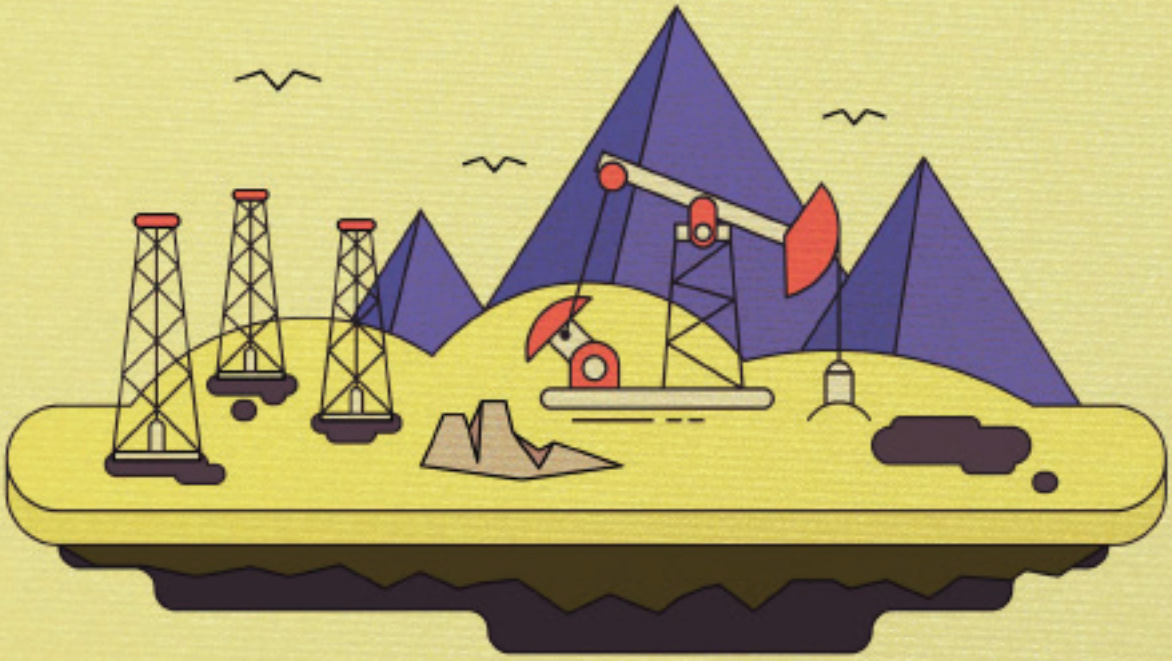
EL BARRIL CRIOLLO Y SUS CONSECUENCIAS

Análisis reciente de la renta petrolera en Argentina



Alejandro Einstoss

ABRIL 2020

cece

Contenido

El barril criollo y sus consecuencias – Análisis reciente de la renta petrolera en Argentina 1
Consideraciones previas. 3
Introducción 4
Marco legal y regulatorio 5
Petrolero crudo 6
Precios 7
Estimación de la renta petrolera en argentina 2011 – 2018 9
Evolución teórica del concepto de renta 9
Producción de petróleo en Argentina 11
Costo de producción 11
La renta petrolera 12
Distribución de la renta 13
Estado nacional 14
Estados provinciales 14
Apropiación total del Estado 16
Apropiación de los consumidores 16
Empresas petroleras 17
Resultados 18
Impacto de la distribución de la renta 2011-2018 20
Los objetivos del barril criollo 20
¿Se cumplieron los objetivos en materia de inversiones? 21
¿Cuál fue el efecto en materia laboral? 22
¿Cuál es el impacto en la matriz productiva? 23
¿Fue el precio sostén al petróleo una buena política en relación a la matriz energética? 25
Final del barril criollo 26
La mejor noticia que podría darnos Vaca Muerta en el corto plazo 27

Consideraciones previas.

La conjunción de pandemia y desencuentros al interior del cartel petrolero conformaron la tormenta perfecta para el sector del petróleo, así desde inicios del 2020 al momento en que se escriben esta introducción (inicios de abril 2020) el precio internacional del petróleo se desplomo a la mitad de su valor.

La coyuntura internacional encuentra a nuestro país sin una normativa clara de fijación de precios de la energía. Desde hace 30 años, cuando se abandonó la gestión pública de la economía energética se dejó de tener criterios objetivos de fijación de precios. A partir de la desregulación y privatización se avanzó hacia una "economía de mercado", en un sector con características de alta concentración, donde "atajos" a la norma impidieron la desintegración vertical y horizontal que preveía la normativa vigente. En este contexto la determinación de los precios de la energía de la energía y en particular del petróleo ha sido errática y pendular.

En relación con el precio del petróleo en Argentina, la historia reciente nos muestra una mezcla de regulación de alta discrecionalidad, con una creciente capacidad de lobby del sector privado en el proceso de toma de decisiones del sector público.

De esta forma los últimos 18 años nos muestran períodos donde el barril de petróleo se ubico por encima de los USD 100 y el precio interno (y por ende los combustibles líquidos) reflejaba un valor sensiblemente inferior, a partir de la regulación arbitraria de derechos de exportación.

Luego, cuando el precio baja – en nuestro caso de estudio por debajo de los USD70 – el Estado fija un precio mínimo o sostén, denominado "barril criollo" destinado a garantizar la "sostenibilidad" de la producción del hidrocarburo.

Del lado del sector privado, también encontramos un comportamiento oportunista derivado de la anomia en la fijación de precios internos de la energía. Así encontramos a las empresas del sector solicitando aumento de combustibles cuando en diciembre de 2019 el precio internacional se ubicaba en USD67 y el precio interno se observaba por debajo de USD60, sin embargo, cuando el petróleo cae por debajo de USD/barril30 se solicita la regulación del Estado de un nuevo barril criollo. Es decir, apliquemos reglas de mercado con precios altos, pero regulación cuando baja.

Las características del sector, donde juegan factores como la historia – donde YPF fue y es la columna vertebral del sistema, y el grado natural de concentración en algunos de los eslabones de la cadena de valor representan barreras difíciles de superar al momento de querer aplicar mecanismos de mercado de competencia a la determinación del precio local del petróleo crudo. Por lo tanto, resulta evidente la necesidad de una norma objetiva / precio de referencial que transparente el mecanismo de formación de precios no solo del petróleo crudo sino también de sus derivados.

El presente trabajo, analiza las implicancias de la aplicación del "barril criollo" en todas sus formas – tanto como precio mínimo o máximo – y sus consecuencias para las cuentas publicas y el bolsillo de los consumidores para el periodo 2003 – 2019 e intenta ser una contribución a la discusión en torno a la posible aplicación de un nuevo "barril criollo".

Introducción

Casi el 90% de la matriz energética argentina depende de hidrocarburos (54% del gas natural y 33% del petróleo) lo que pone de manifiesto la importancia del acceso a estos recursos no solo para garantizar la seguridad energética sino también para el desarrollo nacional.

En este sentido, una de las principales características de los recursos naturales no renovables es la generación de rentas, que han sido uno de los aspectos más analizados por la teoría económica desde sus inicios hasta nuestros días.

Solo la producción de petróleo en el último quinquenio generó una renta promedio anual de USD 10 mil millones aproximadamente, equivalente al 2,4% del PBI Nacional, por lo cual la discusión en relación a la propiedad del recurso y la apropiación, distribución y aplicación de las rentas generadas se transforman en cruciales al momento de definir toda política energética y su financiamiento.

En este trabajo se realiza una estimación de la renta petrolera en Argentina para el periodo 2011-2018, identificando los actores que intervienen en el proceso de generación, distribución y apropiación de la renta.

En particular se observan los efectos del denominado "barril criollo" por el cual a partir del año 2015 se reconoce a los productores nacionales de petróleo un precio por barril 40% superior al precio internacional.

Esta situación, que fue justificada por parte del Estado argumentando la necesidad de asegurar la inversión en el sector y los puestos de trabajo que de otra forma se verían comprometidos, se mantuvo hasta agosto 2017. A partir de ese momento, y con el final del barril criollo, el precio de los combustibles locales sigue el precio de referencia internacional.

El objetivo del presente capitulo consiste en analizar el impacto de una política de desacople del precio del barril de petróleo en el mercado interno respecto al precio internacional y sus efectos en las rentas que genera el sector.

Para ello, en primer lugar, se realiza una recopilación del marco legal y regulatorio vigente y su evolución en pasado reciente. Seguidamente, se analizan los precios, tanto internos como internacionales, verificados en el periodo.

Luego se realiza una breve revisión del concepto de renta según la económica política clásica desde Adam Smith, David Ricardo y Karl Marx, al presente.

Asimismo, se explicita la metodología utilizada para cada uno de los aspectos analizados y se procede a estimar la renta petrolera para el horizonte temporal 2011-2018, su distribución y evolución.

En relación a la distribución primaria de la renta, se analiza el impacto de la recaudación impositiva a nivel nacional y provincial, las regalías, y el efecto sobre los consumidores por la aplicación de retenciones a la exportación.

Se analizan los efectos del esquema vigente en el desempeño del sector y el cumplimiento de los objetivos buscados.

En este sentido, cabe destacar que la dependencia de la matriz energética argentina de los hidrocarburos en el corto y mediano plazo implica la necesidad de plantear políticas públicas tendientes a la sustentabilidad del sector que permitan acceder a los recursos energéticos en las cantidades necesarias, en los tiempos requeridos y a precios competitivos; en otras palabras, que permitan garantizar la "seguridad energética" necesaria para el desarrollo nacional.

