30	26	26	31	41	56	66	72	100
Precios Locales									
Precio Bruto Escalante	28	21	20	23	26	31	37	38	42
Regalías (12%)	(3)	(3)	(2)	(3)	(3)	(4)	(4)	(5)	(5)
Precio Neto Local para Productor	24	18	17	20	23	27	32	33	37
Precio Bruto Medanita	29	25	21	25	30	37	42	43	46
Regalías (12%)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(4)	(5)	(5)	(6)
Precio Neto Local para Productor	25	22	18	22	27	33	37	38	40
Precio Bruto Resto	27	25	19	22	27	37	41	40	42
Regalías (12%)	(3)	(3)	(2)	(3)	(3)	(4)	(5)	(5)	(5)
Precio Neto Local para Productor	24	22	17	20	24	33	36	35	37

Fuente: Estimación propia en base a precios brutos publicados por S.E.

Tabla 3.9: Precios locales Case Base. Son una estimación de los precios reales.

3.6.2. Precios de Exportación

En la Tabla 3.10 se muestra el cálculo de los precios de exportación de petróleo por tipo de crudo. En este trabajo se considera que el único crudo que se exporta es el escalante. No obstante, en función de los datos disponibles en la página de la S.E. se ha elaborado una estimación de los precios de exportación del crudo medanita.

Precios de crudo para Exportación - Caso Base

Valores en USD/bbl promedio año

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
WTI	30	26	26	31	41	56	66	72	100
Paridad de Exportación									
Descuento Escalante	(3)	(6)	(3)	(4)	(7)	(11)	(8)	(10)	(9)
FOB Escalante	27	20	23	27	34	46	58	63	91
Regalías	(3)	(2)	(3)	(3)	(4)	(5)	(7)	(8)	(11)
Derechos de exportación ("retenciones")	-	-	(4)	(5)	(10)	(18)	(20)	(26)	(58)
Precio Neto Expo para Productor	24	18	16	18	20	23	31	29	22
Descuento Medanita	(2)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	(0)	-	-
FOB Medanita	28	25	24	29	39	54	66	72	100
Regalías	(3)	(3)	(3)	(3)	(5)	(6)	(8)	(9)	(12)
Derechos de exportación ("retenciones")	-	-	(4)	(5)	(10)	(18)	(20)	(26)	(58)
Precio Neto Expo para Productor	25	22	18	20	24	30	37	37	30

Fuente: Estimación propia en base a precios FOB para Escalante publicados por la S.E.

Tabla 3.10: Precio exportación Caso Base

Para determinar el precio neto de exportación para el productor hay que considerar un ajuste por calidad (descuento), regalías y derechos de exportación.

$$\text{Precio Neto de Exportación} = \text{FOB} * (1 - R - DE) \quad (3.2)$$

$$\text{Precio Neto de Exportación} = (\text{PR} - d) * (1 - R - DE) \quad (3.3)$$

Donde;

Precio Neto de Exportación: Es el precio neto que "cobra" la oferta por la exportación de crudo.

FOB: Precio FOB = PR - d.

PR: Precio de Referencia (por lo general en Argentina se toma WTI)

d: Descuento o ajuste de calidad respecto del Precio de Referencia

R: Regalías a las Provincias del 12%

DE: Derechos de Exportación ("retenciones") como % del precio FOB (FOB = PR - d)

A continuación se explica con mayor detalle cada uno de estos conceptos.

Precio FOB

Está constituido por la suma del precio en boca de pozo, más los gastos de transporte al lugar habilitado para la exportación y los necesarios para su colocación a bordo.

Ajuste de Calidad

El ajuste por calidad (también llamado descuento) tiene en cuenta las diferentes calidades de cada crudo. Es un valor que se suma o se resta del precio de referencia (e.g. WTI) para determinar el precio FOB. Por ejemplo, en el caso del crudo escalante, que es el que más se exporta en nuestro país, el descuento actual ronda los 5 USD/bbl, lo que quiere decir que el escalante cotiza internacionalmente a WTI menos 5 dólares (descuento a ajuste de calidad de -5 USD/bbl).

Regalías

Al igual que en los precios locales, las regalías son del 12%. En el caso de la exportación, el productor de petróleo paga regalías sobre el precio FOB.

Derechos de exportación (“retenciones”)

Los derechos de exportación para petróleo aparecen por primera vez en Mayo de 2002 con el decreto nacional 310. Dicho decreto estableció una alícuota nominal en concepto de derecho de exportación del 20% que se mantuvo invariable hasta Mayo de 2004, cuando la Res. 337/04 elevó la alícuota nominal al 25%. Sólo cuatro meses después y en vista de *“Que el precio internacional del petróleo había registrado un alza considerable en el período reciente”* la Res. 532/04 estableció un nuevo régimen donde la alícuota nominal dejó de ser un valor fijo y pasó a ser una función del WTI.

Alícuotas de Exportación Res. 532/04

Rango de precio WTI	Alícuota Nominal	Alícuota Efectiva
32 y menos	25%	20%
32,01 a 34,99	28%	22%
35,00 a 36,99	31%	24%
37,00 a 38,99	34%	25%
39,00 a 40,99	37%	27%
41,00 a 42,99	40%	29%
43,00 a 44,99	43%	30%
45,00 y más	45%	31%

Tabla 3.11: Alícuota de derechos de exportación Res. 532/04

En la Tabla 3.11 se muestran las diferentes alícuotas nominales en función del precio del WTI establecidas en la Res. 532/04. Cabe aclarar que la alícuota nominal es diferente de la alícuota que efectivamente se aplica (llamada alícuota efectiva). Esto se debe a que cuando se informa el precio de venta FOB la aduana interpreta que ya se incluyen los derechos en el precio informado. Por ende, para tener la alícuota efectiva hay que aplicar al Fórmula (3.4).

$$\text{Alícuota Efectiva} = \text{Alícuota Nominal} / (1 + \text{Alícuota Nominal}) \quad (3.4)$$

La legislación en materia de derechos de exportación se mantuvo sin alteraciones hasta Septiembre de 2007, cuando la Res. 394/07 estableció una nueva metodología para determinar la alícuota nominal. Básicamente la Res. 394/07 puso un techo o *valor de corte* al precio de exportación, fijándolo en 42 USD/bbls. La fórmula de cálculo que se implementó es la siguiente:

$$\text{Alícuota Nominal} = \frac{\text{Precio Internacional} - 42}{42} \quad (3.5)$$

$$\text{Alícuota Efectiva} = \frac{\text{Precio Internacional} - 42}{\text{Precio Internacional}} \quad (3.6)$$

Donde se define como *Precio Internacional* al precio vigente en los mercados de referencia que son considerados como tales por su representatividad y relevancia.

3.7. Precios Caso Propuesto – Según Valores Internacionales

En este esquema se consideran los precios que hubiesen existido con poca o nula intervención del Estado. Es importante aclarar que la idea de este escenario no es estudiar qué hubiera pasado si los precios hubiesen sido otros. El objetivo es obtener un orden de magnitud del ahorro que tuvo la demanda y el menor ingreso que tuvo la oferta como consecuencia de tener precios desligados de los valores internacionales. Asimismo, en función de los resultados de cada actor se estudian los ingresos y egresos del Estado en el Caso Base y en el Caso Propuesto.

3.7.1. Precios locales

Para las tarifas locales se considera que los precios correspondientes a los valores internacionales vienen dados por la paridad de exportación sin derechos.

En una economía totalmente abierta, efectivamente, el mercado local pagaría los precios correspondientes a la paridad de exportación. Más aún, antes de la Ley 25.561 este era el caso en nuestro país. Cabe aclarar que, particularmente en Latinoamérica, no es común que

los estados adopten este tipo de políticas. La idea subyacente de analizar este escenario es poder tener al menos un punto de referencia “extremo”, y de este modo poder sacar conclusiones simples.

A continuación, en la Tabla 3.12, se muestran los precios para el mercado local en este escenario.

Precios de crudo para Mercado Local - Caso Propuesto

Valores en USD/bbl promedio año

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
WTI	30	26	26	31	41	56	66	72	100
Precios Locales									
Precio Bruto Escalante	27	20	23	27	34	46	58	63	91
Regalías (12%)	(3)	(2)	(3)	(3)	(4)	(5)	(7)	(8)	(11)
Precio Neto Local para Productor	24	18	20	24	30	40	51	55	80
Precio Bruto Medanito	28	25	24	29	39	54	66	72	100
Regalías (12%)	(3)	(3)	(3)	(3)	(5)	(6)	(8)	(9)	(12)
Precio Neto Local para Productor	25	22	21	26	34	48	58	64	88
Precio Bruto Resto	28	23	24	28	36	48	59	63	86
Regalías (12%)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(6)	(7)	(8)	(10)
Precio Neto Local para Productor	25	21	21	25	32	42	52	55	75

Fuente: Elaboración propia en base a la paridad de exportación.

Tabla 3.12: Precios mercado local Caso Propuesto. Siguen la paridad de exportación sin derechos.

3.7.2. Precios de Exportación

Para el caso de la exportación se toman los mismos precios que se muestran para el mercado local en la Tabla 3.12. La idea es que en el Caso Propuesto los consumidores locales paguen lo mismo que se paga a nivel internacional por nuestro petróleo.

3.8. Volúmenes de la Oferta Local

A partir de 1990 se distinguen claramente dos etapas en la producción de petróleo. La primera cubre el período 1990-1998 en la cual la producción aumenta un 75 %. El nivel de producción del año 1998 (134 Mm³/d) es el mayor de toda nuestra historia, desde entonces comienza un periodo que ya lleva 10 años consecutivos de declinación productiva en el cual en cada año se produce menos que en el anterior.

En la Tabla 3.13 se puede ver la producción de petróleo por cuenca a lo largo del período de estudio. Se destaca la fuerte declinación en la producción de Cca. Neuquina compensada en parte por un leve crecimiento de la producción de Golfo de San Jorge.

Producción de Petróleo por Cuenca

Valores en Mm3/d

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Austral	10.8	11.0	9.3	8.1	7.4	6.4	6.3	5.0	5.4
Cuyo	6.7	7.1	7.8	7.2	6.5	6.2	6.0	5.7	5.5
Golfo San Jorge	39.0	42.2	43.2	44.9	45.1	45.2	45.8	44.2	42.1
Neuquina	63.0	60.9	57.3	54.9	49.3	45.5	44.4	44.9	44.8
Noroeste	3.3	3.4	3.3	3.0	2.8	2.5	2.3	2.4	2.4
TOTAL	122.8	124.5	120.8	118.2	111.1	105.8	104.8	102.2	100.1

Fuente: Elaboración propia en base a Tablas Dinámicas SESCO, S.E. 2009

Tabla 3.13: Producción de petróleo por cuenca. Golfo San Jorge y Cca. Neuquina agrupan prácticamente el 90% de la producción.

3.9. Volúmenes de la Balanza Comercial

Importaciones - Exportaciones de Crudo

Valores en Mm3/d

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Exportación	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0
Importación	4.2	4.4	1.7	0.8	1.6	0.7	0.2	0.1	0.0
SALDO NETO	39.8	41.3	40.7	35.8	26.4	23.1	13.7	8.9	9.0

Fuente: Elaboración propia en base a Tablas Dinámicas SESCO, S.E. 2009

Tabla 3.14: Importaciones y Exportaciones de petróleo crudo. Se observa que el saldo exportable ha disminuido drásticamente a lo largo del período de estudio.

3.9.1. Exportaciones

En Argentina sólo se exportan los excedentes de producción dado que el mercado local tiene prioridad sobre el mercado de exportación. Durante 2008 se exportaron en promedio 9.0 Mm3 de petróleo por día, lo que representa un 9% de la producción doméstica.

En la Tabla 3.14 se observa que las exportaciones de crudo han disminuido fuertemente durante los últimos años. Sobre este punto, cabe aclarar que a principios de 2009, debido a la baja demanda local de crudo, las exportaciones crecieron fuertemente llegando a promediar en Febrero de 2009 cerca de 25 Mm3/d.

En este trabajo, por simplicidad, se considera todo el volumen exportado como crudo escalante⁶. En rigor, este ha sido el caso los últimos años pero no siempre ha sido así.

⁶ El Escalante es tipo de petróleo crudo. Ver ANEXO IV para una descripción de crudos en Argentina.

3.9.2. Importaciones

Las importaciones de petróleo (ver Tabla 3.14) en nuestro país son muy reducidas. Prácticamente el 100% del crudo importado lo trae la refinería REFINOR que se encuentra ubicada en el norte de Argentina.

3.10. Volúmenes de la Demanda Local

La demanda doméstica de crudo es conformada por las refinerías y petroquímicas de nuestro país. En la Tabla 3.15 se puede ver cuáles son las refinerías más importantes de Argentina y cuanto crudo han procesado a lo largo del período de estudio (se las muestra en orden descendente por volumen de crudo procesado).

Crudo Procesado por Refinería

Valores en Mm3/d

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
YPF La Plata	26	25	25	27	27	27	29	31	30
YPF Lujan de Cuyo	16	17	17	16	16	17	17	17	16
Shell Dock Sud	13	13	12	12	13	13	14	14	13
Esso Campana	11	11	9	11	12	11	13	14	13
Petrolbras San Lorenzo	4	4	4	5	5	6	5	7	7
Petrolbras Elicabe	5	5	5	5	5	4	5	5	5
YPF Plaza Huincul	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Otras	3	3	3	3	3	4	3	3	3
TOTAL PROCESADO EN REFINERÍA	83	83	80	83	85	85	90	95	91

Fuente: Tablas Dinámicas SESCO, S.E. 2009

Tabla 3.15: Crudo Procesado por Refinería. En 2007 se registra el mayor volumen refinado dentro del período de estudio.

Ya sea por razones técnicas o logísticas, cada una de las refinerías de nuestro país demanda distintos crudos. En la Tabla 3.16 se muestra la demanda total de petróleo en Argentina abierta por cuenca.

Crudo Demandado por Cuenca de Origen

Valores en Mm3/d

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Neuquina	40.8	39.4	38.2	40.1	41.6	42.5	45.8	45.9	45.8
Golfo de San Jorge (Escalante)	17.1	16.5	15.2	16.8	19.0	20.2	19.3	21.5	18.6
Golfo de San Jorge (Cañadón Seco)	8.8	10.0	8.8	10.5	12.0	10.7	13.4	16.0	16.2
Austral	1.2	1.5	5.7	4.9	2.2	2.2	2.3	2.9	2.2
Neuquina-Mendoza	7.3	7.0	7.8	7.2	6.5	6.2	6.0	5.7	5.5
Nor Oeste (*)	7.2	8.2	3.8	3.5	3.9	3.2	2.7	2.5	2.4
TOTAL CRUDO DEMANDADO	82.5	82.7	79.5	83.0	85.2	84.9	89.5	94.6	90.8

(*) Incluye importaciones de Refinor

Fuente: Tablas Dinámicas SESCO, S.E. 2009

Tabla 3.16: Crudo demandado por cuenca de origen. El más demandado es el crudo medianito.

El crudo de mayor demanda en nuestro país es el de Cca. Neuquina llamado crudo medanito. Se trata de un crudo de 36° API y bajo azufre, consumido en forma mayoritaria por las refinerías locales y utilizado fundamentalmente como productor de bases lubricantes.

4. MERCADO DE GAS EN LA ARGENTINA

4.1. Resumen y Conclusiones

Los escenarios a analizar en este capítulo son los mismos que se describen en el Capítulo 3; Caso Base y Caso Propuesto⁷. Al comparar el Caso Base con el Caso Propuesto se pretende entender cuáles actores se vieron beneficiados y cuáles perjudicados como resultado de las políticas aplicadas por los diferentes gobiernos entre Enero de 2000 y Diciembre de 2008.

Se estudia la evolución del mercado del gas natural en nuestro país. Se analizan los ingresos y egresos de los actores de dicho mercado (oferta, demanda, y Estado Nacional) para determinar el impacto de regalías, retenciones, subsidios y regulación de precios en la industria del Gas natural.

Conclusiones:

1) Durante el período que va de enero de 2000 a diciembre de 2008 la demanda de gas natural consigue un beneficio de 18,843 MMUSD (0.9% del PBI del mismo período) como resultado de pagar precios locales inferiores a los regionales. La contraparte de dicho beneficio (excedente de la demanda) es pérdida de ingresos potenciales por parte del Estado y la oferta de petróleo. La Figura 4.1 muestra la evolución del excedente de la demanda y como se integra a partir de los menores ingresos de la oferta y el Estado.

⁷ En la sección 4.2 se hacen todas las definiciones necesarias para comprender los términos que se usan en este capítulo.

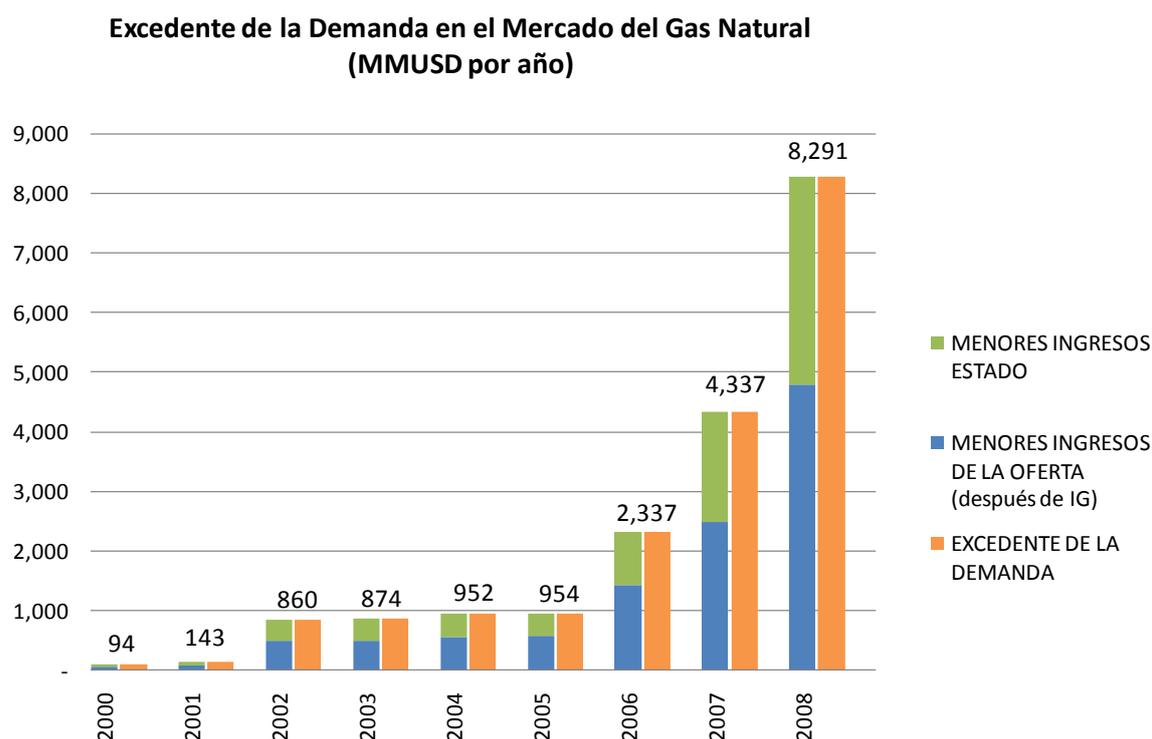


Figura 4.1: Comparación del excedente de la demanda en el mercado de gas natural contra los menores ingresos de la oferta y el Estado.

2) El beneficio de la demanda alcanza un máximo en el año 2008 (8,291 MMUSD) cuando los subsidios a las importaciones junto con la regulación de precios generaron una gran distancia entre los precios locales y los precios de la región.

3) Los menores precios locales y los mayores derechos de exportación (netos del incremento de impuesto a las ganancias asociado) implican en 2008 una pérdida de 4,807 MMUSD para la oferta, que, sumados a menores ingresos del Estado por 3,484 MMUSD, da el excedente de la demanda (8,291 MMUSD en 2008).