Las magnitudes de la renta que genera el sector petrolero, y su asignación, son factores clave para que el financiamiento del desarrollo de los recursos permita expandir el horizonte de reservas y que además garantice la seguridad energética. Al mismo tiempo, y con visión de largo plazo, deberían permitir el financiamiento de emprendimientos tendientes a diversificar nuestra matriz energética reduciendo la actual dependencia de energía fósil.

Finalmente se hacen consideraciones en relación a la necesidad de reformas regulatorias que permitan acceder a precios internos competitivos tanto de petróleo como de combustibles líquidos mediante mecanismos de mercado.

Marco legal y regulatorio

Las actividades de exploración, explotación y producción de hidrocarburos en el área se encuentran reguladas por el marco general de la Ley N° 17.319 (modificada por la Ley N° 26.197) por la cual se establece que los yacimientos de hidrocarburos situados en el territorio de la República Argentina pertenecen al patrimonio de las Provincias mientras que los situados en su plataforma continental pertenecen a la Nación.

El marco regulatorio general ha sido modificado por la Ley N° 27.007 promulgada el 30 de octubre de 2014 que, entre otras modificaciones, estableció nuevos plazos para las concesiones de explotación no convencional de hidrocarburos y para las concesiones de explotación en la plataforma continental y en el mar territorial. Introdujo también nuevas pautas para la prórroga de las concesiones de explotación, y un nuevo Régimen de Promoción de Inversiones para la Explotación de Hidrocarburos direccionado a proyectos que impliquen la realización de inversión directa en moneda extranjera no inferior a US$ 250 millones.

En adición a este marco general, el Decreto N° 1.277/2012 publicado el 25 de julio de 2012 que reglamenta la Ley N° 26.741 (denominada de "Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina"), declaró de interés público nacional a la actividad de explotación y transporte de hidrocarburos. El mencionado decreto establece, entre otras cuestiones, la creación del Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse quienes realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y la obligación para los inscriptos en el mencionado registro de presentar anualmente un Plan Anual de Inversiones incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas que estará sujeto a la evaluación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones.

Asimismo, las compañías deberán informar sus planes en materia de mantenimiento y aumento de reservas, y plan de inversiones en exploración.

Petrolero crudo

La Ley Nº 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, sancionada en enero de 2002, estableció la creación de un régimen de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos por cinco años. Las Leyes Nº 26.217 (2007) y N° 26.732 (2011) prorrogaron el mencionado régimen, cada una de ellas por cinco años.

Hasta el año 2014, el régimen de retención a las exportaciones de petróleo crudo fue el establecido por la Resolución N° 394/2007 del Ministerio de Economía y Producción que establecía valores de referencia y valores de corte que, en conjunto con el precio internacional, determinaban la alícuota de retención a las exportaciones.

El 4 de enero de 2013 la Resolución N° 1/2013 del Ministerio de Economía y Producción estableció los valores de corte y de referencia para el petróleo crudo en US$ 70 y US$ 80 por barril, respectivamente. Cuando el precio internacional superaba el valor de referencia, el exportador quedaba sujeto a una retención igual a la diferencia entre el precio de exportación y el valor de corte.

El 21 de octubre de 2014 el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (MEyFP) emitió la Resolución N° 803/2014, mediante la cual se modificó la alícuota de retención de exportación para el petróleo crudo. Esta resolución establecía que cuando el precio internacional fuera menor a US$ 80 y mayor o igual a US$ 75 por barril, la alícuota era del 13%; cuando el precio internacional fuera menor a US$ 75 y mayor o igual a US$ 70 por barril la alícuota era del 11,5% y cuando el precio internacional fuera menor a US$ 70 por barril la alícuota era del 10%.

El 1 de enero de 2015 entró en vigencia la Resolución N° 1.077/2014 por la cual se modifica nuevamente el régimen de retenciones y estipula distintas alícuotas de retención según sea el precio internacional del petróleo crudo. Cuando el precio internacional (PI) es menor que US$ 71 por barril la alícuota de retención es 1% y cuando es mayor o igual que US$ 71 por barril la alícuota se determina aplicando la siguiente fórmula:

$$\left[\frac{(\mathrm{PI} - 70)}{70}\right] * 100$$

Como resultado de la misma, la retención efectiva es por todo el exceso del precio internacional sobre los US$ 70 por barril.

Se estipula como precio internacional vigente en cada mes al promedio del crudo Brent de referencia desde el día 21 del segundo mes anterior hasta el día 20 del mes inmediato anterior, menos US$ 8 por barril.

En enero de 2017 la Ley 25.561 de emergencia dejó de estar vigente y con ella las retenciones a las exportaciones de petróleo crudo. Sin embargo, el septiembre de 2018 se emitió el Decreto 793/2018 por el cual se establece un derecho de exportación del doce por ciento (12%) a todas las mercaderías, incluido el petróleo, que no podrá ser mayor de $4 por cada dólar imputado y estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2020.

Precios

En función del marco regulatorio vigente, el precio de exportación (Mercado Externo) que se muestra en el Cuadro 1, representa la canasta de crudo en Argentina y ha seguido la tendencia del precio internacional West Texas Intermediate (WTI) pasando de USD 95,2 por barril en 2011 a USD 44,5 en 2015, a USD 65,9 en el año 2018 y a USD 56,2 en 2019 (promedio enero-agosto).

Sin embargo, el valor fijado para el barril de crudo en el mercado interno presenta importantes diferencias con el precio y la tendencia del nivel internacional en los años analizados.

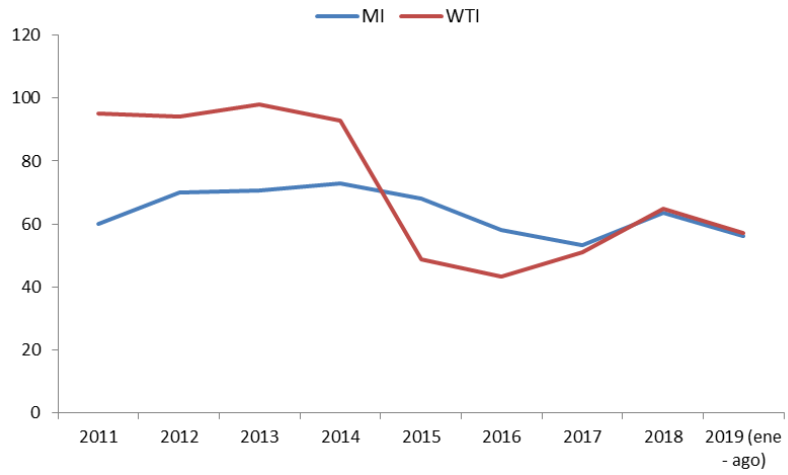
Cuadro 1: Precio Promedio del Petróleo Crudo, Mercado Interno y Externo vs WTI.

Año	Argentina		WTI	Variación	
	Mercado Interno (MI)	Mercado Externo (ME)		MI vs WTI	ME vs WTI
2011	59,7	95,2	94,9	-37,1%	0,3%
2012	70,1	105,6	94,1	-25,5%	12,2%
2013	70,5	95,2	97,9	-28,0%	-2,8%
2014	73,0	93,1	93,3	-21,8%	-0,2%
2015	68,0	44,5	48,7	39,7%	-8,6%
2016	58,1	38,5	43,1	34,7%	-10,8%
2017	53,1	39,3	50,9	4,4%	-22,8%
2018	63,5	65,9	64,9	-2,1%	1,5%
2019 (ene-ago)	56,3	56,2	57,0	-1,2%	-1,4%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía - en USD / barril

En el año 2011 el precio internacional superaba el precio interno en más de un 37%, mientras que a partir del año 2015 la relación se invierte y el precio interno supera el WTI en casi un 40% hasta el año 2018, coincidente con el final del barril criollo, donde el precio interno fue un 2,1% menor al internacional. A mediados del año 2019 esta brecha se reduce a 1,2%.

Gráfico N° 2: Evolución del Precio del Barril de Petróleo: WTI vs Mercado Interno (USD/BBL)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de SGE

Las mencionadas diferencias, producto de la aplicación de "retenciones ", que a partir de 2015 por la caída del precio internacional se transforman en un "precio sostén", generan fuertes cambios en la apropiación de la renta petrolera.

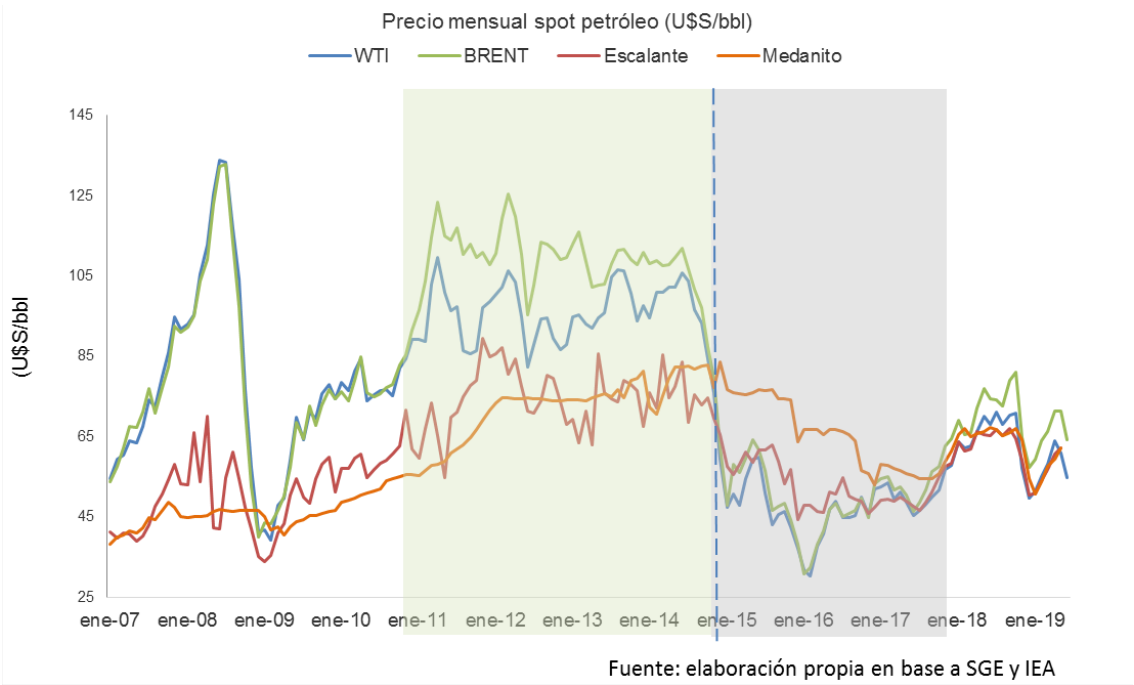
El precio internacional West Texas Intermediate (WTI), por el cual se regulaba el precio de exportación hasta el año 2014, se mantuvo siempre por encima del precio interno sancionado con motivo de la política de retenciones aplicada.

En el mes de diciembre de 2014 el precio internacional desciende por debajo de los USD 70 dólares por barril (nivel previsto por la RES 1077/2014) y a partir de ese momento la normativa posibilita la existencia de un precio sostén, por el cual el barril de petróleo reconocido a las empresas en el mercado local se mantiene por encima del precio de exportación o del WTI.

Lo anterior implica una situación inversa a la que se desarrolló hasta el año 2014, caracterizada por un mercado local que pagaba el barril de petróleo a un precio menor al internacional, o al precio de exportación de la canasta de crudo local.

Durante el año 2015, 2016 y 2017 el mercado local pagó un precio 39,7%, 34,7% y 4,4% superior al precio internacional, lo que representa un sobre costo que los consumidores locales soportaron al consumir derivados de petróleo[1].

Gráfico N° 1: precio spot del petróleo por tipo



Fuente: elaboración propia en base a SGE y IEA

El Gráfico N° 1 muestra la evolución de los barriles de petróleo del tipo WTI, BRENT, Medanito y Escalante[2]. Se observa la diferencia antes mencionada entre los barriles de internacionales y locales. En particular, durante los años analizados (2011-2018) puede

[1] El impacto en los principales derivados del petróleo se presenta en punto 6

[2] Variedades de petróleo de producción local: Medanito (cuenca Neuquina) – Escalante (Golfo San Jorge)

observarse el efecto de las retenciones y su consecuencia, el precio sostén. Por otra parte, a partir de enero de 2018 se logra la convergencia de precios locales e internacionales con el fin del "barril criollo".

Estimación de la renta petrolera en argentina 2011 – 2018

Evolución teórica del concepto de renta

La primera aproximación al concepto de renta clásica la propone Adam Smith en su obra *La riqueza de las Naciones* (1776), quien la define como "el precio más elevado que el colono (el arrendatario de la tierra) está en condiciones de pagar habida cuenta las condiciones de la tierra" (Smith: 1776, 140). Y continúa, "la renta de la tierra, considerada como un precio que se paga por su uso, es naturalmente un precio de monopolio" que no tiene que ver con las inversiones realizadas en la mejora del suelo, ni con lo que la tierra puede rendir, sino más bien con lo que el arrendatario está dispuesto a pagar. De esta forma se incorpora la intuición que la renta emana de la propiedad de la tierra y el poder de monopolio ejercido por el terrateniente.

David Ricardo, en su libro *Principios de Economía Política y Tributación* (1817), consolida el concepto de renta, a la cual define como "aquella parte del producto de la tierra que se paga al propietario por el uso de las fuerzas originales e indestructibles del suelo" (Ricardo: 1817, 51).

La Renta según Ricardo se genera a partir de la diferencia de productividades, entendida como la diferencia de fertilidad entre las parcelas de tierra, que se incorporan al proceso productivo de lo cual se deriva el concepto de Renta Diferencial.

Asimismo, es condición fundamental para la definición de rentas la existencia de un propietario de la tierra (recurso natural) distinto del capitalista que lo utiliza en el proceso productivo así como también la "escasez" de las parcelas más fértiles o productivas, que son las primeras en entrar en producción a fin de abastecer la demanda de alimentos. Cuando dicha demanda aumenta entran en producción las parcelas de menor productividad generando rentas en las parcelas más productivas.

Es así que la producción de la parcela de tierra (como una mina o pozo de petróleo) menos productiva debe tener por lo menos un precio de mercado; es decir, un valor de cambio o precio de producción que permita cubrir los costos de producción y proporcionar los beneficios corrientes a quien adelanta el capital necesario para realizar la explotación. Por lo tanto,

> El rendimiento del capital en la mina o pozo de petróleo menos productivo, regula la renta de las más productivas. El excedente de producción, generado por las otras minas (o pozos de petróleo) más productivos será pagado necesariamente a sus propietarios en forma de renta (Mansilla: 2006, 223).

Según esta afirmación la Renta Diferencial será el excedente por sobre el precio de mercado, o de producción, que es apropiado por el dueño del recurso natural, cuyas propiedades no son reproducibles por el trabajo humano, y actúan de barrera a la entrada al mercado e impiden el ajuste que generaría la competencia por captar dicho excedente.

En su obra *El Capital* (1894) Karl Marx reconoce la existencia de dos tipos de renta: la Renta Diferencia y la Renta Absoluta. Según el autor, la Renta Absoluta deriva de dos factores: el primero es que la composición del capital en la agricultura es menor que en la media de la economía; y la segunda, y relevante para el presente análisis, es el poder de monopolio que deriva la propiedad privada del recurso natural que impide la nivelación de la tasa de ganancia y por ende genera una ganancia extraordinaria que es apropiada por el titular del recurso en forma de renta.

Marx extiende este poder de monopolio a cualquier sector dependiente de un recurso natural, no renovable, el cual permite a los propietarios del recurso natural que su precio de mercado se ubique por encime del precio de producción generando "una ganancia excedente" que será apropiada por él en forma de renta.

A fin de aplicar los conceptos hasta aquí presentados al sector de hidrocarburos es necesario considerar las características específicas del sector.

En primer lugar, es evidente que el precio internacional del petróleo no se define en un mercado de concurrencia o competitivo. La concentración del recurso en un reducido grupo de empresas y países permite la cartelización del mercado, que se pone de manifiesto no solo en la propiedad sino también en las decisiones de producción que hace del precio internacional del petróleo una variable no solo económica, sino esencialmente política.

Asimismo, la escasez y la poca factibilidad de sustitución en el corto y mediano plazo, sumada a la importancia de los recursos hidrocarburíferos en el proceso de desarrollo mundial en general, y argentino en particular impone la importancia de este recurso (Recalde: 2012) y la existencia de un precio de monopolio y de rentas provenientes de éstos.

De esta forma, las concentraciones de la oferta refuerzan el poder de mercado para fijar precios que permitan rentas extraordinarias o de monopolio[3].

En este contexto, en el presente trabajo se reconoce una renta total que incluirá la renta diferencial, renta absoluta y rentas temporarias o cuasirentas[4], pero que se genera por la capacidad de monopolizar un recurso natural no renovable.

Para su estimación se considera la diferencia entre el valor de la producción total de petróleo crudo a su precio máximo de realización en el mercado[5], menos el costo estimado de producción.

[3] El desarrollo de petróleo y gas "no convencional" y la desaceleración de los BRICS, explican parcialmente la caída de precios de 2014 a la fecha. La comercialización de productos de la canasta petrolera en el mercado interno a precios superiores al internacional, refleja la existencia de "cuasi rentas", cuya temporalidad dependerá de la continuidad de la política de precios de petróleo aplicada desde diciembre de 2014.

[4] Alfred Marshall define a las "cuasi-rentas" o "rentas temporarias", a aquella que se genera cuando una industria no ha alcanzado su nivel de equilibrio de largo plazo y "rentas permanentes" a aquellas que se mantienen en el tiempo. Las cuasi rentas están asociadas a la disponibilidad de factores de producción, cuya oferta es elástica en el largo plazo, pero inelástica en el corto.

[5] Para el periodo 2011-2014 se consideran los precios de exportación de la canasta de crudo producida en territorio argentino, según datos del Ministerio de Energía y Minería, excepto para el año 2015, en el cual se toma el precio al mercado interno por ser superior al internacional.

Producción de petróleo en Argentina

La producción total de petróleo del periodo 2011-2018 fue de 1.585 millones de barriles. Esta disminuyó entre puntas un 12% lo cual representa una reducción de 24.4 millones de barriles entre los años citados.

Cuadro 2: Evolución de la Producción, exportación, importación y consumo interno de petróleo crudo. En millones de barriles.

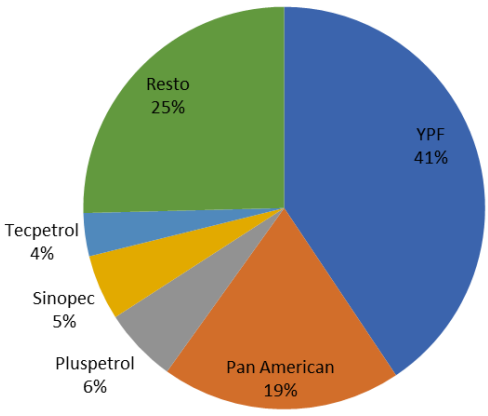
Año	Producción Total de Petróleo Crudo	Exportaciones de Petróleo Crudo	Importación de petróleo crudo	Consumo Interno de Petróleo Crudo
2011	209,6	21,7	0,0	187,9
2012	208,4	23,3	1,6	186,7
2013	204,2	15,3	2,6	191,5
2014	201,1	15,3	3,4	189,2
2015	201,2	13,3	1,8	189,8
2016	193,5	14,8	5,8	184,5
2017	181,3	10,3	7,9	178,9
2018	185,2	16,9	2,8	171,1
TOTAL	1.585	131	26	1.480

Fuente: elaboración propia en base de SGE

El consumo interno de crudo entre 2011 y 2018 se mantiene estable en alrededor de 185 millones de barriles al año, mientras los saldos exportables de crudo, principalmente del tipo Escalante, disminuyeron para el mismo período un 22,1%.