Evolución del excedente de la demanda en el mercado del Gas Natural*Valores en MMUSD*

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL	Prom. Año
EXCEDENTE DE LA DEMANDA	94	143	860	874	952	954	2,337	4,337	8,291	18,843	2,355
Δ INGRESOS DE LA OFERTA (después de IG)	(54)	(82)	(492)	(500)	(569)	(584)	(1,434)	(2,503)	(4,807)	(11,025)	(1,378)
Δ Ventas Locales	(82)	(126)	(756)	(769)	(838)	(840)	(1,993)	(3,671)	(7,145)	(16,222)	(2,028)
Δ Exportaciones	0	0	0	0	(37)	(59)	(212)	(180)	(251)	(739)	(92)
Δ Impuesto a las Ganancias	29	44	265	269	306	315	772	1,348	2,588	5,936	742
Δ INGRESOS ESTADO	(40)	(61)	(368)	(374)	(383)	(370)	(903)	(1,834)	(3,484)	(7,818)	(977)
Δ Derechos Derechos de Exportación	0	0	0	0	43	67	241	205	285	840	105
Δ Regalías Locales	(11)	(17)	(103)	(105)	(114)	(115)	(272)	(501)	(969)	(2,206)	(276)
Δ Regalías Exportación	0	0	0	0	(5)	(8)	(29)	(25)	(34)	(101)	(13)
Δ Subsidios	0	0	0	0	0	0	(71)	(165)	(178)	(415)	(52)
Δ Impuesto a las Ganancias	(29)	(44)	(265)	(269)	(306)	(315)	(772)	(1,348)	(2,588)	(5,936)	(742)

Funete: Elaboración Propia

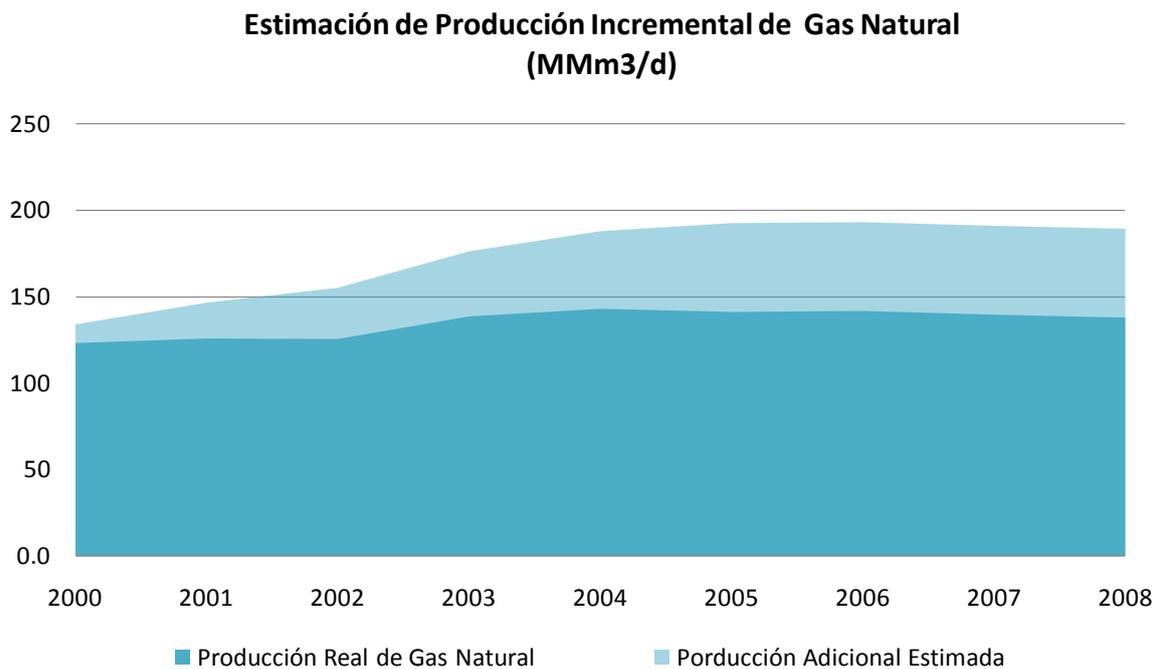
Tabla 4.1: Evolución del excedente de la demanda en el mercado de Gas natural. En 2008 alcanza los 8,291 MMUSD.

4) La Tabla 1.1 muestra como se conforma el excedente de la demanda a partir de las variaciones en los ingresos de la oferta y el Estado. La oferta de gas se “perdió” de ganar 1,378 MMUSD anuales y el Estado 977 MMUSD adicionales. En total, el Estado y la oferta “aportaron” 2,355 MMUSD anuales a la demanda de gas natural.

5) A continuación se muestran algunas inversiones que la oferta hubiese podido hacer con 1,378 MMUSD /año.

1,378 MMUSD/año en inversiones de gas natural equivalen a:

- Cerca de 700 pozos perforados en un año.
- Alrededor de 35 equipos de perforación funcionando todo el año.
- Un incremento en la producción de gas natural del año 2008 de más del 35% (Ver Figura 4.2).
- Cerca de 1,300 puestos de trabajo directos en la industria del upstream.



Premisas Prod. adicional: ~700 pozo por año (80% de éxito). Prod inicial 20 000 m³/d. Declinación 10% durante 6 años.

Figura 4.2: Estimación de incremento de producción de gas natural con inversiones adicionales de 1,378 MMUSD por año

4.2. Definiciones

A continuación se muestran algunas definiciones que resultan de utilidad en el desarrollo de este capítulo. Estas definiciones son similares a las que se presentan en el Capítulo 3 para analizar el mercado del petróleo.

Def: Caso Base – Según Valores Reales:

En este caso se estiman los ingresos y egresos reales para cada actor, es decir, se calculan los volúmenes que realmente se intercambiaron y los precios que efectivamente existieron. Se lo considera el Caso Base o escenario de partida dado que determina los montos de dinero que cada actor intercambió con el resto de los sectores.

Def: Caso Propuesto – Según Valores Internacionales:

El Caso Propuesto estudia el resultado que cada actor hubiese tenido con menor intervención por parte del Estado. Así, este escenario permite determinar los montos que se hubiesen intercambiado entre actores si los precios hubiesen estado en línea

con los valores internacionales. Cabe destacar que en este caso se consideró que la demanda y la oferta hubiesen sido las mismas que en el Caso Base, es decir, que con precios internacionales la producción local y el consumo local hubiesen sido iguales (en otras palabras, se consideran las mismas cantidades que en el Caso Base).

Las diferencias con el Caso Base son:

- a) Se eliminan los derechos de exportación de gas.
- b) Precios Locales: Se toma como precio bruto el mínimo entre (i) la paridad de exportación (sin derechos) o (ii) la paridad de importación.
- c) Precios de Exportación: Paridad de exportación sin derechos.

Def: Período de Estudio

Período comprendido entre el 1.1.2000 y el 31.12.2008.

Dentro de cada escenario se analiza la evolución de la oferta, la demanda y el estado. Dado que los estudiaremos como parte de un sistema cerrado, la suma de los beneficios y pérdidas de todos los actores deberá ser igual a cero. Los actores a ser analizados son:

Def: Oferta Local:

Se refiere a toda la oferta agregada de gas en nuestro país. Lo que nos interesa estudiar de este actor son los ingresos provenientes de las ventas al mercado local y la exportación.

Def: Demanda Local:

Se refiere a todo el consumo nacional de gas natural. La demanda local puede abastecerse tanto de la oferta local como de la importación de otros países. Para este actor se estudia el costo de abastecerse de gas del mercado local y del sector internacional (importaciones).

Def: Estado Nacional:

El Estado Nacional obtiene ingresos de ambos actores pero al mismo tiempo devuelve parte de esos ingresos en subsidios. Para cada caso se estudian los ingresos y los egresos del Estado. Se aclara que en este trabajo se considera como Estado Nacional tanto al Gobierno de la Nación y a los Gobiernos Provinciales.

Def: Excedente de la Demanda:

La diferencia entre el máximo que un consumidor puede pagar por una cantidad determinada de un bien y lo que en la actualidad paga. También conocido como excedente del consumidor.

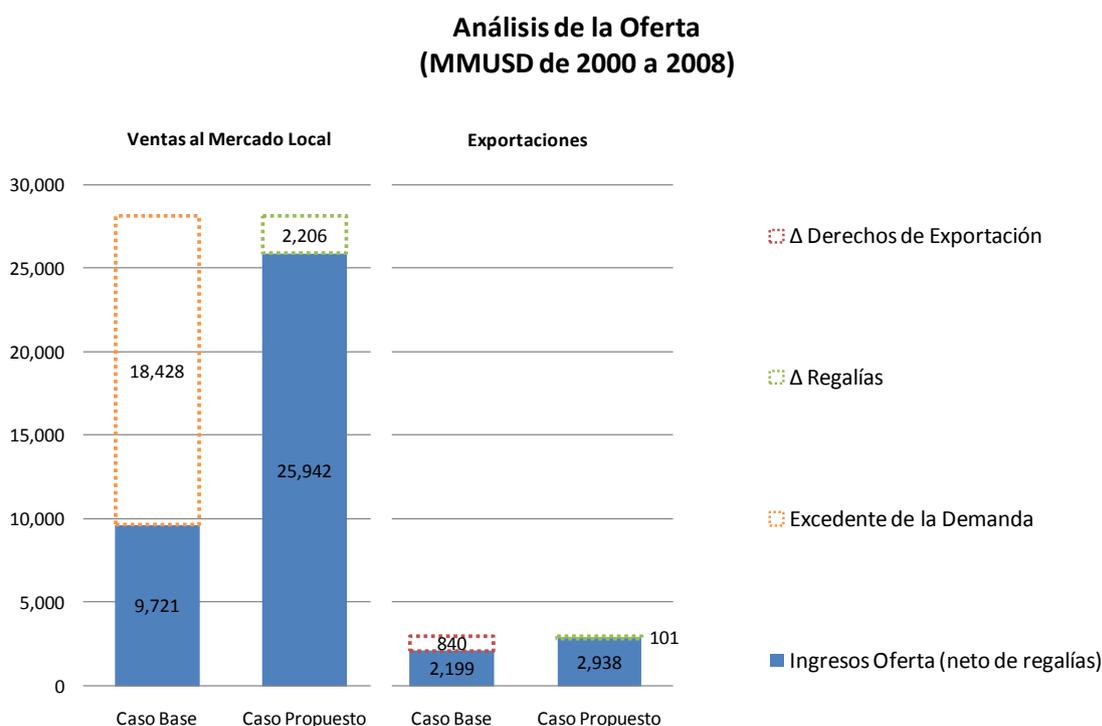
4.3. Análisis de la Oferta

Figura 4.3: Ingresos de la Oferta. Caso Base vs. Caso Propuesto.

La Figura 4.3 muestra los ingresos que tiene la oferta en el Caso Base en comparación con los correspondientes ingresos del Caso Propuesto.

Cuando se analizan las *Ventas al Mercado Local* la oferta obtiene ingresos por 9,721 MMUSD en el Caso Base que compran con 25,942 MMUSD en el Caso Propuesto. La diferencia de ingresos (16,221 MMUSD) representa un beneficio para la demanda, que, sumándole las regalías asociadas (2,206 MMUSD) asciende a un total de 18,428 MMUSD.

Por el lado de las *Exportaciones*, en el Caso Base la oferta debe pagar derechos de exportación por 840 MMUSD al Estado Nacional. En contraposición, en el Caso Propuesto, la oferta se ahorra estos derechos pero aumenta el pago de regalías en 101 MMUSD. Como resultado, en el Caso Propuesto la oferta obtiene 739 MMUSD ($739 = 840 - 101$) más que en el Caso Base por las exportaciones de gas.

El aumento de 101 MMUSD se debe a que la oferta percibe un precio mayor (dado que no paga derechos de exportación) por el cual debe pagar mayores regalías.

4.3.1. Caso Base – Según Valores reales

En la Tabla 4.2 se muestra la evolución de los ingresos de la oferta en el Caso Base. A lo largo del período de estudio la oferta obtiene ingresos por casi 12,000 MMUSD. Estos ingresos se componen en un 82% de facturación al mercado local y el restante 18% de exportaciones.

OFERTA ARGENTINA

Caso Base - Según Valores Reales

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
INGRESOS DE PRODUCTORES - MERCADO LOCAL	MMUSD	1,266	1,218	433	572	744	1,008	1,252	1,492	1,734	9,721
Volumen	MMm3/d	85.4	78.9	76.7	84.3	89.3	90.3	94.8	100.8	102.0	89.1
Precio Promedio	USD/MMBTU	1.1	1.1	0.4	0.5	0.6	0.8	1.0	1.1	1.3	0.9
INGRESOS DE PRODUCTORES - EXPORTACIONES	MMUSD	198.2	275.2	250.0	294.0	316.1	294.5	350.7	161.4	58.4	2,199
Volumen	MMm3/d	12.5	16.1	16.1	18.5	19.9	17.3	17.2	6.8	2.5	14.1
Precio Promedio exportación	USD/MMBTU	1.2	1.3	1.2	1.2	1.2	1.3	1.5	1.8	1.8	1.3
TOTAL MERCADO LOCAL + IMPORTACIÓN	MMUSD	1,464	1,493	683	866	1,060	1,302	1,603	1,654	1,793	11,919

Tabla 4.2: Ingresos de la Oferta con precios del Caso Base. Para mayor detalle ver Tabla A-7 del ANEXO.

4.3.2. Caso Propuesto – Según Valores Internacionales

El Caso Propuesto se diferencia del Caso Base sólo en los precios de venta al mercado local. Como se explica en la sección 4.7.1, los precios locales para el Caso Propuesto responden a precios de referencia regionales.

Los ingresos totales de la oferta son cercanos a los 29,000 MMUSD y se explican en un 90% por los ingresos del mercado local (Ver Tabla 4.3). Al comparar contra el Caso Base, se observa que la oferta incrementa sus ingresos en casi 17,000 MMUSD (+42%).

OFERTA ARGENTINA

Caso Propuesto - Según Valores Internacionales

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
INGRESOS DE PRODUCTORES - MERCADO LOCAL	MMUSD	1,348	1,344	1,190	1,341	1,583	1,848	3,246	5,163	8,879	25,942
Volumen	MMm3/d	85.4	78.9	76.7	84.3	89.3	90.3	94.8	100.8	102.0	89.1
Precio Promedio	USD/MMBTU	1.2	1.3	1.2	1.2	1.3	1.5	2.5	3.8	6.4	2.4
INGRESOS DE PRODUCTORES - EXPORTACIONES	MMUSD	198.2	275.2	250.0	294.0	353.6	353.4	562.7	341.4	309.2	2,938
Volumen	MMm3/d	12.5	16.1	16.1	18.5	19.9	17.3	17.2	6.8	2.5	14.1
Precio Promedio exportación	USD/MMBTU	1.2	1.3	1.2	1.2	1.3	1.5	2.4	3.7	9.3	1.7
TOTAL MERCADO LOCAL + IMPORTACIÓN	MMUSD	1,547	1,620	1,440	1,635	1,936	2,201	3,809	5,505	9,188	28,880

Tabla 4.3: Ingresos de la Oferta con precios del Caso Propuesto. Para mayor detalle ver Tabla A-8 del ANEXO.

4.4. Análisis de la Demanda

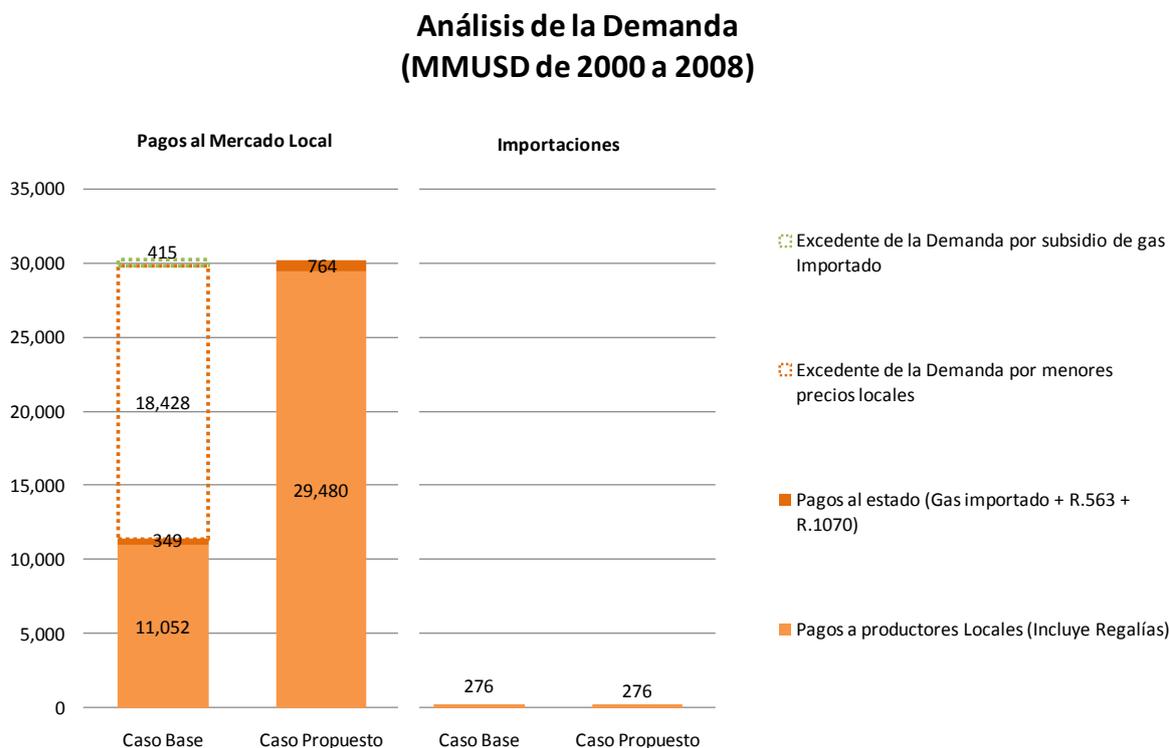


Figura 4.4: Pagos de la Demanda. Caso Base vs. Caso Propuesto.

Entre el Caso Base y El Caso Propuesto la demanda obtiene un “ahorro” total de 18,842 MMUSD. Este ahorro se explica a través de las siguientes variaciones:

- *Ahorro por menores precios locales (18,428 MMUSD):* Resulta de calcular la diferencia entre (i) los pagos a la oferta en el Caso Propuesto (29,480 MMUSD) menos (ii) los pagos en el Caso Base (11,052 MMUSD). Como es de esperar, este ahorro coincide con el que se muestra en la Figura 4.3 en la sección 4.3.
- *Excedente de la demanda por subsidio de gas importado (415 MMUSD):* Se calcula como la diferencia entre los pagos al estado en el Caso Propuesto (764 MMUSD)⁸ menos los correspondientes en el Caso Base (349 MMUSD)⁹.

⁸ 764 = 643 (Reventa gas Bolivia) + 121 (Reventa LNG) (Var Tabla 4.8)

⁹ 349 = 42 (Res. 1070) + 47 (Res. 563) + 229 (Reventa gas Bolivia) + 31 (Reventa LNG) (Ver Tabla 4.7)

Las importaciones de gas que se muestran en el gráfico (276 MMUSD) corresponden al período que va desde junio de 2004 a julio de 2006, cuando los industriales eran quienes importaban el gas de Bolivia sin intervención del Estado (Ver sección 4.9.2). En este período el precio de importación no estaba subvencionado y, por lo tanto, era igual en ambos casos. A partir de julio de 2006 todas las importaciones de gas las realiza el Estado argentino para luego revender el gas a la demanda local a un precio subvencionado.

4.4.1. Caso Base – Según Valores reales

En el Caso Base, la demanda argentina realiza pagos “locales” por aprox. 11,400 MMUSD. Una parte de estos pagos se destina directamente a los productores de gas y el resto se utiliza para las Resoluciones 1070/08¹⁰ y 563/08¹¹ y para pagar al Estado la reventa de gas de Bolivia y LNG.

El volumen que en la Tabla 4.4 se muestra como volumen local, hace referencia a la suma de (i) el gas comprado a productores locales más (ii) el gas que el estado argentino revende a la demanda luego de importarlo (de Bolivia o LNG). Esto se debe a que, una vez que el Estado importa gas (ya sea de Bolivia o LNG) lo revende en el mercado local a precio local, es decir, que termina actuando como si fuera un productor local más.

DEMANDA ARGENTINA

Caso Base - Según Valores Reales

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
PAGOS LOCALES	MMUSD	1,439	1,384	493	650	846	1,145	1,465	1,806	2,173	11,401
Volumen Local (de productores + Importaciones del estado)	MMm3/d	85.4	78.9	76.7	84.3	89.3	90.3	96.7	105.6	105.7	90.3
Precio Promedio	USD/MMBTU	1.2	1.3	0.5	0.6	0.7	0.9	1.1	1.3	1.5	1.0
PAGOS POR IMPORTACIONES	MMUSD	0.0	0.0	0.0	0.0	59	128	89	0.0	0.0	276
Volumen importación Industria	MMm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	4.8	3.1	0.0	0.0	1.1
Precio Industria	USD/MMBTU	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.2	n/a	n/a	2.1
TOTAL MERCADO LOCAL + IMPORTACIÓN	MMUSD	1,439	1,384	493	650	905	1,273	1,554	1,806	2,173	11,677

Tabla 4.4: Pagos de la demanda con precios del Caso Base. Para mayor detalle ver Tabla A-9 del ANEXO.

Los detalles de la reventa de gas importado son los siguientes:

- a) Gas Importado de Bolivia: Se considera que se revende en su totalidad a industriales. En la Tabla A-9 del ANEXO se puede ver el detalle del cálculo.

¹⁰ Cargo para subvención del GLP (gas licuado de petróleo). Aplica sólo a GNC, generación y algunos residenciales. Ver sección 4.6.1.

¹¹ Res. 563: Cargo para costear la importación de gas (de Bolivia y LNG). Aplica principalmente a industriales y algunos residenciales. Ver sección 4.6.1.

- b) Importaciones de LNG: En este caso se asigna 50% de gas para reventa a industria y 50% para reventa a centrales de generación eléctrica (usinas).

4.4.2. Caso Propuesto – Según Valores Internacionales

El Caso Propuesto difiere del Caso Base en los precios de los Pagos Locales. Además, a diferencia del Caso Base, donde cada tipo de usuario tiene un precio particular, en el Caso Propuesto todos los usuarios pagan lo mismo por el gas que les es entregado.

DEMANDA ARGENTINA

Caso Propuesto - Según Valores Internacionales

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
PAGOS AL MERCADO LOCAL	1,532	1,528	1,352	1,524	1,798	2,100	3,801	6,143	10,464	30,244
Volumen Local (de productores + Importaciones del estado)	85.4	78.9	76.7	84.3	91.5	95.0	99.8	105.6	105.7	91.4
Precio Promedio	1.3	1.4	1.3	1.3	1.5	1.6	2.8	4.3	7.3	2.7
PAGOS POR IMPORTACIONES	0.0	0.0	0.0	0.0	58.7	128.1	89.2	0.0	0.0	276
Volumen importación Industria	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	4.8	3.1	0.0	0.0	1.1
Precio Industria	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.2	n/a	n/a	2.1
TOTAL MERCADO LOCAL + IMPORTACIÓN	1,532	1,528	1,352	1,524	1,857	2,228	3,891	6,143	10,464	30,519

Tabla 4.5: Pagos de la demanda con precios del Caso Propuesto. Para mayor detalle ver Tabla A-10 del ANEXO.

Es interesante notar que los pagos de la demanda prácticamente se triplican respecto del Caso Base resultando 18,843 MMUSD mayores en este Caso Propuesto.

El ahorro o *Excedente de la Demanda* que se obtiene en el Caso Base (18,843 MMUSD) se puede abrir en dos componentes. Por un lado hay un efecto precio a través del cual la demanda paga menos a los productores locales (efecto precio = 18,428 MMUSD). Por otra parte está el efecto subsidios. El Estado argentino subsidia menos la importación en el Caso Propuesto, con lo cual la demanda paga más al Estado (efecto subsidios = 415 MMUSD). La suma de ambos efectos (18,428 + 415) da como resultado el Excedente de la Demanda de 18,843 MMUSD.

4.5. Análisis del Estado Nacional

En el caso del Estado Nacional es necesario comparar los ingresos y egresos que obtiene en cada caso. Hay que recordar que el Estado argentino importa gas natural a pérdida (egreso) que debe compensar con lo que recauda (ingreso).

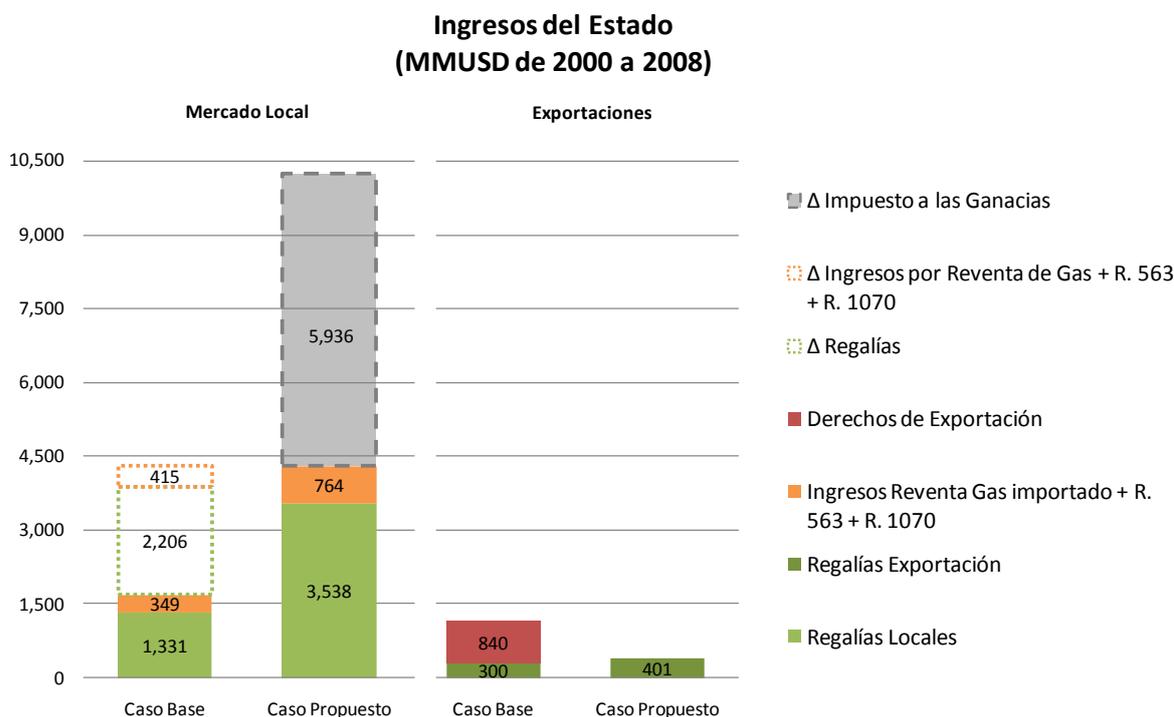


Figura 4.5: Ingresos del Estado. Caso Baso vs. Caso Propuesto.

La Figura 4.5 muestra los ingresos del Estado Nacional al comparar el Caso Base con el Caso Propuesto.

En el *Mercado Local*, el Estado obtiene ingresos de:

- 1) *Regalías Locales*: En el Caso Base, el estado recauda 1,331 MMUSD mientras que en el Caso Propuesto obtiene 3,558 MMUSD. La diferencia (2,206 MMUSD) se debe al mayor precio de venta que cobran los productores en el Caso Propuesto dando lugar así a una mayor recaudación en concepto de regalías.
- 2) *Regalías Exportación*: Resultan 101 MMUSD mayores en el Caso Propuesto dado que, al no haber derechos de exportación, el precio de exportación aumenta generando así mayores regalías para el Estado.
- 3) *Derechos de Exportación*: En el Caso Base el Estado recauda 840 MMUSD en concepto de derechos de exportación. En el Caso Propuesto se eliminan estos derechos.
- 4) *Ingreso Reventa de Gas importado + R. 563 + R. 1070*: En el Caso Base, el Estado recauda dinero de la demanda a través de las resoluciones 563/08 y 1070/08 y, además, obtiene ingresos de la reventa del gas que importa de Bolivia y el LNG (Ver Tabla 4.7).

En el Caso Propuesto se eliminan los cargos de las resoluciones 563/08 y 1070/08. Con esto, el Estado sólo recauda el dinero correspondiente a la reventa del gas de Bolivia y LNG (Ver Tabla 4.8).

- 5) Δ *Impuesto a las Ganancias*: Resulta de calcular cuánto más hubiese recaudado el Estado Nacional si los precios hubiesen sido los del Caso Propuesto en lugar de los del Caso Base. Este cálculo asume que los costos y amortizaciones son iguales en ambos casos y, por lo tanto, sólo depende de la variación de ingresos. El cálculo de este incremento es relativamente simple y se puede ver en la Tabla 4.6.

Incremento Impuesto a las Ganancias (IG)

Valores en MMUSD

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
Estimado Incremento Ingresos por Mayor IG = [(B) - (A)] * 35%	29	44	265	269	306	315	772	1,348	2,588	5,936
(A) Ingreso Caso Base (Local + Exportación)	1,464	1,493	683	866	1,060	1,302	1,603	1,654	1,793	11,919
(B) Ingreso Caso Propuesto (Local + Exportación)	1,547	1,620	1,440	1,635	1,936	2,201	3,809	5,505	9,188	28,880

Tabla 4.6: Estimación de incremento de Ingresos del estado por mayor Impuesto a las Ganancias en el Caso Propuesto.

En relación a los egresos, el Caso Propuesto muestra al Estado en una posición más sólida que el Caso Base. La Figura 4.6 ilustra este punto al comparar los ingresos (mercado local + exportaciones) contra el costo de importación de gas.

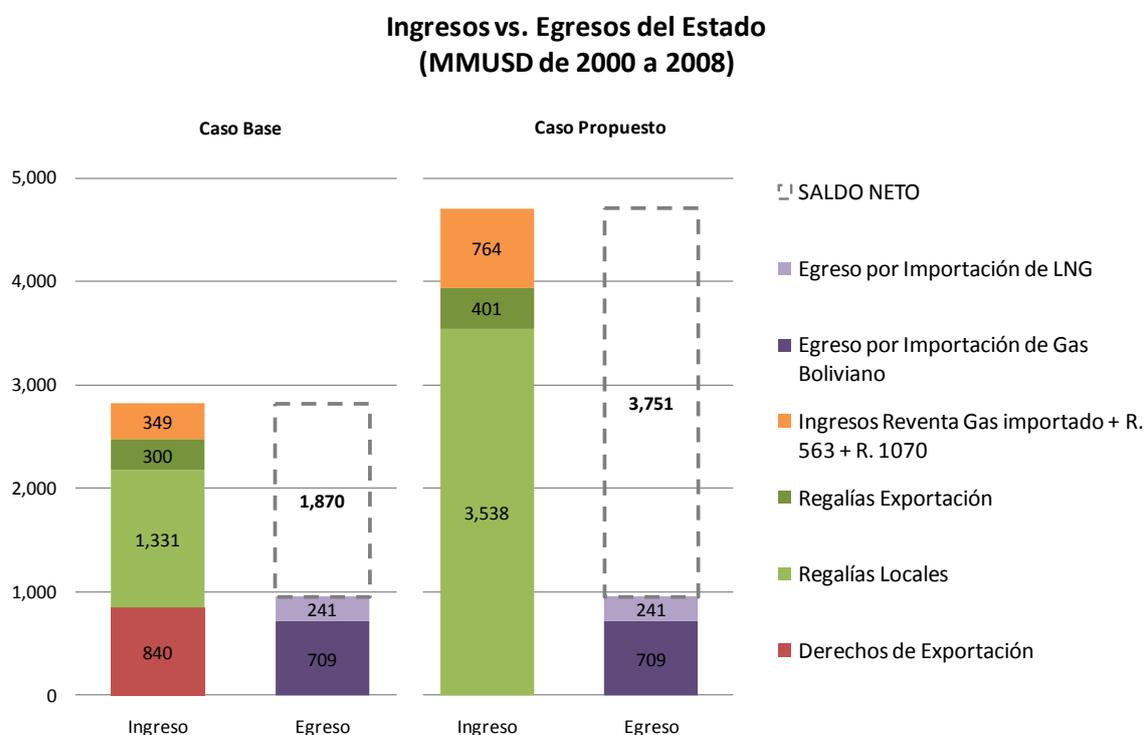


Figura 4.6: Ingresos y Egresos del Estado. Caso Base vs. Caso Propuesto.

En la Tabla 4.7 y la Tabla 4.8 se muestran los cálculos de los ingresos y egresos del estado en cada caso.

4.5.1. Caso Base – Según Valores reales

ESTADO ARGENTINO

Caso Base - Según Valores Reales

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
INGRESOS DERECHOS DE EXPORTACIÓN	MMUSD	0.0	0.0	0.0	0.0	43	67	241	205	285	840
Volúmen Exportado	MMm3/d	12.5	16.1	16.1	18.5	19.9	17.3	17.2	6.8	2.5	14.1
Derechos	USD/MMBTU	-	-	-	-	0.2	0.3	1.0	2.2	8.6	0.5
REGALÍAS LOCALES	MMUSD	173	166	59	78	102	137	171	203	242	1,331
Volúmen Local	MMm3/d	85.4	78.9	76.7	84.3	89.3	90.3	94.8	100.8	102.0	89.1
Regalías Locales	USD/MMBTU	0.1	0.2	0.06	0.07	0.08	0.11	0.13	0.15	0.18	0.1
REGALÍAS EXPORTACIÓN	MMUSD	27	38	34	40	43	40	48	22	8	300
Volúmen Exportado	MMm3/d	12.5	16.1	16.1	18.5	19.9	17.3	17.2	6.8	2.5	14.1
Regalías Exportación	USD/MMBTU	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
FIDEICOMISO LPG (R1070)	MMUSD	-	-	42	42						
Volúmen	MMm3/d	-	-	-	-	-	-	-	-	64.9	7.2
Contribución	USD/MMBTU	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
SALDO NETO COMPRA DE GAS BOLIVIANO	MMUSD	-	-	-	-	-	-	(91)	(208)	(182)	(480)
Volumen Importado	MMm3/d	-	-	-	-	-	-	2.0	4.8	2.5	1.0
Costo de Importación	MMUSD	-	-	-	-	-	-	(133)	(318)	(258)	(709)
Ingreso por Reventa de Gas Boliviano a Industria	MMUSD	-	-	-	-	-	-	42	111	76	229
SALDO NETO COMPRA DE LNG	MMUSD	-	-	(210)	(210)						
Volumen Importado	MMm3/d	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2	0.1
Costo Importación	MMUSD	-	-	-	-	-	-	-	-	(241)	(241)
Ingreso por Reventa a Industria y Generación	MMUSD	-	-	-	-	-	-	-	-	31	31
FIDEICOMISO IMPORTACIÓN (R563)	MMUSD	-	-	47	47						
Volúmen	MMm3/d	-	-	-	-	-	-	-	-	6.8	0.8
Contribución	USD/MMBTU	-	-	-	-	-	-	-	-	0.5	0.5
SALDO NETO ESTADO	MMUSD	200	204	93	118	187	245	368	222	233	1,870

Tabla 4.7: Ingresos y Egresos del Estado. Caso Base. Para mayor detalle ver Tabla A-11 del ANEXO.

4.5.2. Caso Propuesto – Según Valores Internacionales

ESTADO ARGENTINO*Caso Propuesto - Según Valores Internacionales*

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
INGRESOS DERECHOS DE EXPORTACIÓN	MMUSD	0.0	0.0	0.0	0.0						
Volúmen Exportado	MMm3/d	12.5	16.1	16.1	18.5	19.9	17.3	17.2	6.8	2.5	14.1
Derechos	USD/MMBTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REGALÍAS LOCALES	MMUSD	184	183	162	183	216	252	443	704	1,211	3,538
Volúmen Local	MMm3/d	85.4	78.9	76.7	84.3	89.3	90.3	94.8	100.8	102.0	89.1
Regalías Locales	USD/MMBTU	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.5	0.9	0.3
REGALÍAS EXPORTACIÓN	MMUSD	27.0	37.5	34.1	40.1	48.2	48.2	76.7	46.6	42.2	401
Volúmen Exportado	MMm3/d	12.5	16.1	16.1	18.5	19.9	17.3	17.2	6.8	2.5	14.1
Regalías Exportación	USD/MMBTU	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.5	1.3	0.2
SALDO NETO COMPRA DE GAS BOLIVIANO	MMUSD	-	-	-	-	-	-	(19.9)	(42.4)	(4.2)	(66.5)
Volumen Importado	MMm3/d	-	-	-	-	-	-	2.0	4.8	2.5	1.0
Costo de Importación	MMUSD	-	-	-	-	-	-	(133)	(318)	(258)	(709)
Ingreso por Reventa de Gas Boliviano a Industria	MMUSD	-	-	-	-	-	-	113	276	254	643
SALDO NETO COMPRA DE LNG	MMUSD	-	-	(120)	(120)						
Volumen Importado	MMm3/d	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2	0.1
Costo Importación	MMUSD	-	-	-	-	-	-	-	-	(241)	(241)
Ingreso por Reventa a Industria y Generación	MMUSD	-	-	-	-	-	-	-	-	121	121
SALDO NETO ESTADO	MMUSD	211	221	196	223	264	300	499	708	1,129	3,751
Estimado Incremento (diminución) de IG	MMUSD	29	44	265	269	306	315	772	1,348	2,588	5,936
TOTAL INGRESOS ESTADO CON MAYOR IG	MMUSD	240	265	461	492	570	615	1,271	2,056	3,717	9,688

Tabla 4.8: Ingresos y Egresos del Estado. Caso Propuesto. Para mayor detalle ver Tabla A-12 del ANEXO.

4.6. Precios Caso Base – Según Valores Reales

4.6.1. Precios Locales

A principios de 2002, como consecuencia de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (ley 25561/02) los precios en boca de pozo para los diferentes segmentos de la demanda local quedaron congelados. A partir de entonces las tarifas locales han sufrido modificaciones hasta llegar a los valores actuales.

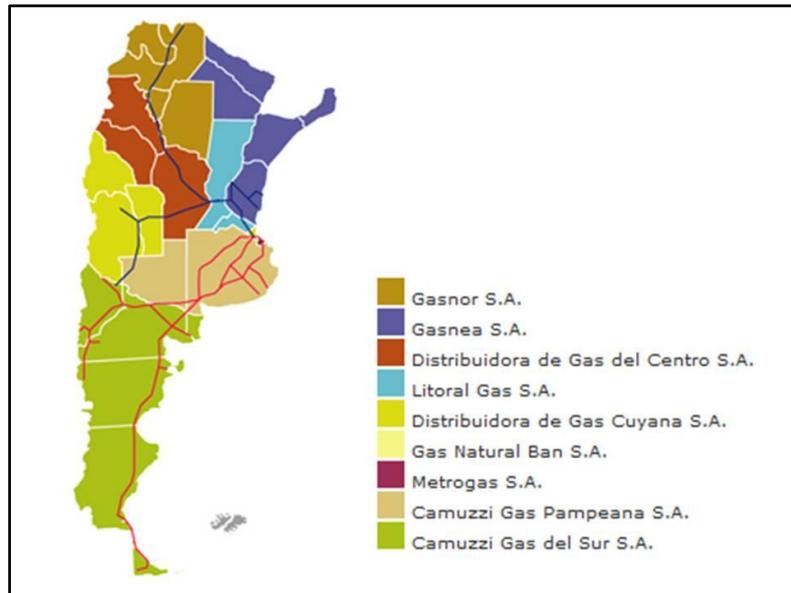


Figura 4.7: Áreas donde opera cada una de las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas.

Para determinar la evolución de las tarifas locales en las distintas regiones de nuestro país se toman como referencia tres distribuidoras: Gas Ban, GasNor y Camuzzi Gas del Sur. Estas tres distribuidoras están ubicadas en el centro, norte y sur de nuestro país respectivamente (Ver Figura 4.7) y se utilizan en este trabajo para fijar tarifas promedio país para los usuarios industriales, C. Eléctricas, residenciales y GNC.