Cabe mencionar que, durante el periodo bajo análisis, YPF controló en promedio el 41% de la producción total de petróleo en Argentina, seguida por Pan American Energy con el 19% mientras que Pluspetrol, SINOPEC y Tecpetrol representaron en conjunto el 15% del mercado durante el periodo.

Gráfico 3: Distribución de la producción por empresas 2011-2018



Fuente: Elaboración propia en base a datos SGE

Costo de producción

Los costos locales de producción muestran para el periodo bajo análisis una tendencia creciente que va de USD 25.4 dólares por barril en el año 2011 a USD 33.9 en 2018, esto representa un aumento del 33,7%.

El aumento en los costos puede ser explicado en parte por el retraso que verifico el tipo de cambio en el periodo. En 2015 el costo se ubicó en USD 27.3, lo que implica un descenso del 7,5% explicado fundamentalmente por el efecto de la devaluación del peso argentino a finales de 2015 sobre los Estados Contables de las empresas.

Los costos locales de producción fueron estimados considerando los costos de extracción, exploración y administración, incluyendo las depreciaciones y siguiendo la metodología planteada por la Energy Information Administration (EIA) que también es utilizada por Naciones Unidas en 2005.

La información utilizada para la determinación de costos proviene de los Estados Contables Anuales auditados de las principales empresas productoras de petróleo crudo en Argentina, y que representan más del 70% de la producción nacional.

A continuación, se presentan los costos promedio del sector. Es importante destacar que para el cálculo de los costos de producción se utilizó un criterio conservador: se consideraron costos totales de producción, es decir se incluyen la producción de petróleo y gas natural.

Cuadro 3: Costos de Producción

Año	Costo Unitario US$/barril promedio anual
2011	25,4
2012	29,1
2013	27,3
2014	30,7
2015	27,3
2016	21,1
2017	31,9
2018	33,9

Fuente: Elaboración propia en base a CNV: EECC anuales auditados de las principales empresas del sector.

La renta petrolera

Con los volúmenes de producción presentados, los precios de exportación y para el mercado interno, y los costos identificados, se presenta el Cuadro N° 4, en el cual se estima la renta petrolera total y por barril para el periodo.

Cuadro 4: Estimación de la Renta Petrolera Argentina para el período 2011 - 2018

Año	Producción en millones de barriles	Precio	Costo	Renta Unitaria	Renta Petrolera en millones de USD
2011	209,6	102,4	25,4	77,1	16.152
2012	208,4	105,9	29,1	76,9	16.023
2013	204,2	102,3	27,3	75,0	15.317
2014	201,1	96,0	30,7	65,3	13.137
2015	201,2	68,0	27,3	40,7	8.191
2016	193,5	58,1	21,1	37,0	7.160
2017	181,3	53,1	31,9	21,2	3.846
2018	185,2	63,5	33,9	29,6	5.484
					85.311

La renta se calculó como la diferencia entre el mayor precio de venta potencial del petróleo y el costo promedio de producción local. Es decir que estamos estimando el "excedente del productor", considerando para ello el costo promedio de explotación del Sector y el concepto de Renta desarrollado por la economía Política Clásica.

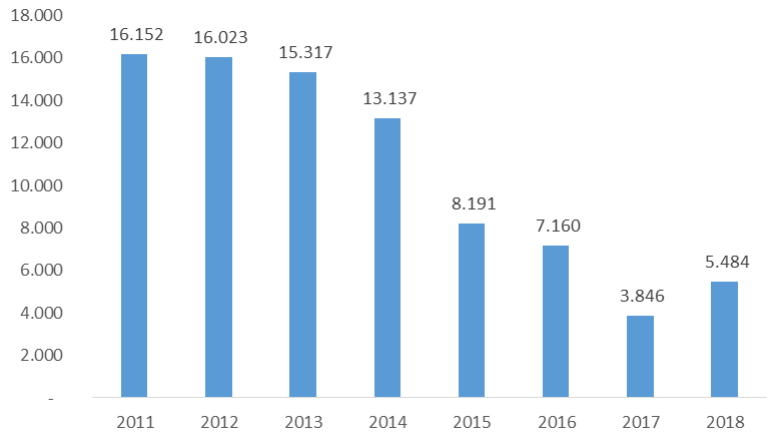
De esta forma, para los años donde el barril criollo fue menor al precio internacional, la renta se estimó como diferencia entre el precio de exportación (de canasta de crudo local) y su costo de producción, dado que el precio internacional fue superior al precio del barril para el mercado interno.

En los años en que el precio fijado para el mercado interno fue superior al precio internacional, se considera este último para el cálculo de la renta total. Lo anterior implica importantes cambios en la distribución de la renta a partir de diciembre de 2014, que se detallan al analizar la distribución de la Renta.

Del Cuadro N° 4 surge con claridad que el costo de producir un barril en Argentina ha estado siempre lejos del precio de exportación (incluso 2015, que con un precio de exportación promedio de USD 45 se hubieran generado USD 3.700 millones de renta).

La renta petrolera estimada total para el periodo fue de USD 85.311 millones, lo que representa un promedio anual de USD 10.664 millones. Por otra parte, se verifica una disminución de la renta en un 66% desde el año 2011 hasta 2018, principalmente explicado por la caída del precio internacional.

Gráfico 4: Renta Petrolera en millones de USD. 2011 – 2018



Fuente: Elaboración propia en base a datos de SGE y CNV.

Distribución de la renta

Para el análisis de la distribución de la renta hasta aquí estimada se considera que se realiza entre los siguientes actores: el Estado Nacional, los Estados provinciales, los consumidores y las empresas privadas que desarrollan su actividad en el sector.

Estado nacional

Los mecanismos por los cuales el Estado Nacional apropia renta petrolera son: el impuesto a las ganancias, las retenciones a las exportaciones de crudo y, a partir del año 2012, los dividendos provenientes de su participación accionaria en YPF.

Históricamente y antes de su privatización en 1993, YPF se apropiaba prácticamente de la totalidad de la renta petrolera, que luego distribuía al interior de la economía mediante mecanismos indirectos. Luego de 1998, momento en que se privatiza YPF en su totalidad, el único mecanismo por el cual el Estado Nacional captó parte de la renta petrolera fue a través de impuestos.

A partir del 2002 se implementó un sistema de retenciones a la exportación de crudo que comenzó con una tasa del 25% sobre el precio internacional, y que llegó al 45% en el año 2004.

A partir de 2012, con la adquisición del 51% del paquete accionario de YPF, el Estado Nacional comenzó a apropiarse de parte de la renta mediante cobro de dividendos.

Es así que para el periodo analizado (2011-2018), el impuesto a las ganancias representa el mecanismo de apropiación más importante de la renta petrolera (USD 15.055 millones), seguido por la recaudación de Retenciones a las exportaciones (USD 2.723 millones), y los dividendos cobrados por la participación accionaria en YPF (USD 196 millones).

De esta forma la renta capturada por el Estado Nacional para en el periodo ascendió a USD 17.964 millones, a un promedio anual de USD 2.247 millones.

Cuadro 5: Apropiación del Estado Nacional en millones de USD

Año	Impuesto a las Ganancias	Dividendos YPF	Retenciones	Total
2011	2.044	0	923	2.968
2012	2.433	34	836	3.303
2013	2.555	30	487	3.072
2014	2.414	29	353	2.796
2015	2.230	28	6	2.263
2016	1.958	31	0	1.989
2017	-59	22	0	-37
2018	1.480	22	118	1.619
	15.055	196	2.723	17.974

Fuente: elaboración propia en base a SGE

Estados provinciales

Las Regalías petroleras[6] son el principal mecanismo de apropiación de la renta de las provincias productoras de petróleo. Esto no implica que las provincias no productoras estén

[6] La ley 17.319 del año 1967, en sus art 12, 59-65 y 93 establece que: "el concesionario de un área deberá pagar mensualmente al Estado Nacional en concepto de regalía un 12% del producto bruto, y el Estado Nacional reconoce en beneficio de las provincias dentro de cuyos límites se explotan los yacimientos una participación en dicha actividad". Así, si bien la Nación es el sujeto activo, el

excluidas de la captura de una parte de la renta. Por el contrario, lo hacen a través de mecanismos de distribución indirecta mediante la instrumentación de política económica desde el Estado Nacional.

El importe recaudado por regalías se obtuvo de estadísticas oficiales del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, y ascendió a USD 11.301 millones. Esto es un promedio de USD 1.413 millones al año.

Cuadro 6: Apropiación de los Estados Provinciales en millones de USD

Año	Regalías en millones de USD	Ingresos Brutos	Total
2011	1.403	457	1.860
2012	1.604	456	2.059
2013	1.524	445	1.969
2014	1.612	384	1.996
2015	1.514	246	1.760
2016	1.230	215	1.445
2017	1.115	34	1.148
2018	1.300	165	1.465
Total 2011-2015	11.301	2.400	13.701

Fuente: elaboración propia en base a SGE

Asimismo, se estimaron también los ingresos provinciales provenientes del cobro del impuesto a los Ingresos Brutos, para lo cual se utilizó la metodología de liquidación de la provincia de Neuquén, que implica en términos generales la aplicación de la alícuota del 3% sobre el monto neto facturado.