Precios de Gas para Mercado Local - Caso Base

Valores en USD/MMBTU a diciembre de cada año

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Precio Bruto Industrial	1.2	1.2	0.6	0.8	1.0	1.5	1.6	2.1	2.6
Res. 563	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.4)
Regalías	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.2)	(0.2)	(0.3)	(0.3)
Precio Neto Productor	1.1	1.1	0.5	0.7	0.9	1.3	1.4	1.9	2.0
Precio Bruto Generación	1.2	1.2	0.4	0.5	0.7	1.1	1.5	1.6	2.0
Res. 1070	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.2)
Regalías	(0.1)	(0.1)	(0.0)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.2)	(0.2)	(0.2)
Precio Neto Productor	1.1	1.1	0.3	0.4	0.7	1.0	1.3	1.4	1.6
Precio Bruto Residencial	1.2	1.2	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	1.6
Res. 1070	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.1)
Res. 563	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.9)
Regalías	(0.1)	(0.1)	(0.0)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)
Precio Neto Productor	1.1	1.1	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.6
Precio Bruto GNC	1.2	1.2	0.4	0.5	0.7	1.0	1.0	1.0	1.0
Res. 1070	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.1)
Regalías	(0.1)	(0.1)	(0.0)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)
Precio Neto Productor	1.1	1.1	0.3	0.4	0.7	0.9	0.9	0.8	0.8

Fuente: Elaboración propia en base a precios publicados por S.E. y Energas

Tabla 4.9: Precio promedio país de gas por tipo de Usuario. Estimaciones propias a partir de los tarifarios de Gas BAN, GasNor y Camuzzi Gas del Sur y resoluciones 1070/08, 563/08 y otras.

Las tarifas a diciembre de cada año para cada tipo de usuario son las que muestra la Tabla 4.9. Todas las tarifas pagan regalías sobre el precio en boca de pozo y, dependiendo del tipo de usuario, existen cargos adicionales (Res. 1070 y Res. 563). Básicamente, el precio neto percibido por el productor se calcula como se muestra a continuación:

$$\text{Precio Neto Local} = \text{BdP} - R - \text{Res. 1070} - \text{Res. 563} \quad (4.1)$$

Donde;

Precio Neto Local: Es el precio neto que “cobra” la oferta por la venta de gas al mercado local.

BdP: Precio en boca de pozo.

R: Regalías a las Provincias del 12% sobre el precio en boca de pozo (BdP). Aplica a todos los usuarios.

Res. 1070: Cargo para subvención del GLP (gas licuado de petróleo). Aplica sólo a GNC, generación y algunos residenciales.

Res. 563: Cargo para costear la importación de gas (de Bolivia y LNG). Aplica principalmente a industriales y algunos residenciales.

A continuación se aclaran con mayor detalle algunos de estos conceptos.

Regalías:

Se calculan como el 12% del precio bruto facturado y son percibidas por las provincias.

Cargo GLP – Res. 1070/08:

A partir de septiembre de 2008, la Resolución 1070 de la S.E. establece un incremento del precio del gas natural. El objetivo de esta resolución es fijar un aporte a un Fondo Fiduciario creado para subvencionar el precio de GLP para uso domiciliario (garrafas de 10, 12 y 15 kg). Es importante marcar que este aumento de precio no lo percibe la oferta de gas natural, sino que se destina en su totalidad al Estado Nacional.

Cargo de importación de Gas Natural – Res. 563/08:

A fines de 2008, mediante el Decreto 2067 de diciembre (reglamentado por Resolución 563/08), se crea un fideicomiso para recaudar dinero para la importación de gas natural (gas de Bolivia y LNG), con cargos para todos los consumos mayores a 1,000 m³/año excepto centrales de generación.

4.6.2. Tarifas Locales Industriales

En el año 2004, mediante el Decreto 181 y la Resolución 208 se estableció el primer sendero de precios de gas en boca de pozo para industriales, usinas y GNC, respecto de los precios de 2001. Con este sendero se elevaron los precios de gas en boca de pozo, aplicando cambios de manera inmediata y luego en escalones.

En 2005 mediante la Resolución 752 se reglamentó que todos los clientes de categorías grandes usuarios (industrias y centrales eléctricas), estaciones de carga de GNC, pequeñas industrias y clientes comerciales con consumo superior a 9.000 m³/mes deben contratar en forma directa su gas en boca de pozo a productores y/o comercializadores. Este proceso es conocido como “unbundling”.

La Tabla 4.10 muestra la evolución de la tarifa industrial. Dado que a partir del unbundling los precios industriales son el resultado de un acuerdo entre privados, las tarifas que aquí se

muestran son estimaciones (en base a los precios que publica la Secretaría de Energía en su página de internet).

Precios de Gas Industrial - Caso Base

Valores en USD/MMBTU a diciembre de cada año

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
NORTE									
Precio Bruto Industrial	1.2	1.2	0.5	0.8	0.9	1.4	1.5	2.0	2.5
Res. 563	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.4)
Regalías	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)
Precio Neto Productor	1.0	1.0	0.5	0.7	0.8	1.2	1.3	1.7	1.8
CENTRO									
Precio Bruto Industrial	1.3	1.3	0.6	0.9	1.1	1.6	1.7	2.3	2.8
Res. 563	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.4)
Regalías	(0.2)	(0.2)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.2)	(0.2)	(0.3)	(0.3)
Precio Neto Productor	1.2	1.2	0.5	0.8	1.0	1.4	1.5	2.0	2.1
SUR									
Precio Bruto Industrial	1.0	1.0	0.5	0.7	0.8	1.2	1.3	1.7	2.2
Res. 563	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.4)
Regalías	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.2)	(0.2)	(0.2)
Precio Neto Productor	0.9	0.9	0.4	0.6	0.7	1.0	1.1	1.5	1.6
PROMEDIO PAÍS									
Precio Bruto Industrial	1.2	1.2	0.6	0.8	1.0	1.5	1.6	2.1	2.6
Res. 563	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.4)
Regalías	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.2)	(0.2)	(0.3)	(0.3)
Precio Neto Productor	1.1	1.1	0.5	0.7	0.9	1.3	1.4	1.9	2.0

Fuente: Elaboración propia en base a precios publicados por S.E. y Energas

Tabla 4.10: Precios de gas para usuarios Industriales. Estimaciones propias en base a tarifarios, datos de mercado y resoluciones 1070/08 y 563/08.

4.6.3. Tarifas Locales de Residenciales

En la actualidad existen ocho segmentos tarifarios residenciales dependiendo del nivel de consumo de cada usuario, a saber:

- R1
- R2 1°
- R2 2°
- R2 3°
- R3 1°
- R3 2°

- R3 3°
- R3 4°

Las tarifas residenciales son reguladas por el ENERGAS (Ente Nacional Regulador del Gas) y se actualizan a través de tarifarios publicadas en el Boletín Oficial. Cada distribuidora tiene un tarifario propio dependiendo del la zona donde se encuentre. Por ejemplo, la tarifa residencial para un usuario en el sur del país es más baja que para el mismo usuario en la provincia de Buenos Aires. Esto se debe a que en el sur el gas es un recurso vital y debe estar disponible para la mayor parte de la sociedad.

En la Tabla 4.11 se puede ver el detalle por región (norte, centro y sur) y el promedio país de los precios de gas natural para usuarios residenciales. Estos precios salen de los tarifarios publicados en Boletines Oficiales entre enero de 2000 y Noviembre de 2008.

Precios de Gas Residencial - Caso Base

Valores en USD/MMBTU a diciembre de cada año

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
NORTE									
Precio Bruto Residencial	1.2	1.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	1.8
Res. 1070	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.1)
Res. 563	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.1)
Regalías	(0.1)	(0.1)	(0.0)	(0.1)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.1)
Precio Neto Productor	1.0	1.0	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.6
CENTRO									
Precio Bruto Residencial	1.3	1.3	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	1.9
Res. 1070	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.1)
Res. 563	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.1)
Regalías	(0.2)	(0.2)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)
Precio Neto Productor	1.2	1.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.6
SUR									
Precio Bruto Residencial	1.0	1.0	0.3	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.9
Res. 1070	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.1)
Res. 563	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.4)
Regalías	(0.1)	(0.1)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.1)
Precio Neto Productor	0.9	0.9	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4
PROMEDIO PAÍS									
Precio Bruto Residencial	1.2	1.2	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	1.6
Res. 1070	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.1)
Res. 563	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.9)
Regalías	(0.1)	(0.1)	(0.0)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)
Precio Neto Productor	1.1	1.1	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.6

Fuente: Elaboración propia en base a precios publicados por S.E. y Energas

Tabla 4.11: Precios de gas para usuarios Industriales. Estimaciones propias a partir de los tarifarios de Gas BAN, GasNor y Camuzzi Gas del Sur y resoluciones 1070/08 y 563/08.

4.6.4. Tarifas Locales de GNC y Generación

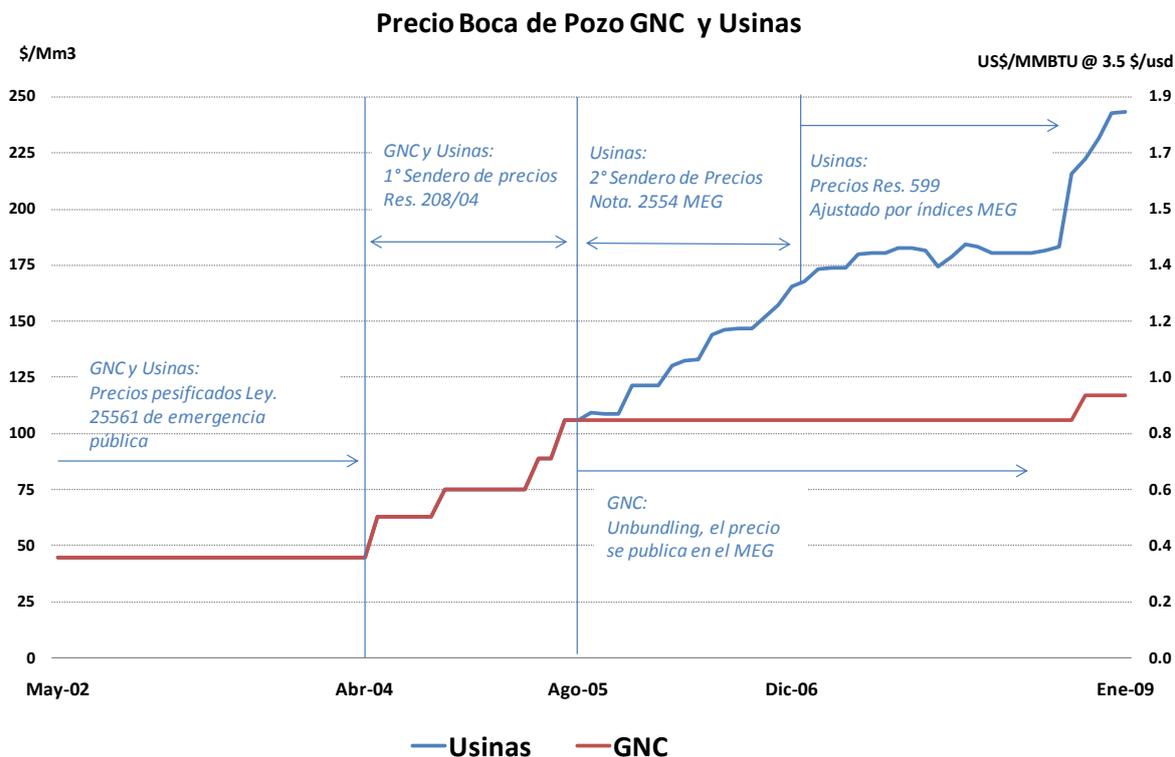


Figura 4.8: Evolución precio GNC y Usinas.

La Figura 4.8 muestra la evolución de los precios para usinas (C. Eléctricas) y GNC en nuestro país. Estos sectores han sido fuertemente regulados desde el año 2002 en adelante debido a su alto impacto en los consumidores. A continuación se explican las resoluciones y notas externas que han marcado la evolución de los precios del GNC y las usinas (Generación). Adicionalmente, la Tabla 4.12 y la Tabla 4.13 muestran los precios de estos usuarios desde diciembre de 2000 hasta diciembre de 2008.

Generación (Usinas)

Desde abril de 2004 a agosto 2005 el precio de gas a usinas queda determinado por la Resolución 208/04 que establece un sendero de precios de 16 meses. Finalizado este primer sendero, en septiembre de 2005, aparece un segundo sendero de precios (nota 2554 MEG) que dura hasta fines de 2006. Al terminar este segundo sendero, el precio para usinas quedó fijado como precio base por la res. 599/07 y se actualiza todos los meses aplicando un índice que se publica en la página de internet del MEG (Mercado Electrónico de Gas (MEG) S.A.).

En septiembre de 2008, por el nuevo Acuerdo de Productores para subsidiar el GLP (Resolución 1070), se aplicó un incremento del 13% al precio de usinas y se modificó el

precio base de la Res. 599/07. Para los meses subsiguientes se toma el valor de la Res. 1070 como base afectándolo por el índice mensual publicado en el MEG.

La Figura 4.8 resume la evolución del precio de usinas desde mayo de 2002 a enero de 2009.

Precios de Gas Generación - Caso Base

Valores en USD/MMBTU a diciembre de cada año

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
NORTE									
Precio Bruto Generación	1.2	1.2	0.4	0.4	0.7	1.1	1.5	1.6	1.9
Res. 1070	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.2)
Regalías	(0.1)	(0.1)	(0.0)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.2)	(0.2)	(0.2)
Precio Neto Productor	1.0	1.0	0.3	0.4	0.6	1.0	1.3	1.4	1.5
CENTRO									
Precio Bruto Generación	1.3	1.3	0.4	0.5	0.8	1.2	1.6	1.7	2.1
Res. 1070	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.2)
Regalías	(0.2)	(0.2)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.2)	(0.2)	(0.3)
Precio Neto Productor	1.2	1.2	0.4	0.5	0.7	1.0	1.4	1.5	1.7
SUR									
Precio Bruto Generación	1.0	1.0	0.3	0.4	0.6	1.0	1.4	1.5	1.8
Res. 1070	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.2)
Regalías	(0.1)	(0.1)	(0.0)	(0.0)	(0.1)	(0.1)	(0.2)	(0.2)	(0.2)
Precio Neto Productor	0.9	0.9	0.3	0.3	0.5	0.9	1.2	1.3	1.4
PROMEDIO PAÍS									
Precio Bruto Generación	1.2	1.2	0.4	0.5	0.7	1.1	1.5	1.6	2.0
Res. 1070	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.2)
Regalías	(0.1)	(0.1)	(0.0)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.2)	(0.2)	(0.2)
Precio Neto Productor	1.1	1.1	0.3	0.4	0.7	1.0	1.3	1.4	1.6

Fuente: Elaboración propia en base a precios publicados por S.E. y Energas

Tabla 4.12: Precios de gas para Generación Eléctrica. Estimaciones propias a partir de los tarifarios de Gas BAN, GasNor y Camuzzi Gas del Sur y resoluciones varias.

GNC

El GNC siguió el sendero de la Resolución 208 hasta septiembre de 2005 y luego, a través de la Resolución 752 de 2005, pasó a ser un cliente libre junto con los grandes consumidores. A pesar de ser considerado como cliente libre, el GNC continuó teniendo los mismos precios que tenía al final del sendero de la Res. 208.

De abril de 2006 en adelante el GNC se licita a través del MEG y se publica el precio en la página web de este organismo (Ver Figura 4.8).

Energía Sin Barreras

2009

Precios de Gas GNC - Caso Base

Valores en USD/MMBTU a diciembre de cada año

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
NORTE									
Precio Bruto GNC	1.2	1.2	0.4	0.4	0.7	1.0	1.0	0.9	1.0
Res. 1070	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.1)
Regalías	(0.1)	(0.1)	(0.0)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)
Precio Neto Productor	1.0	1.0	0.3	0.4	0.6	0.9	0.8	0.8	0.8
CENTRO									
Precio Bruto GNC	1.3	1.3	0.4	0.5	0.8	1.0	1.0	1.0	1.0
Res. 1070	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.1)
Regalías	(0.2)	(0.2)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)
Precio Neto Productor	1.2	1.2	0.4	0.5	0.7	0.9	0.9	0.9	0.8
SUR									
Precio Bruto GNC	1.0	1.0	0.3	0.4	0.6	0.9	0.9	0.8	0.9
Res. 1070	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.1)
Regalías	(0.1)	(0.1)	(0.0)	(0.0)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)
Precio Neto Productor	0.9	0.9	0.3	0.3	0.5	0.8	0.8	0.7	0.7
PROMEDIO PAÍS									
Precio Bruto GNC	1.2	1.2	0.4	0.5	0.7	1.0	1.0	1.0	1.0
Res. 1070	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.1)
Regalías	(0.1)	(0.1)	(0.0)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)
Precio Neto Productor	1.1	1.1	0.3	0.4	0.7	0.9	0.9	0.8	0.8

Fuente: Elaboración propia en base a precios publicados por S.E. y Energas

Tabla 4.13: Precios de gas para GNC. Estimaciones propias a partir de los tarifarios de Gas BAN, GasNor y Camuzzi Gas del Sur y resoluciones varias.

4.6.5. Precios Exportación

En el caso de las exportaciones, los precios en boca de pozo son publicados en la página de la Secretaría de Energía. En la Tabla 4.14 se muestra el precio de exportación a lo largo del período de estudio. Asimismo, la tabla muestra la evolución del precio Henry Hub que constituye un precio de referencia en los mercados internacionales.

Precios de Gas para Exportación - Caso Base

Valores en USD/MMBTU promedio año

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Henry Hub	4.3	4.0	3.4	5.5	6.2	9.0	7.0	7.1	8.9
Precio de Exportación FOB	1.3	1.4	1.3	1.3	1.5	1.7	2.7	4.3	11.5
Derechos	-	-	-	-	(0.2)	(0.3)	(1.0)	(2.2)	(8.6)
Precio Gas Boca de Pozo	1.3	1.4	1.3	1.3	1.3	1.4	1.7	2.0	2.0
Regalías	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)
Precio Neto Productor	1.2	1.3	1.1	1.2	1.2	1.3	1.5	1.8	1.8

Elaboración propia en base a precios publicados por la S.E.

Tabla 4.14: Precios Exportación Case Base. Estimación propia en base a precios publicados por la S.E.

El precio neto que percibe el productor de gas cuando exporta se compone de la siguiente manera:

$$\text{Precio Neto Exportación} = (\text{FOB} - \text{Derechos}) * (1 - 12\%) \quad (4.2)$$

Donde;

Precio Neto Exportación: Es el precio neto que “cobra” la oferta por la exportación de gas natural.

BdP FOB: Precio FOB del gas.

Derechos: Los derechos de exportación (“retenciones”) del gas natural.

Nota: Se descuenta un 12% correspondiente al pago de regalías.

Derechos Exportación del Gas Natural (“retenciones”)

Los derechos para exportar gas natural aparecen por primera vez en mayo de 2004 a través del Decreto 654/04. Dicho decreto establece que el gas natural debe pagar una alícuota de 20% tomando como base imponible el precio FOB del gas natural.

A mediados de 2006 se modifican los derechos de exportación determinando una nueva base imponible y una nueva alícuota. La nueva base imponible pasa a ser el precio de importación de gas de Bolivia y la alícuota pasa de 20% a 45%.

En 2008, en vista del creciente déficit en el suministro de gas, el Estado argentino comienza a importar gas natural líquido (LNG). En abril de ese año, para poder afrontar el mayor costo de importación, se elevan nuevamente los derechos de exportación. La Resolución 127/08 vuelve a modificar los derechos de exportación llevando la alícuota de 45% a 100% y fijando como base imponible el precio de importación de Bolivia o de LNG, el que sea mayor.

La Figura 4.9 resume la evolución de los derechos de exportación de gas en nuestro país.