En el Cuadro N° 7, se presenta la apropiación de las regalías por provincia para el periodo analizado.

Cuadro 7: Distribución de Regalías 2011 – 2018 en millones de USD

	Total	**%**
Chubut	3.240	29%
T. Fuego	2.543	22%
Rio Negro	2.358	21%
Neuquén	1.643	15%
Salta	861	8%
Mendoza	359	3%
Estado Nacional	198	2%
Formosa	37	0%
Jujuy	36	0%
Santa Cruz	21	0%
La Pampa	5	0%
Total	11.301	

Fuente: elaboración propia en base a SGE

destinatario final son las Provincias en las cuales se encuentre el recurso. Esta situación es independiente a la sanción de la ley 24.145, en la que se reconoce a las provincias la propiedad de los yacimientos Recalde (2012).

Como se puede observar, la provincia de Chubut es la que se apropia del mayor porcentaje de regalías ocupando el 29% del total nacional, la sigue Tierra de fuego con 22%, Rio Negro con 21% y Neuquén con 15%.

Apropiación total del Estado

El detalle del total de renta apropiada por los Estados Nacional y Provincial se presenta en el Cuadro N° 8.

Cuadro 8: Apropiación total del Estado- en millones de USD

Año	Estados Provinciales		Estado Nacional			Total
	Regalías	Ingresos Brutos	Impuesto a las ganancias	Dividendos	Retenciones	
2011	1.403	457	2.044	0	923	4.827
2012	1.604	456	2.433	34	836	5.362
2013	1.524	445	2.555	30	487	5.041
2014	1.612	384	2.414	29	353	4.792
2015	1.514	246	2.230	28	6	4.023
2016	1.230	215	1.958	31	0	3.434
2017	1.115	34	-59	22	0	1.112
2018	1.300	165	1.480	22	118	3.084
Total 2011-2018	**11.301**	**2.400**	**15.055**	**196**	**2.723**	**31.675**
%	36%	8%	48%	1%	9%	100%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Minen, CNV y AFIP

El impuesto a las ganancias es el principal mecanismo por el cual los Estados apropian renta petrolera (48%), seguido por "Regalías" (36%), y el impuesto a los ingresos brutos (8%). La recaudación por retenciones a la exportación representó el 9% del total de la renta apropiada por los Estados y se ve sensiblemente impactada tanto por la reducción de los saldos exportables como por la caída del precio internacional del crudo.

Apropiación de los consumidores

Los consumidores se apropian de parte de la renta petrolera en el caso de que exista diferencia entre el precio internacional y el precio de venta a las refinerías que consumen el petróleo crudo en el mercado interno. Si el diferencial de precio del petróleo crudo se traslada al precio de los combustibles líquidos, parte de la renta es apropiada por los consumidores finales mediante el pago de combustibles a un precio menor.

Si el traslado a precios no se produce en su totalidad, parte de la renta será apropiada por las refinadoras que a su vez presentan una fuerte integración vertical con las empresas petroleras productoras del recurso.

La apropiación de renta por parte de los consumidores comienza en el año 2002 con la implementación de retenciones a las exportaciones de crudo. Por su implementación, el precio para el Mercado Interno se determina como una diferencia entre el precio internacional y la alícuota del impuesto en cada periodo.

La estimación de magnitud de renta apropiada por los consumidores para el periodo analizado se realizó siguiendo la metodología desarrollada por la consultora Jorge Lapeña y Asociados, y utilizada por CEPAL en 2008.

El monto así estimado presenta una tendencia decreciente hasta el año 2014 como resultado de la caída del precio internacional del crudo.

Es necesario detenerse en el análisis de lo sucedido durante el año 2015, en el cual el precio internacional promedio fue de USD 44,5 por barril y el precio de venta al mercado interno fue, en promedio, un 52,8% superior al precio de exportación de la canasta de crudo producido en Argentina (USD 68 por barril).

Lo anterior implicó que los consumidores de derivados del petróleo crudo realizaran una transferencia directa de recursos producto del sobrecosto del barril criollo de petróleo.

En el Cuadro N° 9 se presenta la transferencia de los consumidores con signo negativo, ya que no se trata de una apropiación o un beneficio como en los periodos anteriores sino de una transferencia que realizan los consumidores por pagar un precio superior al internacional y de una magnitud que se estima en USD 11.549 millones.

Cuadro 9: Apropiación de los consumidores- en millones de USD

Año	Consumo Interno de Petróleo Crudo (Millones de barriles)	Precio Mercado Externo. USD/barril	Precio Mercado Interno. USD/barril	% Apropiación del consumidor en USD/barril	Apropiación del consumidor en USD/barril	Renta de los consumidores en milllones de USD
2011	187,9	102,4	59,9	41,5%	42,5	7.985
2012	186,7	105,9	70,1	33,8%	35,8	6.688
2013	191,5	102,3	70,5	31,1%	31,8	6.091
2014	189,2	96,0	73,0	24,0%	23,0	4.355
2015	189,8	45,3	68,0	-50,0%	-22,7	-4.302
2016	184,5	35,4	58,1	-63,9%	-22,7	-4.181
2017	178,9	36,0	53,1	-47,7%	-17,1	-3.067
2018	171,1	66,1	63,5	3,9%	2,6	441
	1.479,6					14.009

Fuente: elaboración propia en base a SGE

Como resultado de pagar precios diferentes al del mercado internacional, los consumidores han recibido una transferencia estimada en USD 25.559 millones entre los años 2011 y 2018 representados como la Renta positiva en el Cuadro N° 9, mientras que han transferido, por pagar un precio superior al internacional, USD 11.549 millones. Esto implica un saldo neto del periodo de USD 14.009 millones.

A partir de 2018, con el final del barril criollo y con la convergencia hacia los precios internacionales las transferencias desde o hacia los consumidores tienden a ser nulas.

Empresas petroleras

La renta que corresponde a las empresas productoras del recurso natural se estima como un residuo luego de deducir de la renta petrolera total, la renta apropiada por el Estado Nacional, los Estados Provinciales y los consumidores.

Resultados

En los Cuadros N° 10 y 11 se presenta la distribución de la renta estimada que, para el periodo analizado, asciende a USD 85.311 millones y representa un promedio anual de USD 17.062 millones.

Del análisis surge que los consumidores se han apropiado del 16% mientras que las empresas petroleras se apropiaron del 46% de la renta del periodo, seguidas por los Estados Nacional y Provincial que a través de recaudación de impuestos y regalías se apropiaron del 17% y 11% respectivamente.

Cuadro 10: Distribución de la renta petrolera estimada - en millones de USD

Año	Estados Provinciales	Estado Nacional	Consumidores	Empresas Petroleras	Renta Petrolera en mile de USD
2011	1.860	2.968	7.985	3.340	16.152
2012	2.059	3.303	6.688	3.973	16.023
2013	1.969	3.072	6.091	4.185	15.317
2014	1.996	2.796	4.355	3.991	13.137
2015	1.760	2.263	-4.302	8.470	8.191
2016	1.445	1.989	-4.181	7.907	7.160
2017	1.148	-37	-3.067	5.801	3.846
2018	1.465	1.619	441	1.960	5.484
Total	**9.643**	**14.403**	**14.009**	**39.627**	**85.311**
Promedio	1.929	2.881	2.802	7.925	17.062
% apropiación	11%	17%	16%	46%	100%

Fuente: elaboración propia

Se observa que la apropiación por parte de los consumidores disminuye de manera significativa, pasando de USD 7.985 millones en 2011 a USD 441 millones pasando años de apropiación negativa es decir una transferencia de recursos a la industria del petróleo y gas del orden de USD -11.549 millones producto de pagar el barril de petróleo más caro que a nivel internacional.

Al mismo tiempo, y como contrapartida, la apropiación de las empresas petroleras se reduce pasando de USD 3.340 millones en 2011, a USD 1.690 millones en 2018, lo que implica una reducción del 41% entre puntas. Cabe destacar que la renta de las empresas petroleras aumentó entre 2011 y 2015 llegando a los USD 8.470 millones, el máximo del periodo.

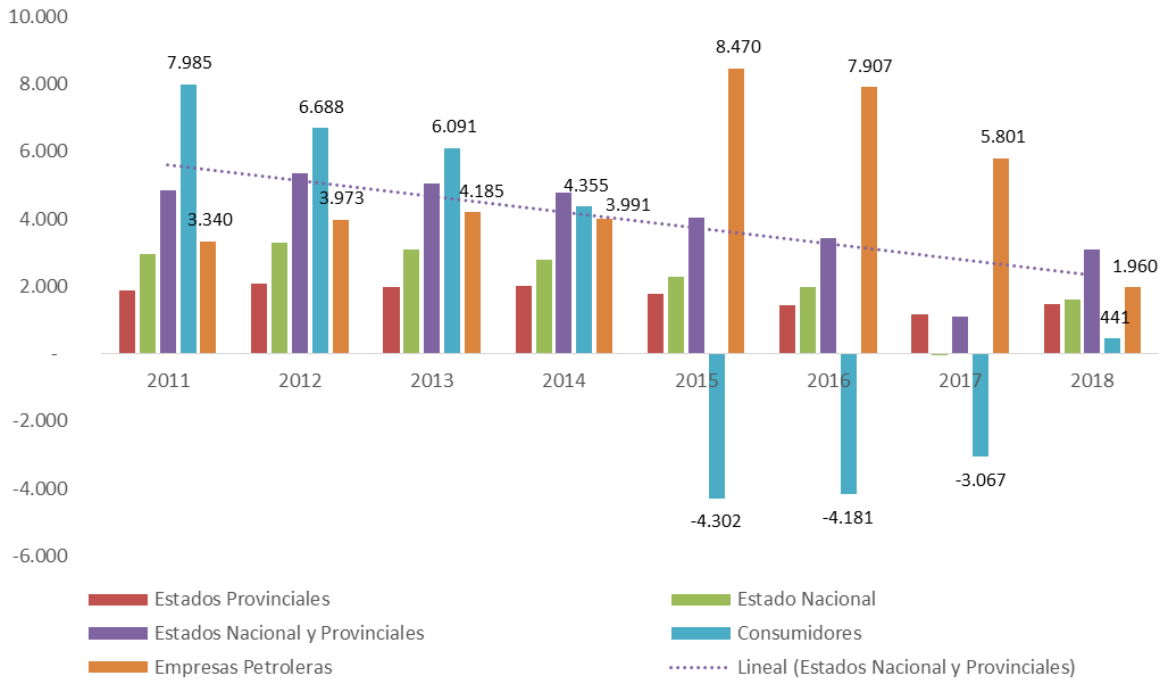
Cuadro 11: Distribución de la renta petrolera estimada - en %

Año	Estados Provinciales	Estado Nacional	Consumidores	Empresas Petroleras
2011	12%	18%	49%	21%
2012	13%	21%	42%	25%
2013	13%	20%	40%	27%
2014	15%	21%	33%	30%
2015	21%	28%	-53%	103%
2016	20%	28%	-58%	110%
2017	30%	-1%	-80%	151%
2018	27%	30%	8%	36%

Fuente: elaboración propia

El Cuadro N° 11 deja ver una particularidad del periodo. Nótese las columnas de distribución correspondiente a los consumidores y las empresas petroleras entre los años 2015 y 2017. Como se observa el porcentaje de distribución supera al 100% para las empresas petroleras y es negativo para los consumidores lo cual, desde el punto de vista estadístico, es imposible que suceda: nadie se puede apropiar más que el total o se forma negativa. Sin embargo, este resultado es producto de la transferencia de los consumidores por pagar el barril interno a un precio superior al internacional. En este sentido, se desprende que los consumidores han realizado transferencias vía precios a las empresas petroleras. En el año 2017 el Estado Nacional también realizó transferencias, mientras que los estados provinciales nunca tuvieron una distribución negativa de la renta.

Gráfico 5: Distribución de la renta petrolera estimada – Período 2011 - 2018



Impacto de la distribución de la renta 2011-2018

Los objetivos del barril criollo

En los considerandos de la Resolución 1077/2014 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas se especifica**:**

> Que el contexto internacional del mercado de hidrocarburos ha generado un alto grado de variabilidad en el nivel de precios del petróleo crudo y sus derivados, haciendo necesario atenuar su impacto sobre el nivel de actividad y empleo local.
>
> Que en función del contexto descripto, resulta necesario continuar implementando medidas destinadas a garantizar los niveles de rentabilidad del sector de hidrocarburos con el propósito de mantener las pautas de inversión tendientes al logro del autoabastecimiento de hidrocarburos y asegurar el cumplimiento de los principios de política hidrocarburífera establecidos por la Ley N° 26.741.
>
> Que, en función de ello, corresponde prever futuras fluctuaciones del precio internacional del petróleo crudo que puedan afectar la economía local siendo, por lo tanto, necesario plantear acciones concretas que impliquen desvincular la economía local de dichas circunstancias, protegiendo al consumidor de los posibles perjuicios que aquellas le pudieren generar en el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos.

Asimismo, en la Resolución 33/2015 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, se establece:

> Que teniendo en cuenta que la oferta de energía en nuestro país está altamente concentrada en recursos fósiles, petróleo y gas natural, con el objeto de, por un lado, asegurar la disponibilidad de estos recursos estratégicos en condiciones económicamente razonables y previsibles en el tiempo, a los fines de garantizar la continuidad del crecimiento económico y el desarrollo social que ha caracterizado a la REPÚBLICA ARGENTINA durante esta última década, y por el otro, atender los efectos negativos que el actual contexto internacional de disminución de precios, produjo en el excedente de producción local de petróleo crudo excedente que no puede ser procesado en las refinerías locales y que, consecuentemente, se destina a la exportación, mediante el dictado de la Resolución N° 14 de fecha 3 de febrero de 2015 de esta Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas fue creado el “Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo”.
>
> Que el referido programa tiene como objetivo principal reducir en el corto plazo la brecha entre producción y consumo de petróleo crudo del tipo “Medanito” por medio de dos vías: en primer lugar, incrementando en el corto plazo la producción de petróleo crudo, reduciendo de esta forma las importaciones (y por ende el flujo creciente de divisas) y, por otro lado, estimulando la inversión en exploración y explotación para contar con nuevos yacimientos que permitan recuperar el horizonte de reservas.

Que otro de los objetivos perseguidos por el programa es proteger el nivel de actividad y empleo de las cuencas productoras con el propósito de coadyuvar al mantenimiento de las inversiones tendientes al logro del autoabastecimiento de hidrocarburos procurado por la Ley N° 26.741.

¿Se cumplieron los objetivos en materia de inversiones?

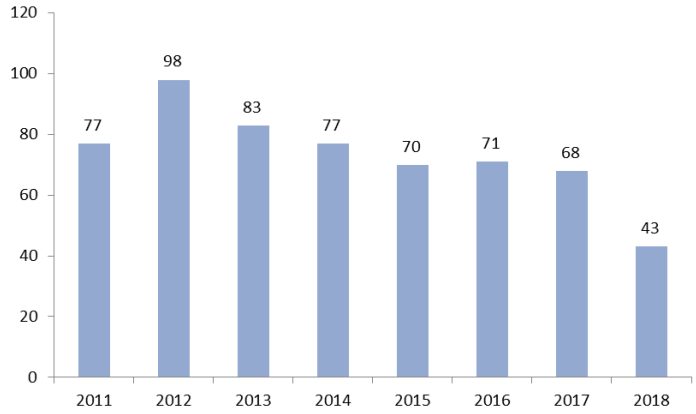
Uno de los argumentos más fuertes para defender la política de precios internos desacoplados y desde diciembre de 2014 hasta enero de 2018, marcadamente superiores a los internacionales, reside en la necesidad de garantizar un nivel de inversión que permita el desarrollo de un recurso estratégico, como es el de los hidrocarburos.

Este argumento tiene un peso teórico fuerte pero en la práctica vemos que a lo largo del tiempo no existe correlación entre el precio de venta del bien y la inversión realizada en el sector.

En relación a la inversión analizaremos dos variables, la evolución en pozos de exploración que "permita recuperar el horizonte de reservas" y el número de equipos de perforación como variable proxi de la inversión en explotación.

En el Gráfico N° 6 se presenta la evolución de los pozos de exploración para el periodo, que evidencian una caída del 44% entre 2011 y 2018.

Gráfico 6: Pozos de Exploración. Período 2011 - 2018



Fuente: Elaboración propia en base a SGE.

La cantidad de pozos de exploración se ha reducido desde el año 2012, donde se observa el pico de la serie con 98 pozos exploratorios terminados. En el año 2018 se perforaron sólo 43 pozos exploratorios, esto es un 38% menos que en 2015, 56% menos que el máximo del periodo y un 44% menos que el año 2011.

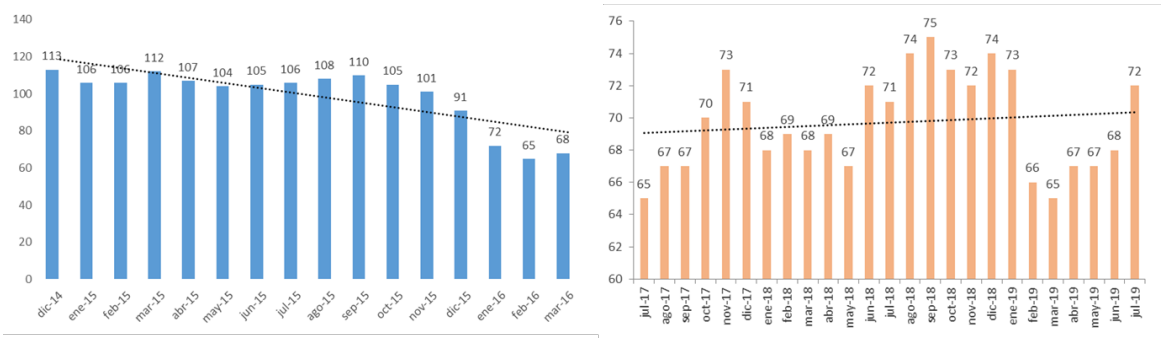
En relación al número de equipos de perforación se observa en el Gráfico N° 7 dos periodos diferentes en el dinamismo[7]: una marcada caída en el esfuerzo de inversión a partir de

[7] No se cuenta con datos para los meses de abril de 2016 a junio de 2017.

diciembre de 2014 hasta marzo de 2016; y un leve crecimiento entre julio de 2017 y julio de 2019.

Comparando el mes de marzo de 2016 con el mismo periodo del año previo se observa una caída interanual del 40%. Mientras que comparando el mes de julio de 2019, creció 10,2% respecto de 2017 y 1,4% respecto de julio de 2018. Sin embargo, el promedio de equipos de perforación del primer periodo fue de 98, mientras que en el segundo periodo analizado fue de 70.

Gráfico 7: Equipos de Perforación. Período diciembre 2014 –marzo 2016 y julio 2017 – julio 2019



Fuente: Elaboración propia. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas – IAPG.

Los datos muestran que el hecho de que en Argentina se haya reconocido un precio del petróleo superior al internacional no generó los efectos previstos por la normativa en relación con la inversión. Por el contrario, las decisiones de inversión de las compañías petroleras responden a la evolución del sector a nivel global y no necesariamente a estímulos locales.