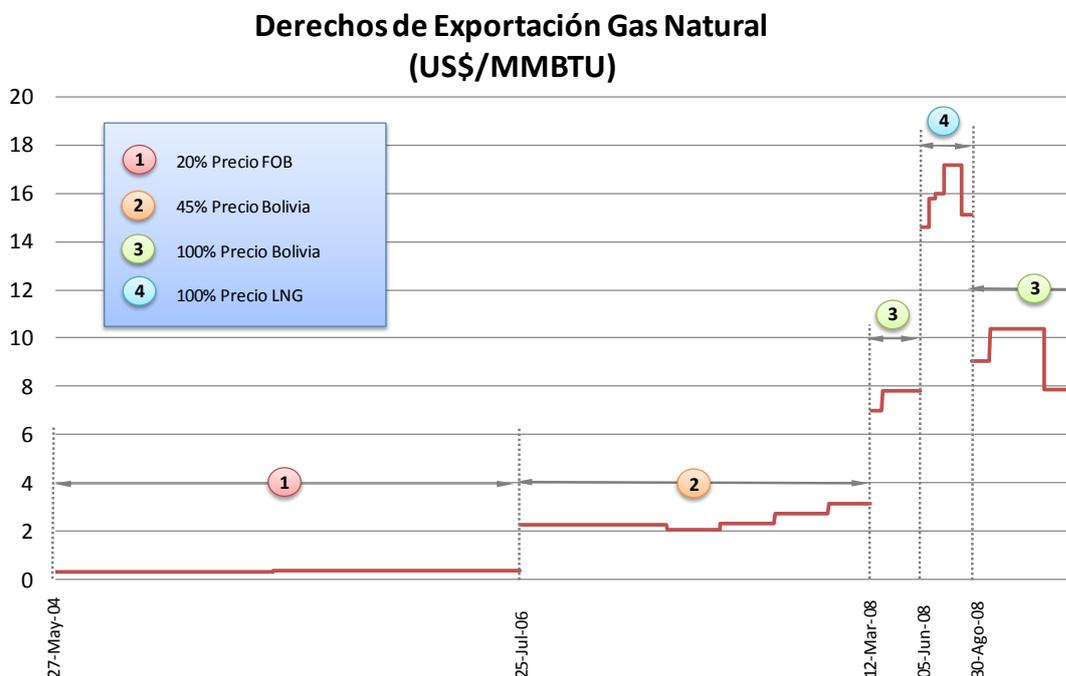


Figura 4.9: Evolución de derechos de exportación de gas.

4.6.6. Precios de Importación

Nuestro país importa gas natural de Bolivia desde junio de 2004 y, a partir de 2008, también es importador de LNG (gas natural líquido):

Precio de importación de LNG:

El precio del LNG es publicado a través de notas externas por la Agencia Federal de Ingresos Públicos (AFIP)¹². Durante 2008, el precio promedio informado por AFIP para el LNG fue de 15.1 USD/MMBTU (Ver Tabla 4.15).

Precio de importación de Bolivia:

El precio del gas de Bolivia se divide en dos etapas. La primera va de junio de 2004 a junio de 2006 y la segunda de julio de 2006 en adelante:

- 1) Desde junio de 2004 hasta junio de 2006 los industriales importan el gas de Bolivia sin ningún tipo de intervención del Estado. El precio para este período se estima en 2

¹² Dichas notas se publican con el objeto de establecer la base imponible para los derechos de exportación. No obstante, sirven para determinar el precio al que se está importando el gas.

USD/MMBTU y se muestra en la Tabla 4.15 como *Precio de Gas Boliviano – Industriales*.

- 2) A partir de julio de 2006, todas las importaciones de gas las realiza el Estado argentino para luego revender el gas a la demanda local. El precio para este período se muestra en la Tabla 4.15 como *Precio de Gas Boliviano – Estado Argentino* y se calcula con las fórmulas de ajuste convenidas entre Argentina y Bolivia.

Precios de Gas para Importación

Valores en USD/MMBTU a diciembre de cada año

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Henry Hub	8.7	2.7	4.8	6.5	6.8	13.4	7.2	7.2	5.8
Precio Gas de Bolivia - Industriales	-	-	-	-	2.0	2.0			
Precio Gas de Bolivia - Estado Argentino	-	-	-	-	-	-	5.00	5.08	9.03
Precio LNG (promedio)	-	-	-	-	-	-	-	-	15.1

Elaboración propia en base a precios publicados por la S.E.

Tabla 4.15: Precio de Importación de Gas. Valido tanto para Caso Base como para Caso Propuesto.

4.7. Precio Caso Propuesto – Según Valores Internacionales

4.7.1. Precios Locales

En el Caso Propuesto los precios que se utilizan responden a los precios de referencia regionales. A fin de poder cumplir esta idea se tomará como punto de partida los precios de importación y de exportación de gas natural: Durante el período que va desde enero de 2000 hasta junio de 2004 se toma como precio de referencia el valor del gas en boca de pozo con destino a la exportación. La idea subyacente es que el precio local en dicho período sea (a lo sumo) lo mismo que pagaban los consumidores chilenos (o de otros países). De junio de 2004 en adelante se toma como referencia el mínimo entre el precio de gas boliviano y el boca de pozo para exportación (Ver Tabla 4.16).

Precios de Gas para Mercado Local - Caso Propuesto

Valores en USD/MMBTU a diciembre de cada año

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Henry Hub	8.7	2.7	4.8	6.5	6.8	13.4	7.2	7.2	5.8
Precio Boca de Pozo para Exportación	1.3	2.0	1.1	1.3	1.5	1.8	4.3	4.7	12.4
Precio de Importación de Gas de Bolivia	-	-	-	-	2.0	2.0	5.0	5.1	9.0
Precio Local Bruto	1.3	2.0	1.1	1.3	1.5	1.8	4.3	4.7	9.0
Regalías	(0.2)	(0.2)	(0.1)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.5)	(0.6)	(1.1)
Precio Neto Productor	1.2	1.8	1.0	1.1	1.4	1.6	3.7	4.1	7.9

Fuente: Elaboración propia en base a precios publicados por la S.E.

Tabla 4.16: Precios de Gas para Mercado Local. Caso Propuesto. Responden a valores de referencia regionales. Se estiman con los precios de exportación e importación.

Cabe aclarar que para todos los usuarios (industriales, generación, residencial y GNC) se considera el mismo precio. Esta hipótesis puede ser discutida ya que, a nivel internacional, es poco común que todos los sectores paguen lo mismo. No obstante, este escenario representa un extremo y sólo sirve como punto de partida para comparar el modelo vigente, altamente regulado, contra uno donde exista muy poca intervención estatal.

4.7.2. Precios Exportación

Para el caso de las exportaciones, el criterio adoptado es que el Estado no cobre derechos de exportación. Es importante aclarar que, al no existir derechos de exportación (ni regulación interna de precios), la demanda local se ve forzada a igualar el precio de exportación (caso contrario los productores exportarían toda su producción).

Precios de Gas para Exportación - Caso Propuesto

Valores en USD/MMBTU a diciembre de cada año

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Henry Hub	8.7	2.7	4.8	6.5	6.8	13.4	7.2	7.2	5.8
Precio de Exportación FOB	1.3	1.4	1.3	1.3	1.5	1.7	2.9	4.3	11.5
Regalías	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.3)	(0.5)	(1.4)
Precio Neto Productor	1.2	1.3	1.1	1.2	1.3	1.5	2.5	3.8	10.1

Elaboración propia en base a precios publicados por la S.E.

Tabla 4.17: Precio de gas para la exportación. A diferencia del Caso Base, en el Caso Propuesto no hay derechos de exportación.

4.7.3. Precios de Importación

Son los mismos precios de importación que en el Caso Base. Se los puede ver en la Tabla 4.15.

4.8. Volúmenes de la Oferta Local

Desde 2000 hasta 2004 la producción bruta de gas creció aproximadamente un 4% anual. De 2004 en adelante la producción total del país declinó a razón de un 1% anual. Esta disminución se debió fundamentalmente a la menor producción de la cuenca Neuquina, que disminuyó a razón de 1.5 MMm³/d cada año. En contraposición, la producción de gas de Golfo de San Jorge creció significativamente a un ritmo del 7% anual pero no fue suficiente para contrarrestar la declinación total del país (Ver Tabla 4.18).

Oferta de Gas Natural

Valores en MMm³/d

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Austral	24.7	24.6	24.2	24.7	25.4	26.3	28.2	25.4	25.0
Cuyo	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Golfo San Jorge	7.7	8.8	9.5	9.9	10.5	11.8	12.6	13.5	13.6
Neuquina	71.1	70.9	70.2	81.7	86.7	83.6	81.6	81.9	80.5
Noroeste	19.6	21.5	21.6	22.2	20.4	19.5	19.3	18.7	18.8
Total Producción Bruta	123.3	126.0	125.7	138.7	143.1	141.3	141.9	139.7	138.0
Reinyección de Gas	(7.1)	(8.9)	(8.9)	(7.2)	(4.6)	(3.5)	(2.5)	(2.0)	(2.3)
Aventado	(1.7)	(1.7)	(2.3)	(3.1)	(2.4)	(1.9)	(1.9)	(2.3)	(2.3)
Consumo Propio	(10.0)	(10.2)	(10.6)	(10.8)	(10.7)	(10.9)	(11.0)	(12.2)	(12.9)
Retenido en Planta	(1.9)	(3.5)	(4.0)	(4.8)	(5.2)	(5.5)	(5.6)	(5.3)	(5.0)
Ajuste	(4.8)	(6.6)	(7.0)	(9.9)	(10.9)	(11.9)	(8.9)	(10.2)	(10.9)
TOTAL Oferta Comercializable	97.9	95.0	92.8	102.8	109.2	107.6	112.0	107.6	104.5

Fuente: Elaboración propia a partir de Tablas Dinámicas SESCO, S.E. 2009

Tabla 4.18: Oferta Comercializable de Gas Natural. Declina al 1% anual de 2004 en adelante.

Debe tenerse presente que en este trabajo la oferta que interesa estudiar es la “oferta comercializable”, es decir, la oferta de gas luego de descontar reinyección, consumos propios de los yacimientos, venteos y retenidos en planta de extracción de líquidos.

El resultado de sumar la producción bruta más la importación, menos los consumos (reinyección, aventado, consumo propio y retenidos en plantas) es aproximadamente 10% mayor que la suma de la demanda local más las exportaciones. Esta diferencia se puede atribuir entre otras razones a pérdidas en el sistema de transporte de gas o inconsistencia entre las diferentes fuentes de información (transportistas, productores, comercializadores,

etc.). Para corregir la diferencia, en la Tabla 4.18 se hace un ajuste de alrededor de 10 MMm3/d de modo de poder conciliar la producción de gas con el consumo real.

Producción Bruta de Gas 2000 - 2008 (MMm3/d)

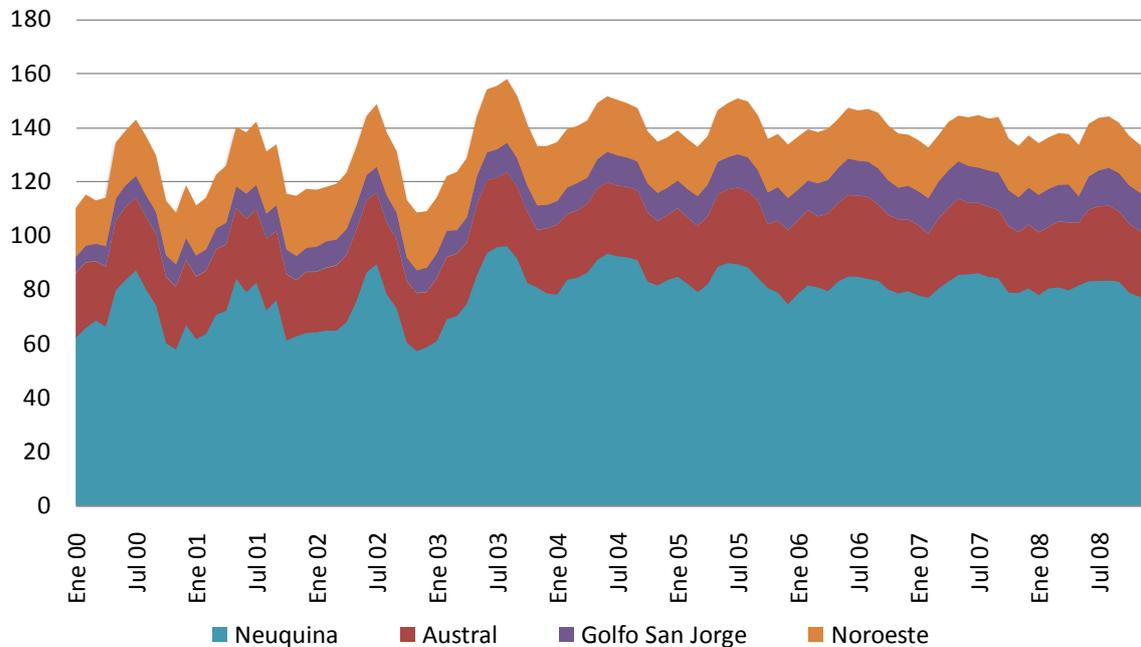


Figura 4.10: Producción Bruta de Gas Natural en Argentina. Se observa la disminución de los picos de invierno en los últimos años.

En la Figura 4.10 se muestra la evolución mensual de la producción bruta de gas natural en nuestro país. Salta a la vista que los picos de demanda de invierno se han ido atenuando de 2004 en adelante. Esto se debe a que a partir de 2004, la demanda invernal de gas comenzó a superar la oferta, dando como resultado restricciones de abastecimiento a industrias y usinas de generación eléctrica durante los invierno (cuando la demanda residencial acapara la mayor parte del gas disponible).

4.9. Volúmenes de la Balanza Comercial

Importaciones - Exportaciones de Gas Natural

Valores en MMm3/d

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Exportación	12.5	16.1	16.1	18.5	19.9	17.3	17.2	6.8	2.5
Importación	-	-	-	-	2.2	4.8	5.0	4.8	3.7
SALDO NETO	12.5	16.1	16.1	18.5	17.8	12.5	12.2	2.0	(1.3)

Fuente: Tablas Dinámicas SESCO, S.E. 2009

Tabla 4.19: Importaciones y Exportaciones de petróleo crudo. La exportación de gas disminuye drásticamente de 2006 en adelante.

4.9.1. Exportaciones

A partir de la década de los noventa nuestro país comenzó a exportar gas natural a países limítrofes como Chile, Uruguay y Brasil. Estas exportaciones aumentaron sostenidamente hasta el año 2004 cuando la producción local comenzó a disminuir significativamente provocando que el Estado restrinja las exportaciones de gas.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
EXPO TOTAL	12.5	16.1	16.1	18.5	19.9	17.3	17.2	6.8	2.5
CHILE	12.0	14.0	14.6	17.2	18.4	16.1	15.6	6.1	1.9
Pacífico (NQN)	0.3	0.5	0.8	0.9	1.1	1.0	1.1	0.6	0.2
Gasandes (NQN)	5.4	5.5	5.7	6.8	7.8	5.4	5.1	2.6	1.2
Methanex Continente (AUS)	4.3	4.2	4.7	4.9	4.8	4.8	4.1	1.0	-
Methanex isla TdF (AUS)	-	-	-	-	-	-	2.0	0.7	0.0
Atacama (NOA)	1.5	2.2	1.9	2.3	2.5	2.5	1.6	0.5	0.2
Norandino (NOA)	0.6	1.6	1.4	2.3	2.2	2.4	1.7	0.7	0.3
URUGUAY	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2
Petrouuguay (NQN)	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Cruz del Sur (AUS + GSJ)	-	-	0.0	0.1	0.2	0.2	0.3	0.2	0.1
BRASIL Uruguayana (NQN)	0.4	2.0	1.5	1.1	1.2	0.9	1.3	0.4	0.4

Fuente: Elaboración propia en base datos de ENARGAS.

Tabla 4.20: Exportaciones de gas desde Argentina ordenadas por país de destino y gasoducto. A partir de 2006 caen fuertemente las exportaciones a Chile.

En la Tabla 4.20 se muestra el detalle de las exportaciones de gas de nuestro país desde el año 2000 hasta el año 2008. Durante 2008, Argentina exportó cerca de 2 MMm3/d (aprox. una tercera parte de lo exportado en 2007). Del volumen exportado en dicho año, un 83%, tuvo como destino Chile, seguido por Brasil con un 15% y el restante 2% fue para Uruguay. La Figura 4.11 muestra un esquema de los gasoductos de exportación que se mencionan en la Tabla 4.20.

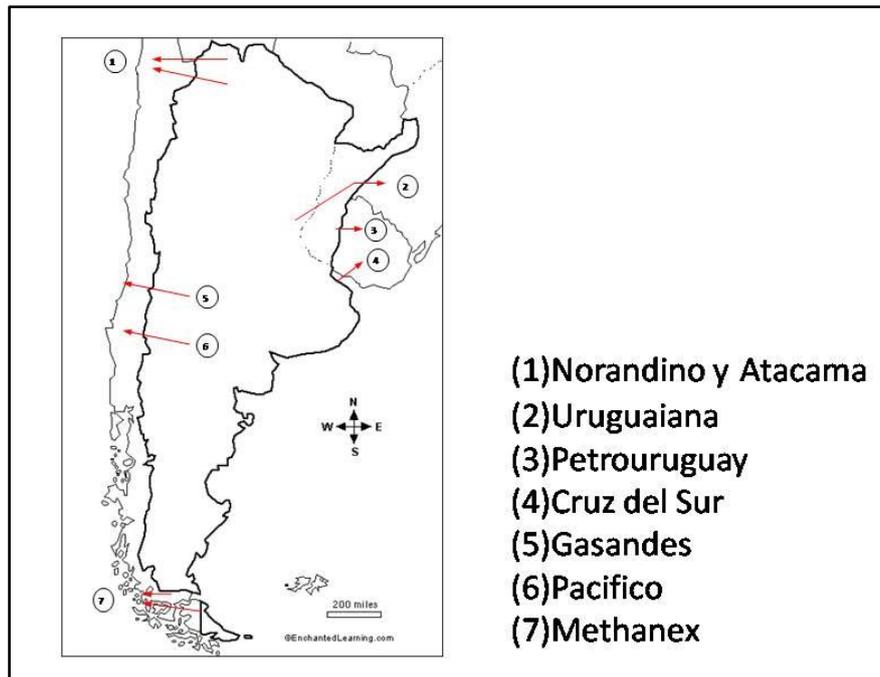


Figura 4.11: Gasoductos para exportaciones de gas.

4.9.2. Importaciones

En función del fuerte aumento de la oferta doméstica, las importaciones de gas natural se mantuvieron cerradas desde septiembre de 1999 hasta mediados de 2004. Luego, a partir de junio de 2004 Argentina comenzó a importar gas de Bolivia.

Desde junio de 2004 hasta julio de 2006, los industriales eran quienes importaban el gas de Bolivia sin ningún tipo de intervención del Estado. No obstante, a partir de julio de 2006, todas las importaciones de gas las realiza el Estado argentino y luego revende el gas a la demanda local.

Para importar el gas boliviano, el Estado argentino firmó un convenio con Bolivia en el cual el gobierno boliviano estableció que su suministro tendría como primera prioridad el mercado local boliviano, luego el mercado brasilero y finalmente el argentino.

Entre junio de 2004 y fines de 2007, la Argentina importó gas de Bolivia a un ritmo promedio de 4.7 MMm³/d. Este ritmo de importación cayó significativamente a finales de 2007 cuando la mayor parte de las exportaciones de Bolivia se destinaron a Brasil (en función de la prioridad establecida por el gobierno boliviano) dejando un margen menor para la Argentina (Ver Figura 4.12)

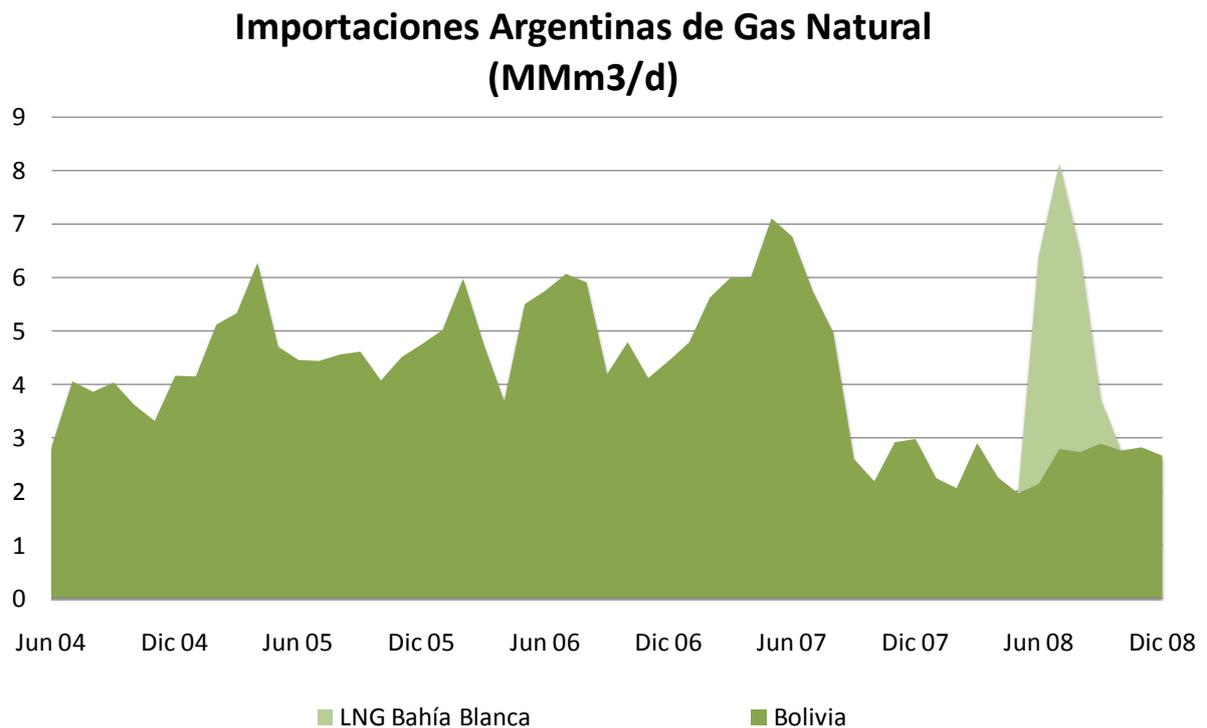


Figura 4.12: Importaciones Argentinas de gas. En su mayoría provienen de Bolivia. Se puede ver la entrada del LNG en 2008.