¿Cuál fue el efecto en materia laboral?

Otra de las razones esbozadas por la normativa para sostener un precio interno superior al internacional fue la necesidad de garantizar los puestos de trabajo del sector.

De acuerdo a datos Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social de la Nación, en el año 2011 la cantidad de trabajadores registrados que se desempeñaron en las ramas de "extracción de petróleo crudo y gas natural", y de "actividades de servicios relacionadas con la extracción de petróleo y gas, excepto las actividades de prospección", ascendió a 52.403, mientras que en el año 2015 fueron 66.670 y en el 2018 60.180.

Asimismo, la remuneración promedio anual por todo concepto, fue de $ 22.918 en el año 2011, $ 57.068 en el 2015 y $113.496 en el 2018.

Es así que desde la vigencia de la resolución 1077/2014 (precio sostén para el barril de crudo), el 1 de enero de 2015, hasta el año 2017 el número de trabajadores en el sector se

redujo aproximadamente un 13%, mientras que las remuneraciones se incrementaron en promedio un 51% con una inflación acumulada de 120% (promedio anual 31%)[8]

Cuadro 12: Evolución de la masa salarial en el sector de extracción de petróleo y gas

Año	Empleo registrado	Masa Salarial anual en millones de pesos corrientes	Masa Salarial anual en millones USD
2011	52.403	1.201	291
2012	54.979	1.490	327
2013	57.961	1.942	355
2014	63.758	2.833	349
2015	66.670	3.806	411
2016	62.419	4.317	292
2017	58.045	5.019	303
2018	60.180	6.830	243

Fuente: Elaboración propia. Ministerio de Trabajo, Empleo y Acción Social.
El dato de empleo registrado incluye la cantidad de trabajadores registrados que se desempeñaron en las ramas de "extracción de petróleo crudo y gas natural", y de "actividades de servicios relacionadas con la extracción de petróleo y gas, excepto las actividades de prospección"

En agosto de 2017 se da por finalizado el precio sostén del barril de petróleo y ocurre la convergencia entre precio local e internacional. El empleo registrado en ese año fue 3,7% superior al del año anterior.

Asimismo, la masa salarial medida en pesos corrientes se incrementó 135% entre los años 2011 y 2014 mientras que creció 79% entre los años 2015 y 2018. Sin embargo, la masa salarial medida en dólares corrientes aumentó 20% hasta 2014 para luego reducirse 41% entre 2015 y 2018 (y 26% respecto de 2017). Respecto al año 2011 se observa que en 2018 la masa salarial medida en dólares corrientes es 16,5% inferior.

De esta manera, la política de precios desacoplados, y en particular del precio sostén en los años 2015, 2016 y 2017, no tuvo un efecto positivo sobre el empleo sino más bien el contrario: en esos años disminuyó el empleo registrado y la masa salarial del sector.

¿Cuál es el impacto en la matriz productiva?

Como surge al analizar la distribución de la renta a partir de diciembre de 2014, hay claros ganadores y un solo perdedor: el consumidor.

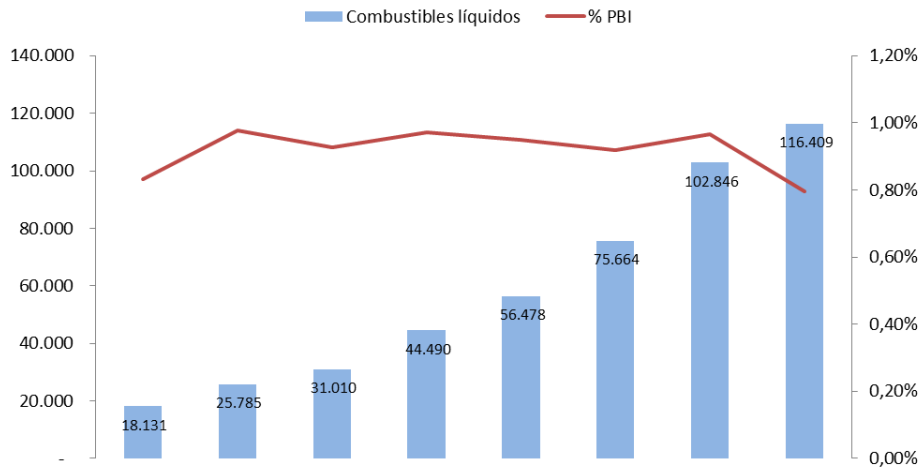
Del lado de los ganadores no solo encontramos a las empresas productoras de petróleo crudo, sino también a los Estados Provinciales que cobraron regalías e impuestos calculados en base a un precio 40% superior al internacional; y al Estado Nacional que mediante el cobro de impuestos a los combustibles líquidos más caros de la región vio incrementada su recaudación.

En el Gráfico N° 8 se presenta la evolución de la recaudación de los impuestos a combustibles que se multiplicó por 6.4 entre los años 2011 y 2018: un promedio de 31%

[8] Fuente Índice de Precios del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires e INDEC.

anual con picos de 42% y 43% en los años 2012 y 2014, momentos en que representó casi el 1% del PBI.

Gráfico 8: Evolución de los Impuestos a los combustibles líquidos Período 2011 - 2018

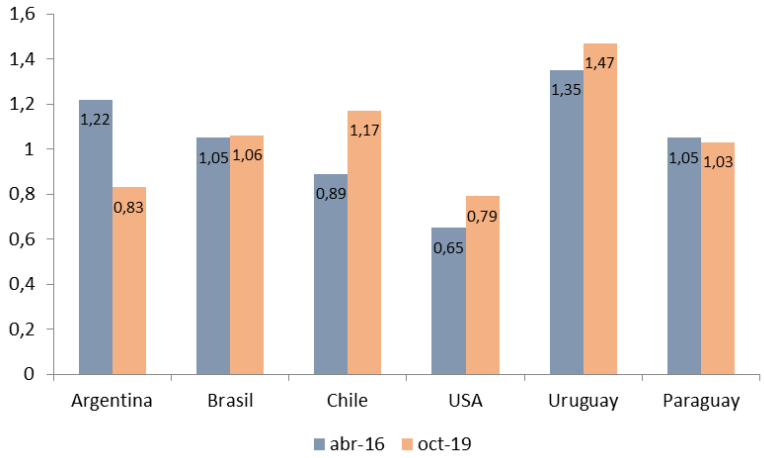


Fuente: Elaboración propia en base a Recaudación Tributaria DNIAF. En millones pesos corrientes.

Una de las consecuencias del mantenimiento de un precio artificialmente alto fue que los combustibles en el mercado interno se mantuvieron como los más caros de la región, con la excepción de Uruguay.

Así lo muestra el Gráfico N° 9: en abril de 2016 en Argentina el litro de nafta Premium costaba un 16% más que en Brasil, un 37% más que en Chile, y un 87% más que en Estados Unidos[9]. Por otra parte, en octubre de 2019 Argentina tiene la nafta más barata en la comparación regional y sólo un 5% superior al precio que rige en Estados unidos.

Gráfico 9: Comparación regional del Valor de Naftas Premium – USD / litro (abril 2016 y octubre 2019)



Fuente: www.globalpetrolprices.com

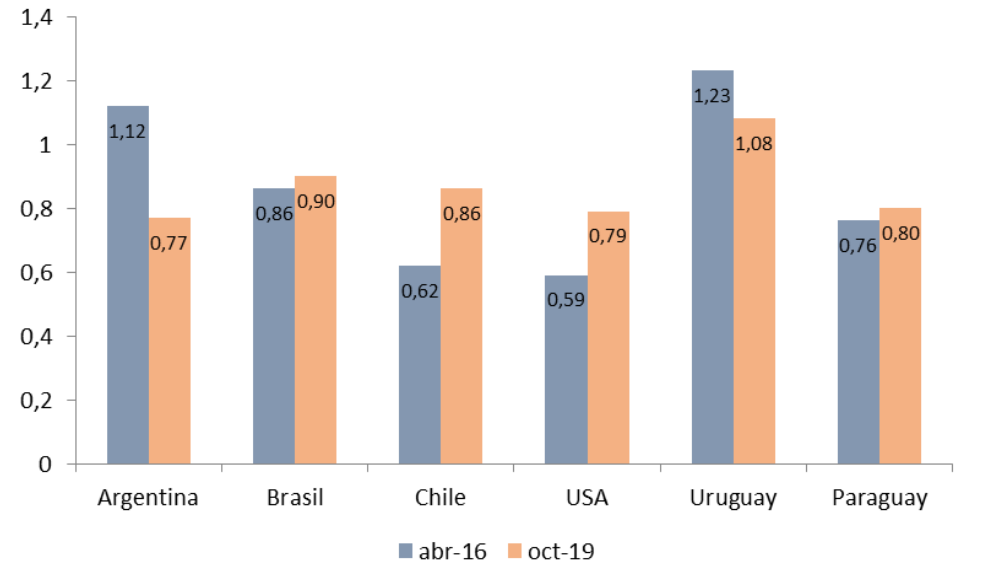
[9] Las comparaciones de precio de los combustibles en dólares se realizan al tipo de cambio nominal al momento de la comparación e incluyen las distorsiones propias del tipo de cambio en cada país.

Este diferencial en el precio respecto a otros países genera efectos en la macroeconomía en general ya que se trata de uno de los bienes más importantes de la economía, y que tiene un impacto trascendente en todos y cada uno de los sectores. Entre muchos otros, se advierten los siguientes efectos:

- Empeora la competitividad vía aumento en los costos logísticos de las economías regionales, debido a que el transporte por camión es por lejos el principal modo de transporte.
- Incrementa al Déficit Fiscal por la utilización de combustibles subsidiados en el transporte público.
- Impacto en el precio de los alimentos: vía el sobrecosto afrontado por el sector agropecuario, producto de pagar el precio del gasoil más caro.

El precio del gasoil es un punto central al momento de explicarlos. En términos relativos, al analizar la comparación regional del valor del litro de gasoil, con datos de abril de 2016, en nuestro país costaba un 30% más que en Brasil, un 80% más que en Chile, y un 90% más que en Estados Unidos, lo que implicó una fuerte desventaja competitiva para los productos nacionales. Sin embargo, en octubre de 2019 Argentina tiene el Gasoil más barato de la región, e incluso un 2,5% por debajo de los Estados Unidos.

Gráfico 10: Comparación regional del Valor del GAS OIL – USD / litro (abril 2016 y octubre de 2019)



Fuente: www.globalpetrolprice.com

¿Fue el precio sostén al petróleo una buena política en relación con la matriz energética?

Luego del análisis realizado, la respuesta es claramente: No.

La política del barril criollo implicó subsidiar a las empresas productoras de un recurso no renovable, con impactos muy fuertes en términos ambientales y de alto costo de oportunidad.

Para poner en contexto la magnitud de ésta transferencia: los consumidores han transferido sólo en el año 2015 un monto equivalente a la totalidad del presupuesto anual de las universidades nacionales, casi dos veces la asignación universal por hijo para el mismo periodo y al 30% de los subsidios a la energía, que llegaron a explicar casi la totalidad del déficit total del Estado Nacional de ese año.

A modo de ejemplo del costo de oportunidad incurrido: los USD 4.300 millones que los consumidores transfirieron a las empresas petroleras en 2015 equivalen a más del 90% del valor licitado por la construcción de las represas Cóndor Cliff y La Barrancosa por USD 4.700 millones, las que aportarán al sistema una generación anual de 3.380 GW/h y 1.866 GW/h al año, respectivamente.

En la misma línea, surge la pregunta si fue lo más conveniente aplicar la totalidad de estos fondos al desarrollo de hidrocarburos convencionales, en lugar de impulsar el proceso de transformación de la matriz energética nacional.

La Ley 27.191 de incentivo al desarrollo de Energías Renovables prevé elevar la participación de renovables en el consumo total de energía al 20% al 2025. Las transferencias de los consumidores durante 2015, 2016 y 2017 totalizaron USD 11.550 millones, el equivalente al 75% del total de las inversiones necesarias en energías renovables para alcanzar la meta del año 2025.

Final del barril criollo

Como hemos visto, los intentos de desacoplar el precio local del petróleo del internacional fracasaron. La aplicación de retenciones desincentivó la inversión y sumergieron a la producción de hidrocarburos en una decadencia persistente, mientras que la aplicación de un precio sostén implicó sentenciar a los consumidores a transferir ingresos a una industria que sin certidumbres ni reglas claras tampoco invierte.

La evidencia empírica puso al gobierno ante la encrucijada alinear los precios internos a los internacionales que venían en ascenso.

En enero del año 2016 el gobierno firma con las petroleras el “Acuerdo para la transición a precios internacionales de la industria hidrocarburífera Argentina”. En este acuerdo, las empresas productoras y refinadoras de hidrocarburos acordaron las bases para alcanzar la paridad con los mercados internacionales durante el transcurso del año 2017, conforme los escenarios de precios futuros vigentes a la fecha en los mercados mundiales.

El plazo del acuerdo fue de doce meses a partir del 1 de enero de 2017. Este periodo se llamó “Periodo de Transición” en el cual los precios internacionales (en ascenso) y locales (a la baja) convergerían gradualmente.

El Acuerdo incluyó una cláusula de suspensión que establecía que si la cotización del precio de referencia internacional Brent alcanzaba o superaba los precios locales de convergencia durante 10 días consecutivos el Acuerdo se suspendía y comenzarían a regir los precios internacionales como referencia de los combustibles.

Finalmente, el 22 de septiembre del 2017 se cumplieron las condiciones de suspensión del acuerdo y a partir del 1º de octubre los precios de los combustibles en Argentina reconocen como marcador el precio internacional Brent.

La mejor noticia que podría darnos Vaca Muerta en el corto plazo

Al inicio de la gestión de Cambiemos el precio interno del petróleo se ubicaba artificialmente en USD 70, cuando el precio internacional se ubicaba entre los USD 30 y 40, con el objeto de incentivar una producción en caída libre desde finales de la década del noventa.

Esta política de precios sostén a la producción local de petróleo crudo no solo implico combustibles caros, y una enorme transferencia de recursos desde consumidores a la industria, sino que no alcanzo ninguno de los objetivos planteados al momento de su implementación.

Identificado el problema, Cambiemos modificó esta política y desde 2017 los combustibles en Argentina reconocen el precio internacional del petróleo y toman como guía el precio de paridad de importación del petróleo producido en el Mar del Norte, conocido como Brent.

Cabe preguntarse ¿Por qué esta decisión? una respuesta podría encontrarse en la mencionada decadencia productiva que obligó al país a importar petróleo de la calidad que requieren nuestras destilerías, si bien nunca dejamos de exportar petróleo pesado. Es así como el precio de referencia del mercado local y a partir del cual se fijan el precio de los combustibles en el mercado interno es la paridad de importación (BRENT import parity).

A partir de la devaluación del Peso, el precio promedio del petróleo en el mercado interno quedo por debajo del precio BRENT, lo que en principio anticiparía que los incrementos en el surtidor serian inevitables (Ver Cuadro N° 1 sección Precios).

Sin embargo, el desarrollo de Vaca Muerta orientado a la producción de petróleo no convencional y los anuncios de exportaciones de crudo es la mejor noticia que puede darnos VACA Muerta en el corto plazo.

La producción de gas como de petróleo funcionan según reglas de mercado

Como muestra basta con mirar el mercado del gas natural, que ante el aumento de la oferta y la regulación del Estado de mecanismos de determinación de precios competitivos (como las subastas) logró reducir el precio promedio más de 20%. Esto no solo mejora la competitividad de la economía, y ayuda a cerrar el déficit del balance comercial energético, sino que reduce los precios de generación eléctrica a la industria y a las distribuidoras que abastecen a los usuarios residenciales. En resumen: el mercado funcionó.

En el caso del petróleo, el aumento en la producción de petróleo no convencional, ¿se verá en el corto plazo reflejado en un descenso de los precios como el descripto en el mercado del gas natural? ¿Existe un mecanismo de determinación de precios en condiciones de mercado de los combustibles? La respuesta: No

Si miramos brevemente el mercado de la producción de petróleo y refinación vemos un mercado altamente concentrado donde tres empresas concentran más del 80% de la oferta.

Al aumentar la producción y generarse saldos exportables es esperable que los precios internos del crudo local y de los combustibles sin impuestos deberían alinearse al precio de paridad de exportación y así lo establece el decreto 1212/89 de desregulación del precio de los hidrocarburos en nuestro país. ¿Pero eso sucederá sin la regulación de un mecanismo de formación de precios de mercado, como en el caso del gas?

Para que los combustibles reconozcan precios de petróleo competitivo el Estado debe definir como precio de referencia para los crudos locales el West Texas Intermediate (WTI). Esto lograría que el principal insumo de los combustibles refleje un precio sustancialmente menor pasando del BRENT CIF (precio de importación), al WTI FOB, una diferencia que alcanza hasta un 20%.

El WTI fue precio de referencia desde el inicio de la desregulación del precio local del petróleo y era superior al BRENT, situación que continuo hasta el 2010 cuando el exceso de oferta en el mercado americano ubicó al WTI por debajo del BRENT.

Nuestro país utilizo históricamente el WTI como referencia no solo para la fijación de retenciones desde el año 2004 en adelante, sino también como referencia de sus bases estadísticas en la Secretaria de Energía. El BRENT aparece en la res 1077/14 para justificar el mencionado barril criollo.

Al mismo tiempo, y hasta que se logren condiciones de mercado, deben transparentarse las condiciones de formación del precio de los combustibles para imitar los mercados más competitivos del mundo como el americano. Es decir, definir la incidencia del precio del crudo, del tipo de cambio, los impuestos y biocombustibles en el valor final de los combustibles líquidos locales. Esto no solo incentivaría la competencia a partir de la transparencia sino que protegería a los usuarios que sabrían si los precios están retrasados o adelantados y cuánto.

Es decir, dada la actual conformación del mercado sin precios de referencias competitivos (WTI), ni normas de transparencia al mecanismo de formación de precios, difícilmente el aumento de la producción de crudo y la formación de excedentes de exportación se reflejen en una reducción del precio de los combustibles a nivel local.

Al mismo tiempo es permitirá:

- Generar incentivos a incrementar exportaciones finalizando la transformación de un sector cuyas importaciones en 2014 representaban casi la totalidad del déficit comercial del país, a un sector exportador que aporta dólares a una economía que los necesita.
- Soluciona en gran parte la salida de la resolución 566/19, por la cual se congelaron los precios del petróleo y combustibles. Es una solución de mercado que reduce sustancialmente la necesidad de aumentos en el pico del surtidor.
- Fija una regla de formación de precios, hoy inexistente, que permite reducir los combustibles internos a partir de mecanismos de mercado.
- No modifica ni rompe, la normativa vigente.
- Finalmente, permite capitalizar finalizando la gestión de Cambiemos el esfuerzo realizado durante su gestión y por el cual se transfirieron a la industria del petróleo y gas más de USD 5.000 millones en concepto de subsidios, que como fruto muestran un sector exportador que antes importaba, y que a nivel micro permite menores precios de la energía que no pueden apreciarse por la crisis macroeconómica y la devaluación del peso, pero que superada la coyuntura se harán evidentes.