A mediados de 2008, una mayor hidráulica en Brasil y una menor demanda de gas en dicho país permitieron aumentar el saldo exportable de Bolivia a Argentina.

Por otra parte, en invierno de 2008 también se importaron desde Argentina 435 MMm3 de gas de LNG (gas natural líquido), 4.5 MMm3/d durante 96 días para poder abastecer la creciente demanda de gas (Ver Figura 4.12). Este LNG es importado por el Estado argentino y revendido 50% a industriales y 50% a centrales de generación eléctrica.

4.10. Volúmenes de la Demanda Local

La demanda doméstica de gas natural la componen diferentes tipos de usuarios, a saber:

1. Residenciales
2. Comerciales
3. Entes Oficiales
4. Industriales
5. Centrales Eléctricas
6. Gas Natural Comprimido (GNC)
7. Subdistribuidores (SBD)

A continuación se hace una descripción de cada uno de estos usuarios:

Residenciales: Usuarios que utilizan el gas para usos típicos de vivienda para cubrir las siguientes necesidades: a) agua caliente y/o calefacción en edificios de propiedad horizontal para vivienda o b) necesidades domésticas tales como cocción de alimentos, calefacción y agua caliente, calentadores de ambiente, hornos, calentadores de agua, refrigeradores, secarropas, etc.

Comerciales: Usuarios que usan el gas para actos de comercio (con actividad principal de compra, venta y permutas) y de prestación de servicios. Son usuarios habituales los establecimientos gastronómicos (bares, restaurantes, confiterías), hoteles y hosterías. También se consideran los establecimientos de salud y educación privada, la banca pública y privada y el abastecimiento de alimentos (mercados, grandes almacenes, etc.).

Entes Oficiales: Son usuarios de esta categoría los entes centralizados y descentralizados, los establecimientos del área pública de la salud como hospitales, dispensarios, salas de primeros auxilios, los centros de educación públicos y en general, todos los organismos oficiales de cualquier jurisdicción, excluyendo en todos los casos aquellos cuya principal función sea un proceso productivo de bienes o la prestación de servicios con retribuciones explícitas en precios o tarifas.

Industriales: Usuarios que tienen como actividad el proceso de elaboración de productos, transformación de materias primas, reparación de maquinarias y equipos, y fabricaciones varias.

Centrales Eléctricas: Usuarios que emplean el gas para la generación de energía eléctrica. La autogeneración de energía eléctrica para establecimientos fabriles se excluye de esta clasificación.

GNC - Gas Natural Comprimido: Son usuarios excluyentes de las estaciones de servicio, las que luego de comprimir el gas natural adquirido lo expenden para utilización como combustible en vehículos.

SDB - Subdistribuidores: Operan cañerías de gas que conectan el Sistema de Distribución de una Distribuidora con un grupo de usuarios.

En términos relativos, la industria y las usinas dan cuenta cada una de aproximadamente un tercio de la demanda de gas, en tanto que cerca del 20% corresponde a la demanda residencial y algo menos del 7% se destina como combustible vehicular (GNC). En la Tabla 4.21 se muestra la evolución del consumo de gas natural para cada tipo de usuario.

Demanda de Gas Natural por tipo de Usuario

Valores en MMm³/d

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Industria	27.2	26.4	26.8	29.3	30.7	31.1	34.3	33.4	34.0
C. Eléctricas	29.8	24.4	21.3	24.0	28.3	29.3	31.3	33.4	34.8
Residencial	19.0	18.4	18.2	18.8	18.9	20.4	20.3	24.7	23.3
GNC	4.6	5.1	5.6	7.2	8.3	8.7	8.3	7.8	7.5
Comercial	2.9	2.8	2.7	2.8	3.1	3.1	3.0	3.4	3.3
Entes Oficiales	0.9	1.0	1.0	1.1	1.0	1.1	1.0	1.2	1.1
SDB	0.9	0.9	1.0	1.1	1.3	1.4	1.5	1.8	1.8
TOTAL DEMANDA	85.4	78.9	76.7	84.3	91.5	95.0	99.8	105.6	105.7

Fuente: *Energas 2008*

Tabla 4.21: Demanda de Gas por tipo de Usuario. El consumo sigue aumentando mientras que la producción local es cada vez menor.

Asimismo, la Figura 4.13 muestra la evolución de los volúmenes mensuales de gas consumidos a lo largo del período de estudio. Es interesante notar que el sector industrial y las centrales eléctricas han sufrido restricciones de abastecimiento durante los inviernos de 2007 y 2008. Estas restricciones fueron motivadas por un crecimiento de demanda que no fue acompañado por la oferta doméstica. Este defecto de oferta trajo aparejada la necesidad de racionar gas dando prioridad a usuarios residenciales por sobre industriales o centrales eléctricas.

Demanda Argentina de Gas por Tipo de Usuario (MMm3/d)

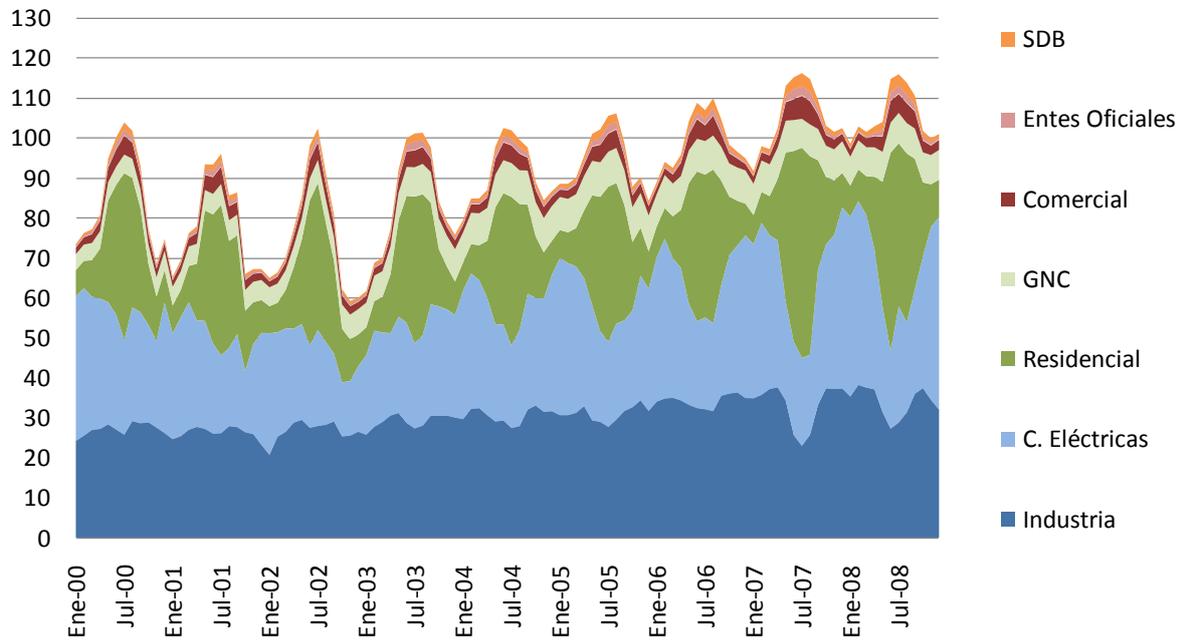


Figura 4.13: Demanda mensual de gas por tipo de usuario. Se observan cortes a industriales y C. Eléctricas en los inviernos de 2007 y 2008.

ANEXO

I. Mercado de Crudo

I.1 Análisis de la Oferta

OFERTA ARGENTINA

Caso Base - Según Valores Reales

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
INGRESOS DE PRODUCTORES VENTAS MERCADO LOCAL	MMUSD	4,453	3,741	3,161	3,966	4,799	5,949	7,240	7,747	8,076	49,132
Escalante/CS	MMUSD	1,458	1,124	940	1,260	1,645	1,920	2,440	2,840	2,949	16,576
Medanito	MMUSD	2,136	1,776	1,556	2,004	2,458	3,151	3,898	4,004	4,271	25,254
Otros	MMUSD	859	841	665	702	697	877	901	904	857	7,302
Volúmenes Vendidos al Mercado Local	Mm3/d	78.3	78.3	77.9	82.2	83.6	84.2	89.3	94.4	90.7	84.3
Escalante/CS	Mm3/d	26.0	26.5	24.0	27.3	31.0	30.8	32.7	37.5	34.8	30.1
Medanito	Mm3/d	36.6	35.0	36.6	39.3	40.0	41.8	45.5	45.8	45.8	40.7
Otros	Mm3/d	15.8	16.8	17.3	15.6	12.6	11.6	11.0	11.1	10.1	13.5
Precio Local	USD/bbl	24.7	20.8	17.7	21.0	24.9	30.8	35.3	35.7	38.7	28.2
Escalante/CS	USD/bbl	24.4	18.5	17.1	20.1	23.0	27.1	32.5	33.0	36.8	26.7
Medanito	USD/bbl	25.4	22.1	18.5	22.2	26.7	32.8	37.3	38.1	40.5	30.0
Otros	USD/bbl	23.7	21.8	16.8	19.6	24.0	33.0	35.7	35.3	36.7	26.1
INGRESOS DE PRODUCTORES POR EXPORTACIONES	MMUSD	2,402	1,852	1,579	1,533	1,297	1,179	988	604	477	11,910
Escalante/CS	MMUSD	2,402	1,852	1,579	1,533	1,297	1,179	988	604	477	11,910
Medanito	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volúmenes Exportados	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
Escalante/CS	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
Medanito	Mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Otros	Mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Precio Exportación	USD/bbl	23.7	17.7	16.2	18.3	20.1	21.6	30.9	29.1	23.1	20.5
Escalante/CS	USD/bbl	23.7	17.7	16.2	18.3	20.1	21.6	30.9	29.1	23.1	20.5
Medanito	USD/bbl	s/d									
Otros	USD/bbl	s/d									
TOTAL MERCADO LOCAL + EXPORTACIÓN	MMUSD	6,855	5,594	4,739	5,499	6,096	7,127	8,227	8,351	8,553	61,042

Tabla A - 1: Ingresos de la Oferta con precios del Caso Base. Tabla ampliada.

OFERTA ARGENTINA

Caso Propuesto - Según Valores Internacionales

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
INGRESOS DE PRODUCTORES VENTAS MERCADO LOCAL	MMUSD	4,412	3,673	3,723	4,657	6,239	8,595	11,199	12,852	17,499	72,851
Escalante/CS	MMUSD	1,425	1,088	1,095	1,470	2,157	2,877	3,849	4,718	6,456	25,133
Medanito	MMUSD	2,098	1,795	1,795	2,304	3,159	4,588	6,044	6,719	9,266	37,768
Otros	MMUSD	889	791	834	882	923	1,130	1,306	1,416	1,778	9,950
Volúmenes Vendidos al Mercado Local	Mm3/d	78.3	78.3	77.9	82.2	83.6	84.2	89.3	94.4	90.7	84.3
Escalante/CS	Mm3/d	26.0	26.5	24.0	27.3	31.0	30.8	32.7	37.5	34.8	30.1
Medanito	Mm3/d	36.6	35.0	36.6	39.3	40.0	41.8	45.5	45.8	45.8	40.7
Otros	Mm3/d	15.8	16.8	17.3	15.6	12.6	11.6	11.0	11.1	10.1	13.5
Precio Paridad de Exportación (sin derechos)	USD/bbl	24.5	20.4	20.8	24.7	32.4	44.4	54.6	59.3	83.8	41.8
Escalante/CS	USD/bbl	23.8	17.9	19.9	23.5	30.2	40.6	51.2	54.8	80.6	40.4
Medanito	USD/bbl	24.9	22.3	21.4	25.5	34.3	47.8	57.8	63.9	87.8	44.8
Otros	USD/bbl	24.5	20.5	21.0	24.7	31.8	42.5	51.7	55.3	76.2	35.5
INGRESOS DE PRODUCTORES POR EXPORTACIONES	MMUSD	2,402	1,852	1,942	1,966	1,925	2,120	1,640	1,131	1,451	16,429
Escalante/CS	MMUSD	2,402	1,852	1,942	1,966	1,925	2,120	1,640	1,131	1,451	16,429
Medanito	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volúmenes Exportados	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
Escalante/CS	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
Medanito	Mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Otros	Mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Precio Paridad de Exportación (sin derechos)	USD/bbl	23.7	17.7	20.0	23.4	29.9	38.8	51.3	54.5	70.1	28.3
Escalante/CS	USD/bbl	23.7	17.7	20.0	23.4	29.9	38.8	51.3	54.5	70.1	28.3
Medanito	USD/bbl	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d
Otros	USD/bbl	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d
TOTAL MERCADO LOCAL + EXPORTACIÓN	MMUSD	6,814	5,526	5,665	6,623	8,164	10,715	12,839	13,984	18,950	89,280

Tabla A - 2: Ingreso de la Oferta con precios de Caso Propuesto. Tabla ampliada.

I.2 Análisis de la Demanda**DEMANDA ARGENTINA**

Caso Base - Según Valores Reales

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
PAGOS AL MERCADO LOCAL	MMUSD	5,060	4,251	3,592	4,507	5,454	6,760	8,227	8,804	9,177	55,832
Escalante/CS	MMUSD	1,656	1,278	1,069	1,432	1,869	2,182	2,773	3,227	3,351	18,837
Medanito	MMUSD	2,428	2,019	1,768	2,277	2,793	3,581	4,430	4,550	4,853	28,698
Otros	MMUSD	976	955	755	798	792	997	1,024	1,027	973	8,297
Volumen Consumido de productores Locales	Mm3/d	78.3	78.3	77.9	82.2	83.6	84.2	89.3	94.4	90.7	84.3
Escalante/CS	Mm3/d	26.0	26.5	24.0	27.3	31.0	30.8	32.7	37.5	34.8	30.1
Medanito	Mm3/d	36.6	35.0	36.6	39.3	40.0	41.8	45.5	45.8	45.8	40.7
Otros	Mm3/d	15.8	16.8	17.3	15.6	12.6	11.6	11.0	11.1	10.1	13.5
Precio Local	USD/bbl	28.1	23.6	20.1	23.9	28.3	35.0	40.1	40.6	43.9	32.0
Escalante/CS	USD/bbl	27.7	21.0	19.4	22.9	26.2	30.8	36.9	37.5	41.8	30.3
Medanito	USD/bbl	28.8	25.1	21.1	25.2	30.4	37.3	42.4	43.3	46.0	34.1
Otros	USD/bbl	26.9	24.8	19.0	22.3	27.3	37.5	40.5	40.1	41.7	29.6
PAGOS AL MERCADO INTERNACIONAL	MMUSD	341	336	122	64	179	93	39	22	3	1,198
Escalante/CS	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Medanito	MMUSD	341	336	122	64	179	93	39	22	3	1,198
Otros	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volumen Consumido Importado	Mm3/d	4.2	4.4	1.7	0.8	1.6	0.7	0.2	0.1	0.0	1.5
Escalante/CS	Mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Medanito	Mm3/d	4.2	4.4	1.7	0.8	1.6	0.7	0.2	0.1	0.0	1.5
Otros	Mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Precio Paridad de Importación	USD/bbl	35.4	33.2	31.7	35.5	48.1	59.7	69.0	77.9	111.4	38.0
Escalante/CS	USD/bbl	s/d									
Medanito	USD/bbl	35.4	33.2	31.7	35.5	48.1	59.7	69.0	77.9	111.4	38.0
Otros	USD/bbl	s/d									
TOTAL MERCADO LOCAL + IMPORTACIÓN	MMUSD	5,401	4,587	3,713	4,571	5,632	6,853	8,266	8,826	9,181	57,030

Tabla A - 3: Pagos de la demanda con precios del Caso Propuesto. Tabla ampliada.

DEMANDA ARGENTINA

Caso Propuesto - Según Valores Internacionales

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
PAGOS AL MERCADO LOCAL	MMUSD	5,014	4,174	4,231	5,292	7,089	9,767	12,726	14,605	19,885	82,785
Escalante/CS	MMUSD	1,619	1,236	1,244	1,671	2,451	3,269	4,374	5,362	7,336	28,561
Medanito	MMUSD	2,384	2,039	2,039	2,618	3,589	5,214	6,869	7,635	10,529	42,918
Otros	MMUSD	1,011	899	948	1,003	1,049	1,284	1,484	1,609	2,020	11,306
Volumen Consumido de productores Locales	Mm3/d	78.3	78.3	77.9	82.2	83.6	84.2	89.3	94.4	90.7	84.3
Escalante/CS	Mm3/d	26.0	26.5	24.0	27.3	31.0	30.8	32.7	37.5	34.8	30.1
Medanito	Mm3/d	36.6	35.0	36.6	39.3	40.0	41.8	45.5	45.8	45.8	40.7
Otros	Mm3/d	15.8	16.8	17.3	15.6	12.6	11.6	11.0	11.1	10.1	13.5
Precio Paridad de Exportación (sin derechos)	USD/bbl	27.8	23.2	23.7	28.0	36.8	50.5	62.1	67.4	95.2	47.5
Escalante/CS	USD/bbl	27.1	20.3	22.6	26.7	34.3	46.2	58.2	62.3	91.6	45.9
Medanito	USD/bbl	28.3	25.3	24.3	29.0	39.0	54.3	65.7	72.6	99.8	51.0
Otros	USD/bbl	27.8	23.3	23.9	28.1	36.2	48.3	58.7	62.9	86.6	40.4
PAGOS AL MERCADO INTERNACIONAL	MMUSD	341	336	122	64	179	93	39	22	3	1,198
Escalante/CS	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Medanito	MMUSD	341	336	122	64	179	93	39	22	3	1,198
Otros	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volumen Consumido Importado	Mm3/d	4.2	4.4	1.7	0.8	1.6	0.7	0.2	0.1	0.0	1.5
Escalante/CS	Mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Medanito	Mm3/d	4.2	4.4	1.7	0.8	1.6	0.7	0.2	0.1	0.0	1.5
Otros	Mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Precio Paridad de Importación	USD/bbl	35.4	33.2	31.7	35.5	48.1	59.7	69.0	77.9	111.4	38.0
Escalante/CS	USD/bbl	s/d	s/d	s/d	s/d						
Medanito	USD/bbl	35.4	33.2	31.7	35.5	48.1	59.7	69.0	77.9	111.4	38.0
Otros	USD/bbl	s/d	s/d	s/d	s/d						
TOTAL MERCADO LOCAL + IMPORTACIÓN	MMUSD	5,355	4,510	4,352	5,356	7,268	9,860	12,765	14,627	19,889	83,983

Tabla A - 4: Pagos de la demanda con precios del Caso Propuesto. Tabla ampliada.

I.3 Análisis del Estado Argentino

ESTADO ARGENTINO

Caso Base - Según Valores Reales

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
INGRESOS DERECHOS DE EXPORTACIÓN	MMUSD	0	0	363	433	629	941	652	527	973	4,519
Derechos Escalante/CS	MMUSD	0	0	363	433	629	941	652	527	973	4519
Derechos Medanito	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Derechos Otros Crudos	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volumen Exportado	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
Volúmen Exportado Escalante	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
Volúmen Exportado Medanito	Mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Volúmen Exportado Otros	Mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Derechos Promedio	USD/bbl	0.0	0.0	3.7	5.2	9.8	17.2	20.4	25.4	47.1	7.8
Derechos Escalante	USD/bbl	0.0	0.0	3.7	5.2	9.8	17.2	20.4	25.4	47.1	7.8
Derechos Medanito	USD/bbl	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	0.0
Derechos Otros	USD/bbl	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	0.0
REGALÍAS LOCALES	MMUSD	607	510	431	541	654	811	987	1,056	1,101	6,700
Regalías Escalante/CS	MMUSD	199	153	128	172	224	262	333	387	402	2260
Regalías Medanito	MMUSD	291	242	212	273	335	430	532	546	582	3444
Regalías Otros	MMUSD	117	115	91	96	95	120	123	123	117	996
Volumen Local	Mm3/d	78.3	78.3	77.9	82.2	83.6	84.2	89.3	94.4	90.7	84.3
Volúmen Local Escalante	Mm3/d	26.0	26.5	24.0	27.3	31.0	30.8	32.7	37.5	34.8	30.1
Volúmen Local Medanito	Mm3/d	36.6	35.0	36.6	39.3	40.0	41.8	45.5	45.8	45.8	40.7
Volúmen Local Otros	Mm3/d	15.8	16.8	17.3	15.6	12.6	11.6	11.0	11.1	10.1	13.5
Regalías Promedio	USD/bbl	3.4	2.8	2.4	2.9	3.4	4.2	4.8	4.9	5.3	3.8
Regalías Escalante	USD/bbl	3.3	2.5	2.3	2.7	3.1	3.7	4.4	4.5	5.0	3.6
Regalías Medanito	USD/bbl	3.5	3.0	2.5	3.0	3.6	4.5	5.1	5.2	5.5	0.0
Regalías Otros	USD/bbl	3.2	3.0	2.3	2.7	3.3	4.5	4.9	4.8	5.0	0.0
REGALÍAS EXPORTACIÓN	MMUSD	328	253	265	268	263	289	224	154	198	2,240
Regalías Escalante/CS	MMUSD	328	253	265	268	263	289	224	154	198	2240
Regalías Medanito	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Regalías Otros	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volumen Exportación	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
Volúmen Exportación Escalante	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
Volúmen Exportación Medanito	Mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Volúmen Exportación Otros	Mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Regalías Promedio	USD/bbl	3.2	2.4	2.7	3.2	4.1	5.3	7.0	7.4	9.6	3.9
Regalías Escalante	USD/bbl	3.2	2.4	2.7	3.2	4.1	5.3	7.0	7.4	9.6	3.9
Regalías Medanito	USD/bbl	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d
Regalías Otros	USD/bbl	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d
TOTAL INGRESOS ESTADO	MMUSD	935	763	1,059	1,242	1,546	2,042	1,863	1,738	2,273	13,460

Tabla A - 5: Ingresos del Estado Argentino con precios del Caso Base. Tabla ampliada.

ESTADO ARGENTINO

Caso Propuesto - Según Valores Internacionales

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
INGRESOS DERECHOS DE EXPORTACIÓN	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Derechos Escalante/CS</i>	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Derechos Medanita</i>	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Derechos Otros Crudos</i>	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volumen Exportado	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
<i>Volumen Exportado Escalante</i>	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
<i>Volumen Exportado Medanita</i>	Mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Volumen Exportado Otros</i>	Mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Derechos Promedio	USD/bbl	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Derechos Escalante</i>	USD/bbl	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Derechos Medanita</i>	USD/bbl	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	0.0
<i>Derechos Otros</i>	USD/bbl	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	0.0
REGALÍAS LOCALES	MMUSD	602	501	508	635	851	1,172	1,527	1,753	2,386	9,934
<i>Regalías Escalante/CS</i>	MMUSD	194	148	149	201	294	392	525	643	880	3427
<i>Regalías Medanita</i>	MMUSD	286	245	245	314	431	626	824	916	1264	5150
<i>Regalías Otros</i>	MMUSD	121	108	114	120	126	154	178	193	242	1357
Volumen Local	Mm3/d	78.3	78.3	77.9	82.2	83.6	84.2	89.3	94.4	90.7	84.3
<i>Volumen Local Escalante</i>	Mm3/d	26.0	26.5	24.0	27.3	31.0	30.8	32.7	37.5	34.8	30.1
<i>Volumen Local Medanita</i>	Mm3/d	36.6	35.0	36.6	39.3	40.0	41.8	45.5	45.8	45.8	40.7
<i>Volumen Local Otros</i>	Mm3/d	15.8	16.8	17.3	15.6	12.6	11.6	11.0	11.1	10.1	13.5
Regalías Promedio	USD/bbl	3.3	2.8	2.8	3.4	4.4	6.1	7.5	8.1	11.4	5.7
<i>Regalías Escalante</i>	USD/bbl	3.2	2.4	2.7	3.2	4.1	5.5	7.0	7.5	11.0	5.5
<i>Regalías Medanita</i>	USD/bbl	3.4	3.0	2.9	3.5	4.7	6.5	7.9	8.7	12.0	0.0
<i>Regalías Otros</i>	USD/bbl	3.3	2.8	2.9	3.4	4.3	5.8	7.0	7.5	10.4	0.0
REGALÍAS EXPORTACIÓN	MMUSD	328	253	265	268	263	289	224	154	198	2,240
<i>Regalías Escalante/CS</i>	MMUSD	328	253	265	268	263	289	224	154	198	2240
<i>Regalías Medanita</i>	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Regalías Otros</i>	MMUSD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volumen Exportación	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
<i>Volumen Exportación Escalante</i>	Mm3/d	44.0	45.7	42.4	36.5	28.0	23.8	13.9	9.0	9.0	28.0
<i>Volumen Exportación Medanita</i>	Mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Volumen Exportación Otros</i>	Mm3/d	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Regalías Promedio	USD/bbl	3.2	2.4	2.7	3.2	4.1	5.3	7.0	7.4	9.6	3.9
<i>Regalías Escalante</i>	USD/bbl	3.2	2.4	2.7	3.2	4.1	5.3	7.0	7.4	9.6	3.9
<i>Regalías Medanita</i>	USD/bbl	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d
<i>Regalías Otros</i>	USD/bbl	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d
TOTAL INGRESOS ESTADO	MMUSD	929	754	772	903	1,113	1,461	1,751	1,907	2,584	12,175
Estimado Incremento (diminución) de Impuesto a las Ganancias (IG)	MMUSD	(14)	(24)	324	393	724	1,256	1,614	1,971	3,639	9,883
TOTAL INGRESOS ESTADO CON MAYOR IG	MMUSD	915	730	1,096	1,297	1,837	2,717	3,365	3,878	6,223	22,058

Tabla A - 6: Ingresos del Estado Argentino con precios del Caso Propuesto. Tabla ampliada.

II. Mercado de Gas

II.1 Análisis de la Oferta

OFERTA ARGENTINA

Caso Base - Según Valores Reales

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
INGRESOS DE PRODUCTORES - MERCADO LOCAL	1,266	1,218	433	572	744	1,008	1,252	1,492	1,734	9,721
<i>Industria</i>	402	405	178	262	346	459	545	608	793	3,996
<i>Generación</i>	436	373	116	135	204	316	482	640	692	3,393
<i>Residencial</i>	290	290	88	106	104	110	102	123	124	1,337
<i>GNC</i>	68	78	29	41	61	94	96	89	84	638
<i>Otros</i>	71	72	23	28	29	30	28	32	42	356
Volumen	85.4	78.9	76.7	84.3	89.3	90.3	94.8	100.8	102.0	89.1
<i>Industria (sin importaciones)</i>	27.2	26.4	26.8	29.3	28.5	26.3	29.3	28.5	30.9	28.1
<i>Generación (sin importaciones)</i>	29.8	24.4	21.3	24.0	28.3	29.3	31.3	33.4	34.2	28.4
<i>Residencial</i>	19.0	18.4	18.2	18.8	18.9	20.4	20.3	24.7	23.3	20.2
<i>GNC</i>	4.6	5.1	5.6	7.2	8.3	8.7	8.3	7.8	7.5	7.0
<i>Otros</i>	4.7	4.6	4.7	5.0	5.3	5.6	5.5	6.4	6.2	5.3
Precio Promedio	1.1	1.1	0.4	0.5	0.6	0.8	1.0	1.1	1.3	0.9
<i>Precio Industria</i>	1.1	1.1	0.5	0.7	0.9	1.3	1.4	1.6	1.9	1.2
<i>Precio Generación</i>	1.1	1.1	0.4	0.4	0.5	0.8	1.1	1.4	1.5	1.0
<i>Precio Residencial</i>	1.1	1.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5
<i>Precio GNC</i>	1.1	1.1	0.4	0.4	0.5	0.8	0.9	0.8	0.8	0.8
<i>Precio Otros</i>	1.1	1.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5
INGRESOS DE PRODUCTORES - EXPORTACIONES	198.2	275.2	250.0	294.0	316.1	294.5	350.7	161.4	58.4	2,199
Volumen	12.5	16.1	16.1	18.5	19.9	17.3	17.2	6.8	2.5	14.1
Precio Promedio exportación	1.2	1.3	1.2	1.2	1.2	1.3	1.5	1.8	1.8	1.3
TOTAL MERCADO LOCAL + IMPORTACIÓN	1,464	1,493	683	866	1,060	1,302	1,603	1,654	1,793	11,919

Tabla A - 7: Ingresos de la Oferta con precios del Caso Base. Tabla ampliada.

OFERTA ARGENTINA

Caso Propuesto - Según Valores Internacionales

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
INGRESOS DE PRODUCTORES - MERCADO LOCAL	1,348	1,344	1,190	1,341	1,583	1,848	3,246	5,163	8,879	25,942
<i>Industria</i>	430	448	415	463	501	538	1,009	1,473	2,667	7,946
<i>Generación</i>	470	417	336	380	497	593	1,079	1,721	2,946	8,439
<i>Residencial</i>	301	313	281	303	341	423	685	1,245	2,068	5,961
<i>GNC</i>	72	87	86	115	147	178	285	401	650	2,020
<i>Otros</i>	75	79	72	80	95	116	188	322	549	1,576
Volumen	85.4	78.9	76.7	84.3	89.3	90.3	94.8	100.8	102.0	89.1
<i>Industria (sin importaciones)</i>	27.2	26.4	26.8	29.3	28.5	26.3	29.3	28.5	30.9	28.1
<i>Generación (sin importaciones)</i>	29.8	24.4	21.3	24.0	28.3	29.3	31.3	33.4	34.2	28.4
<i>Residencial</i>	19.0	18.4	18.2	18.8	18.9	20.4	20.3	24.7	23.3	20.2
<i>GNC</i>	4.6	5.1	5.6	7.2	8.3	8.7	8.3	7.8	7.5	7.0
<i>Otros</i>	4.7	4.6	4.7	5.0	5.3	5.6	5.5	6.4	6.2	5.3
Precio Promedio	1.2	1.3	1.2	1.2	1.3	1.5	2.5	3.8	6.4	2.4
<i>Precio Industria</i>	1.2	1.3	1.1	1.2	1.3	1.5	2.6	3.8	6.4	2.3
<i>Precio Generación</i>	1.2	1.3	1.2	1.2	1.3	1.5	2.6	3.8	6.4	2.4
<i>Precio Residencial</i>	1.2	1.3	1.1	1.2	1.3	1.5	2.5	3.7	6.6	2.4
<i>Precio GNC</i>	1.2	1.3	1.1	1.2	1.3	1.5	2.5	3.8	6.5	2.4
<i>Precio Otros</i>	1.2	1.3	1.1	1.2	1.3	1.5	2.5	3.8	6.6	2.4
INGRESOS DE PRODUCTORES - EXPORTACIONES	198.2	275.2	250.0	294.0	353.6	353.4	562.7	341.4	309.2	2,938
Volumen	12.5	16.1	16.1	18.5	19.9	17.3	17.2	6.8	2.5	14.1
Precio Promedio exportación	1.2	1.3	1.2	1.2	1.3	1.5	2.4	3.7	9.3	1.7
TOTAL MERCADO LOCAL + IMPORTACIÓN	1,547	1,620	1,440	1,635	1,936	2,201	3,809	5,505	9,188	28,880

Tabla A - 8: Ingresos de la Oferta con precios del Caso Propuesto. Tabla ampliada.

II.2 Análisis de la Demanda

DEMANDA ARGENTINA

Caso Base - Según Valores Reales

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
PAGOS LOCALES	1,439	1,384	493	650	846	1,145	1,465	1,806	2,173	11,401
<i>Industria</i>	456	460	202	298	393	521	660	801	1,021	4,814
<i>Generación</i>	495	424	131	153	232	359	548	728	838	3,908
<i>Residencial</i>	329	329	100	121	118	124	116	140	168	1,546
<i>GNC</i>	77	88	33	46	69	107	109	101	97	728
<i>Otros</i>	81	82	26	32	33	34	32	36	48	405
Volumen Local (de productores + Importaciones del €)	85.4	78.9	76.7	84.3	89.3	90.3	96.7	105.6	105.7	90.3
<i>Industria</i>	27.2	26.4	26.8	29.3	28.5	26.3	31.3	33.4	34.0	29.2
<i>Generación</i>	29.8	24.4	21.3	24.0	28.3	29.3	31.3	33.4	34.8	28.5
<i>Residencial</i>	19.0	18.4	18.2	18.8	18.9	20.4	20.3	24.7	23.3	20.2
<i>GNC</i>	4.6	5.1	5.6	7.2	8.3	8.7	8.3	7.8	7.5	7.0
<i>Otros</i>	4.7	4.6	4.7	5.0	5.3	5.6	5.5	6.4	6.2	5.3
Precio Promedio	1.2	1.3	0.5	0.6	0.7	0.9	1.1	1.3	1.5	1.0
<i>Precio Industria</i>	1.2	1.3	0.6	0.8	1.0	1.5	1.6	1.8	2.2	1.4
<i>Precio Generación</i>	1.2	1.3	0.5	0.5	0.6	0.9	1.3	1.6	1.8	1.1
<i>Precio Residencial</i>	1.3	1.3	0.4	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.5	0.6
<i>Precio GNC</i>	1.2	1.3	0.4	0.5	0.6	0.9	1.0	1.0	1.0	0.9
<i>Precio Otros</i>	1.3	1.3	0.4	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.6	0.6
PAGOS POR IMPORTACIONES	0.0	0.0	0.0	0.0	59	128	89	0.0	0.0	276
Volumen importación Industria	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	4.8	3.1	0.0	0.0	1.1
Precio Industria	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.2	n/a	n/a	2.1
TOTAL MERCADO LOCAL + IMPORTACIÓN	1,439	1,384	493	650	905	1,273	1,554	1,806	2,173	11,677

Tabla A - 9: Pagos de la demanda con precios del Caso Base. Tabla ampliada.

DEMANDA ARGENTINA

Caso Propuesto - Según Valores Internacionales

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
PAGOS AL MERCADO LOCAL	1,532	1,528	1,352	1,524	1,798	2,100	3,801	6,143	10,464	30,244
<i>Industria</i>	489	509	472	527	570	611	1,260	1,950	3,345	9,732
<i>Generación</i>	535	474	381	432	565	674	1,226	1,956	3,409	9,651
<i>Residencial</i>	342	356	319	344	388	481	779	1,415	2,350	6,774
<i>GNC</i>	82	98	97	130	168	202	324	456	738	2,296
<i>Otros</i>	85	90	82	91	108	132	214	366	623	1,791
Volumen Local (de productores + Importaciones del €)	85.4	78.9	76.7	84.3	91.5	95.0	99.8	105.6	105.7	91.4
<i>Industria</i>	27.2	26.4	26.8	29.3	28.5	26.3	31.3	33.4	34.0	29.2
<i>Generación</i>	29.8	24.4	21.3	24.0	28.3	29.3	31.3	33.4	34.8	28.5
<i>Residencial</i>	19.0	18.4	18.2	18.8	18.9	20.4	20.3	24.7	23.3	20.2
<i>GNC</i>	4.6	5.1	5.6	7.2	8.3	8.7	8.3	7.8	7.5	7.0
<i>Otros</i>	4.7	4.6	4.7	5.0	5.3	5.6	5.5	6.4	6.2	5.3
Precio Promedio	1.3	1.4	1.3	1.3	1.5	1.6	2.8	4.3	7.3	2.7
<i>Precio Industria</i>	1.3	1.4	1.3	1.3	1.5	1.7	3.0	4.3	7.3	2.7
<i>Precio Generación</i>	1.3	1.4	1.3	1.3	1.5	1.7	2.9	4.4	7.3	2.8
<i>Precio Residencial</i>	1.3	1.4	1.3	1.4	1.5	1.8	2.9	4.3	7.5	2.8
<i>Precio GNC</i>	1.3	1.4	1.3	1.3	1.5	1.7	2.9	4.3	7.3	2.7
<i>Precio Otros</i>	1.3	1.4	1.3	1.3	1.5	1.7	2.9	4.3	7.4	2.8
PAGOS POR IMPORTACIONES	0.0	0.0	0.0	0.0	58.7	128.1	89.2	0.0	0.0	276
Volumen importación Industria	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	4.8	3.1	0.0	0.0	1.1
Precio Industria	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.2	n/a	n/a	2.1
TOTAL MERCADO LOCAL + IMPORTACIÓN	1,532	1,528	1,352	1,524	1,857	2,228	3,891	6,143	10,464	30,519

Tabla A - 10: Pagos de la demanda con precios del Caso Propuesto. Tabla ampliada.

II.3 Análisis del Estado

ESTADO ARGENTINO

Caso Base - Según Valores Reales

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
INGRESOS DERECHOS DE EXPORTACIÓN	0.0	0.0	0.0	0.0	43	67	241	205	285	840
Volúmen Exportado	12.5	16.1	16.1	18.5	19.9	17.3	17.2	6.8	2.5	14.1
Derechos	-	-	-	-	0.2	0.3	1.0	2.2	8.6	0.5
REGALÍAS LOCALES	173	166	59	78	102	137	171	203	242	1,331
Industria	55	55	24	36	47	63	74	83	108	545
Generación	59	51	16	18	28	43	66	87	99	467
Residencial	40	40	12	15	14	15	14	17	18	183
GNC	9	11	4	6	8	13	13	12	12	87
Otros	10	10	3	4	4	4	4	4	6	49
Volúmen Local	85.4	78.9	76.7	84.3	89.3	90.3	94.8	100.8	102.0	89.1
Industria (sin importaciones)	27.2	26.4	26.8	29.3	28.5	26.3	29.3	28.5	30.9	28.1
Generación (sin importaciones)	29.8	24.4	21.3	24.0	28.3	29.3	31.3	33.4	34.2	28.4
Residencial	19.0	18.4	18.2	18.8	18.9	20.4	20.3	24.7	23.3	20.2
GNC	4.6	5.1	5.6	7.2	8.3	8.7	8.3	7.8	7.5	7.0
Otros	4.7	4.6	4.7	5.0	5.3	5.6	5.5	6.4	6.2	5.3
Regalías Locales	0.1	0.2	0.06	0.07	0.08	0.11	0.13	0.15	0.18	0.1
Industria	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2
Generación	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1
Residencial	0.2	0.2	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
GNC	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Otros	0.2	0.2	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
REGALÍAS EXPORTACIÓN	27	38	34	40	43	40	48	22	8	300
Volúmen Exportado	12.5	16.1	16.1	18.5	19.9	17.3	17.2	6.8	2.5	14.1
Regalías Exportación	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
FIDEICOMISO LPG (R1070)	-	-	-	-	-	-	-	-	42	42
Generación	-	-	-	-	-	-	-	-	34	34
Residencial	-	-	-	-	-	-	-	-	6	6
GNC	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2
Volúmen	-	-	-	-	-	-	-	-	64.9	7.2
Generación	-	-	-	-	-	-	-	-	34.2	3.8
Residencial	-	-	-	-	-	-	-	-	23.3	2.6
GNC	-	-	-	-	-	-	-	-	7.5	0.8
Contribución	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
Generación	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.1
Residencial	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
GNC	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
SALDO NETO COMPRA DE GAS BOLIVIANO	-	-	-	-	-	-	(91)	(208)	(182)	(480)
Volumen Importado	-	-	-	-	-	-	2.0	4.8	2.5	1.0
Costo de Importación	-	-	-	-	-	-	(133)	(318)	(258)	(709)
Precio de Importación	-	-	-	-	-	-	(5)	(5)	(8)	(6)
Ingreso por Reventa de Gas Boliviano a Industria	-	-	-	-	-	-	42	111	76	229
Precio de Reventa (Precio Industrial)	-	-	-	-	-	-	1.6	1.7	2.2	1.8
SALDO NETO COMPRA DE LNG	-	-	-	-	-	-	-	-	(210)	(210)
Volumen Importado	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2	0.1
Volumen para Industria	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	0.1
Volumen para Generación	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	0.1
Costo Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	(241)	(241)
Precio Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	(15)	(15)
Ingreso por Reventa a Industria y Generación	-	-	-	-	-	-	-	-	31	31
Ingreso por Reventa Industria	-	-	-	-	-	-	-	-	17	17
Ingreso por Reventa Generación	-	-	-	-	-	-	-	-	14	14
Precio Industria	-	-	-	-	-	-	-	-	2.1	2.1
Precio Generación	-	-	-	-	-	-	-	-	1.7	1.7
FIDEICOMISO IMPORTACIÓN (R563)	-	-	-	-	-	-	-	-	47	47
Industriales	-	-	-	-	-	-	-	-	27	27
Residencial	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20
Volúmen	-	-	-	-	-	-	-	-	6.8	0.8
Industriales	-	-	-	-	-	-	-	-	5.1	0.6
Residencial	-	-	-	-	-	-	-	-	1.7	0.2
Contribución	-	-	-	-	-	-	-	-	0.5	0.5
Industriales	-	-	-	-	-	-	-	-	0.4	0.4
Residencial	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9
SALDO NETO ESTADO	200	204	93	118	187	245	368	222	233	1,870

Tabla A - 11: Ingresos y Egresos del Estado con precios del Caso Base. Tabla ampliada.

ESTADO ARGENTINO

Caso Propuesto - Según Valores Internacionales

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
INGRESOS DERECHOS DE EXPORTACIÓN	0.0	0.0	0.0	0.0						
Volúmen Exportado	12.5	16.1	16.1	18.5	19.9	17.3	17.2	6.8	2.5	14.1
Derechos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REGALÍAS LOCALES	184	183	162	183	216	252	443	704	1,211	3,538
<i>Industria</i>	59	61	57	63	68	73	138	201	364	1,084
<i>Generación</i>	64	57	46	52	68	81	147	235	402	1,151
<i>Residencial</i>	41	43	38	41	47	58	93	170	282	813
<i>GNC</i>	10	12	12	16	20	24	39	55	89	275
<i>Otros</i>	10	11	10	11	13	16	26	44	75	215
Volúmen Local	85.4	78.9	76.7	84.3	89.3	90.3	94.8	100.8	102.0	89.1
<i>Industria (sin importaciones)</i>	27.2	26.4	26.8	29.3	28.5	26.3	29.3	28.5	30.9	28.1
<i>Generación (sin importaciones)</i>	29.8	24.4	21.3	24.0	28.3	29.3	31.3	33.4	34.2	28.4
<i>Residencial</i>	19.0	18.4	18.2	18.8	18.9	20.4	20.3	24.7	23.3	20.2
<i>GNC</i>	4.6	5.1	5.6	7.2	8.3	8.7	8.3	7.8	7.5	7.0
<i>Otros</i>	4.7	4.6	4.7	5.0	5.3	5.6	5.5	6.4	6.2	5.3
Regalías Locales	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.5	0.9	0.3
<i>Industria</i>	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.5	0.9	0.3
<i>Generación</i>	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.5	0.9	0.3
<i>Residencial</i>	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.5	0.9	0.3
<i>GNC</i>	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.5	0.9	0.3
<i>Otros</i>	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.5	0.9	0.3
REGALÍAS EXPORTACIÓN	27.0	37.5	34.1	40.1	48.2	48.2	76.7	46.6	42.2	401
Volúmen Exportado	12.5	16.1	16.1	18.5	19.9	17.3	17.2	6.8	2.5	14.1
Regalías Exportación	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.5	1.3	0.2
SALDO NETO COMPRA DE GAS BOLIVIANO	-	-	-	-	-	-	(19.9)	(42.4)	(4.2)	(66.5)
Volumen Importado	-	-	-	-	-	-	2.0	4.8	2.5	1.0
Costo de Importación	-	-	-	-	-	-	(133)	(318)	(258)	(709)
<i>Precio de Importación</i>	-	-	-	-	-	-	(5.0)	(4.9)	(7.5)	(5.6)
Ingreso por Reventa de Gas Boliviano a Industria	-	-	-	-	-	-	113	276	254	643
<i>Precio de Reventa (Precio Industrial)</i>	-	-	-	-	-	-	4.3	4.3	7.4	5.1
SALDO NETO COMPRA DE LNG	-	-	-	-	-	-	-	-	(120)	(120)
Volumen Importado	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2	0.1
<i>Volumen para Industria</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	0.1
<i>Volumen para Generación</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	0.1
Costo Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	(241)	(241)
<i>Precio Importación</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	(15)	(15)
Ingreso por Reventa a Industria y Genración	-	-	-	-	-	-	-	-	121	121
<i>Ingreso por Reventa Industria</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	61	61
<i>Ingreso por Reventa Generación</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	61	61
<i>Precio Reventa Promedio (Industrial y GNC)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	7.6	7.6
<i>Precio Industria</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	7.6	7.6
<i>Precio Generación</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	7.6	7.6
SALDO NETO ESTADO	211	221	196	223	264	300	499	708	1,129	3,751
Estimado Incremento (diminución) de IG	29	44	265	269	306	315	772	1,348	2,588	5,936
TOTAL INGRESOS ESTADO CON MAYOR IG	240	265	461	492	570	615	1,271	2,056	3,717	9,688

Tabla A – 12: Ingresos y Egresos del Estado con precios del Caso Propuesto. Tabla ampliada.

III. Cuencas sedimentarias en Argentina

En la República Argentina se han identificado 19 cuencas sedimentarias, con una superficie total de aproximadamente 1.750.000 km²

Cinco de estas cuencas tienen continuidad sobre la plataforma continental, mientras que otras tres se extienden bajo las aguas del mar. La superficie de las ubicadas sobre el continente es de alrededor de 1.350.000 km², y las de la plataforma continental, tomando como límite la isóbata de 200 metros; de unos 400.000 km², cifra que puede ser duplicada si se la considera hasta el pie del talud.

Actualmente, las cuencas productivas de hidrocarburos son cinco:

- Austral o Magallanes
- Golfo San Jorge
- Neuquina
- Cuyo
- Noroeste

Considerando solamente la porción emergida, su superficie abarca un 40% de lo que en la actualidad se conoce como cuencas útiles a los fines petroleros (Secretaría de Energía, 2009).

Cuenca Austral:

Se extiende en el extremo sur del continente americano. Abarca una parte importante de la provincia argentina de Santa Cruz, la chilena de Magallanes, la zona oriental del estrecho del mismo nombre, la isla Grande de la Tierra del Fuego y una porción de la plataforma continental argentina lindante al este de las mismas.

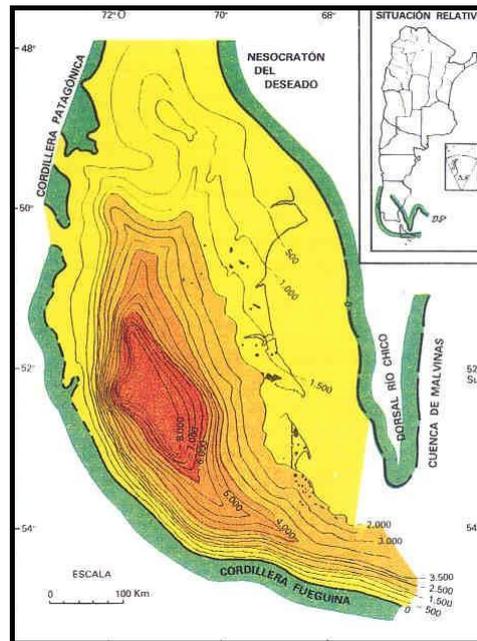


Figura A- 1

Golfo de San Jorge

La Cuenca del Golfo San Jorge es una amplia región ubicada en la Patagonia central entre los paralelos 43 y 47 grados de latitud sur. Comprende la zona meridional de la provincia del Chubut, la parte norte de la provincia de Santa Cruz y gran parte de la plataforma continental argentina en el Golfo San Jorge. O sea que abarca áreas dentro del actual continente (65%), como de la plataforma continental (35%).

Tiene una forma bastante irregular, presentando una mayor elongación en la dirección este – oeste. Hacia el norte sobrepasa el curso medio del río Chubut, por el sur se extiende más allá del río Deseado, hacia el este llega hasta el alto de basamento oriental ya fuera de las aguas del engolfamiento mientras que hacia el oeste llega hasta la Cordillera de los Andes.

Cuenca Neuquina

La cuenca Neuquina, constituye una extensa comarca petrolera que abarca la provincia del Neuquén, sector occidental de La Pampa y Río Negro y la porción meridional de la provincia de Mendoza hasta aproximadamente los 34 grados de latitud sud.

Los límites noreste y sudeste son de naturaleza cratónica y están constituidas respectivamente por el Sistema de la Sierra Pintada y el Macizo Nordpatagónico; mientras que por el oeste está dado por una estructura de arco volcánico.

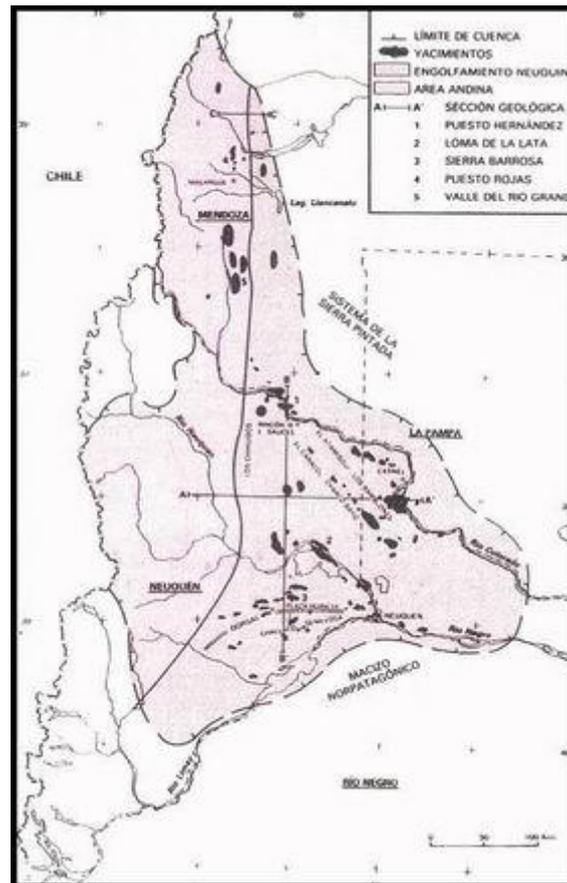


Figura A- 2

Cuenca Cuyana

La provincia petrolera conocida como Cuenca Cuyana, se localiza en la porción septentrional de la provincia de Mendoza y se extiende hacia el sur de su ciudad Capital.

Tiene forma elongada en sentido NNO – SSE acorde con su origen tafrogénico. El límite occidental lo constituyen dos importantes sistemas orográficos: La Precordillera y la Cordillera Frontal. Al sur oeste está limitada por el Sistema de la Sierra Pintada que la desvincula de la Cuenca Mesozoica Neuquina – Sur Mendocina. El límite oriental lo integran metamorfitas y rocas ígneas del Pericratón Pampeano (proterozoicas y paleozoicas) y vulcanitas permotriásicas del Grupo Choiyoi. Por el norte las sedimentitas triásicas trascienden los límites de la provincia de Mendoza y afloran en un vasto sector precordillerano de la provincia de San Juan.

La superficie útil desde el punto de vista petrolero es aproximadamente de 30.000 Km².

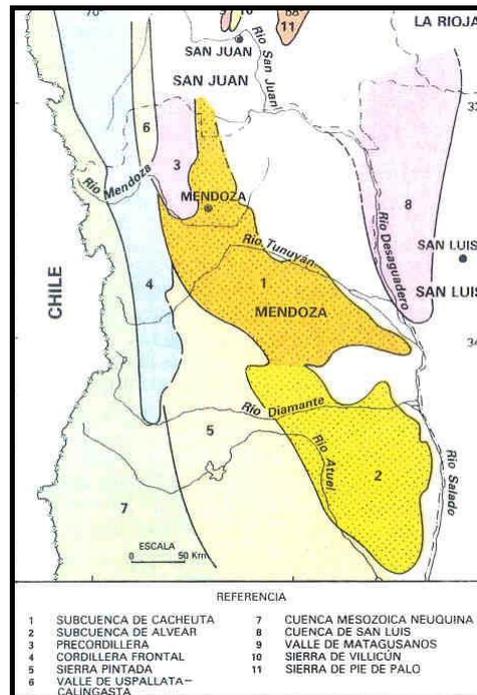


Figura A- 3

Cuenca Noroeste

Las sedimentitas portadoras de hidrocarburos en el Noroeste Argentino tienen distinta edad geológica, tanto en lo que hace a los reservorios como a las rocas generadoras.

Ello es consecuencia de que esta región ha sido en el transcurso del tiempo geológico, una persistente receptora de sedimentos, desde el Precámbrico hasta el Terciario más moderno, incluido el Cuaternario.

En esta región del Noroeste Argentino se depositaron algo más de 10 km de espesor total de sedimentos, alojados en cuencas desfasadas en el tiempo pero parcialmente superpuestas. Denominaremos a cada una de estas cuencas como:

1. Cuencas Siluro-devónicas
2. Cuencas Carbónicas
3. Cuenca Cretácida

En las dos primeras (1 y 2), las áreas productivas de hidrocarburos se encuentran estrechamente relacionadas, hecho que no es casual toda vez que ambas se ubican en el ámbito geográfico de las denominadas Sierras Subandinas. Estas constituyen un típico cinturón marginal de pliegues y fallas.

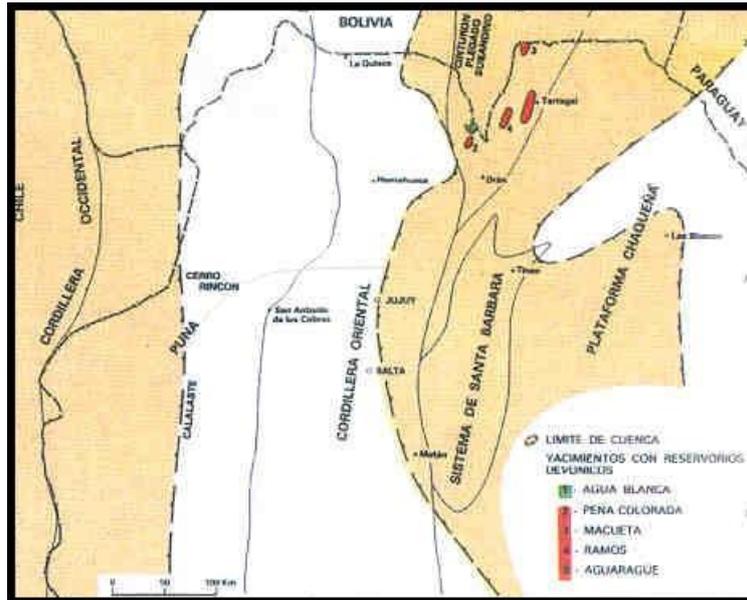


Figura A- 4

IV. Crudos en Argentina

La producción de crudo en Argentina se concentra en cinco cuencas: Neuquina; Golfo San Jorge; Austral, Cuyana y Noroeste, teniendo todas acceso a los mercados de exportación. En la Tabla A-13 se muestra el grado API y el porcentaje de azufre de algunos de los crudos más importantes de nuestro país.

Crudo	Grado API	Azufre (%)
Medanito	36	0.55
Rincón de los Sauces	36	0.28
Escalante / Cañadón Seco	24	0.19
María Inés	52	0.03
Santa Cruz	49	0.03

Tabla A - 13

Medanito

El crudo Medanito se produce en las provincias de La Pampa, Mendoza, Río Negro y Neuquén, y es transportado por el sistema de oleoductos de Oleoductos del Valle S.A. hasta

el puerto de carga en Puerto Rosales, situado en las proximidades de la ciudad de Bahía Blanca en la provincia de Buenos Aires.

Se trata de un crudo de 36° API y bajo azufre, consumido en forma mayoritaria por las refinerías locales y utilizado fundamentalmente como productor de bases lubricantes.

El almacenamiento y la carga de este crudo se realizan en la Terminal Marítima de Puerto Rosales, al sur de la provincia de Buenos Aires.

La terminal recibe petróleo crudo de varios productores de la cuenca neuquina a través de Oleoductos del Valle S.A., y es cabecera del oleoducto Puerto Rosales La Plata, bombeando el suministro de crudo hacia las refinerías de La Plata y Dock Sud.

Rincón de los Sauces

El crudo Rincón de los Sauces se produce en las provincias de Mendoza y Neuquén y es transportado por el OT (Oleoducto Transandino) hacia Chile.

Se trata de un crudo de 36° API (similar al Medanito) y bajo azufre, utilizado fundamentalmente como productor de bases lubricantes.

Crudo Escalante y Cañadón Seco

Ambos crudos se producen en la Cuenca del Golfo e San Jorge.

El crudo Escalante se produce en la provincia de Chubut y el Cañadón seco al norte de la provincia de Santa Cruz.

El Cañadón Seco es transportado por oleoductos hasta la terminal de embarque en Caleta Córdova, sobre la costa del Océano Atlántico, operada por Terminales Marítimas Patagónicas S.A.

En el caso del Cañadón Seco, se transporta a Caleta Olivia, al Sur de la Cca.

Se trata de crudo de alrededor de 24° API y bajo azufre, que se destinan tanto a mercados de exportación (EE.UU., Lejano Oriente, Nueva Zelandia), como a refinerías domésticas.

Crudo María Inés

El crudo María Inés se produce en el sur de la provincia de Santa Cruz y es transportado por oleoductos hasta la terminal de embarque de Punta Loyola, ubicada sobre el océano Atlántico, en las inmediaciones de la ciudad de Río Gallegos, provincia de Santa Cruz.

Se trata de un crudo de muy baja densidad (52° API) y bajo azufre.

Crudo Santa Cruz

Al igual que el crudo María Inés, el crudo Santa Cruz, se produce en el sur de la provincia de Santa Cruz y es transportado hasta la terminal de embarque de Punta Loyola.

Se trata de un crudo de muy baja densidad (49° API) y bajo azufre, con alto contenido de mercurio.

V. Abreviaturas y Siglas

KTep	Kilo Tonelada Equivalente de Petróleo
M	Miles
MM	Millones
USD	Dólar de los Estados Unidos de América
S.E.	Secretaría de Energía (Argentina)
TWh	Terawatt-hora
GWh	Gigawatt-hora
MWh	Megawatt-hora
MW	Megawatt
NASA	Nucleoeléctrica Argentina S.A.
Res.	Resolución
Dec.	Decreto
PHWR	Reactor de agua pesada presurizada (PHWR sus siglas en inglés)
CANDU	Reactor de agua pesada presurizada de origen Canadiense
SIN	Sistema Interconectado Nacional
UN	Uranio Natural
ULE	Uranio Levemente Enriquecido
Kcal	Kilocaloría
kgU	Kilogramo de Uranio
Kg	Kilogramo
m2	metro cuadrado
m3	metro cúbico
m3/d	metro cúbico por día
Def.	Definición
bbf	Barril de petróleo
MMBTU	Millón de BTU (British Thermal Unit)

VI. Fuentes y Bibliografía

CAMMESA. (2009). *INFORME MENSUAL MEM y MEMSP* .

ENARGAS. (s.f.). Recuperado el 2 de Mayo de 2009, de <http://www.enargas.gov.ar/>

Mercado Electrónico de Gas (MEG) S.A. (s.f.). *M.E.G.* Recuperado el 15 de Abril de 2009, de <http://www.megsa.com.ar/>

NASA. (Febrero de 2009). *Nucleoeléctrica Argentina S.A.* Recuperado el Febrero de 2009, de www.na-sa.com.ar

Secretaría de Energía. (2007). *BALANCE ENERGETICO NACIONAL* . Buenos Aires.

Secretaría de Energía. (2009). *Secretaría de Energía*. Recuperado el 3 de Mayo de 2009, de <http://energia3.mecon.gov.ar>

Wikipedia. (2009). Recuperado el 2 de Mayo de 2009, de http://es.wikipedia.org/wiki/Gas_natural