

La renta del sector Hidrocarburífero argentino entre los años 2010 y 2015.

Por Mariano Ramón

Revista Economía y Desafíos del Desarrollo
AÑO I | VOLÚMEN I | NÚMERO 2 | JUNIO 2018 - NOVIEMBRE 2018
ISSN: 2591-5495
pp. 27-110.





La renta del sector Hidrocarburífero argentino entre los años 2010 y 2015

Por Mariano Ramón^a

RESUMEN: La estructura de la matriz energética de la Argentina posee una alta dependencia hidrocarburífera que se vincula defectuosamente con el desempeño extractivo de estos energéticos. A su vez, durante los últimos años la irrupción de la crisis energética se tradujo en un déficit comercial específico que traccionó un desbalance general en los términos de intercambio de la economía. En este contexto, el análisis de la renta hidrocarburífera juega un rol paradigmático para develar la lógica en que se acumuló capital dentro del sector y el comportamiento de los sujetos sociales que participan de ella. El propósito del presente trabajo es elaborar un diagnóstico sobre el desempeño de la renta asociada a la extracción de petróleo y gas en la Argentina para el período 2010-2015 y relacionarlo con dinámica productiva local. A partir de ello, se presentará también una hipótesis de la distribución primaria que tuvo la renta hidrocarburífera local durante el período, dada la configuración de la cadena de valor.

ABSTRACT: The structure of Argentina's energy matrix has a high hydrocarbon dependency that is defectively linked to the extractive performance of these energy sources. At the same time, during the last years the irruption of the energy crisis resulted in a specific trade deficit that caused a general imbalance in the terms of trade of the economy. In this context, the analysis of hydrocarbon income plays a paradigmatic role to unveil the logic in which capital accumulated within the sector and the behavior of the social subjects that participate in it. The purpose of this paper is to prepare a diagnosis on the performance of income associated with the extraction of oil and gas in Argentina for the period 2010-2015 and relate it to local productive dynamics. From this, a hypothesis of the primary distribution of the local hydrocarbon income during the period will also be presented, given the configuration of the value chain.

Palabras clave: hidrocarburos, cálculo, renta, distribución

Keywords: hydrocarbons - calculation - rent - distribution

Códigos JEL: Q35 - Q43 - D39

JEL Codes: Q35 - Q43 - D39

Fecha de recepción: 14/02/2018 | **Fecha de aceptación:** 20/04/2018

Introducción

El acceso a la energía constituye uno de los principales objetivos para el desarrollo humano y se asocia directamente con la existencia de precios razonables para su consumo. Este derecho engloba a la población e involucra también al sistema productivo y al universo de servicios facilitadores de una vida digna y sustentable.

Esta visión de la energía como un derecho se apoya en los vínculos que existen entre su acceso y la reducción de la pobreza¹. En este sentido, el Estado posee una responsabilidad específica sobre el

^a Mariano Ramón. *Lic. en Economía, especialista en el sector energético. E-mail: marianoramon76@gmail.com*

¹ Kozulj (2012 p. 6) y CEPAL-PNUD-GTZ (2009 p. 54).

mercado energético que excede la regulación económica y que se define especialmente por la garantía de su desarrollo.

La creación del sector energético argentino se configuró ligada a esta visión y tuvo al Estado como principal dinamizador a lo largo de su historia. Sin embargo, la desregulación del mercado y la privatización de la petrolera estatal instaurada en los años noventa generaron las condiciones para que las estrategias empresariales adopten un carácter de sobreexplotación sobre los reservorios locales². Lo que implicó una progresiva pérdida de autonomía y una creciente dependencia de la matriz energética hacia los hidrocarburos líquidos y gaseosos. Esta situación junto a una alta subordinación de inversiones privadas para incrementar la oferta de energía, una demanda creciente de la misma y un contexto de precios internacionales ascendentes a partir del año 2004; generaron un complejo cuadro de situación que eclosionó en el año 2011 cuando por primera vez en veinte años, se evidenció un saldo negativo en el balance comercial del sector. En este contexto la preocupación del Estado por el desarrollo sectorial se tradujo en cambios de política e intervenciones precisas, especialmente a partir del año 2012.

Una discusión generada en este escenario fue la de la rentabilidad presente en la cadena, su incidencia sobre la crisis sectorial y el rol del Estado en términos del déficit de abastecimiento interno y comercial. Dicho debate no fue aséptico a la puja de intereses involucrados y los análisis que dieron sustento a las distintas posiciones menos aún. Es así que las categorías utilizadas para conformar los diagnósticos, no sólo resultan manifestaciones de la capacidad de entendimiento, sino que también configuran la intencionalidad política que dirime responsabilidades.

Si bien esta situación no resulta una excepción en el análisis económico, su papel en los estudios de distribución es prácticamente constitutiva. En el caso del sector hidrocarburífero, resulta significativa la ausencia de algunas variables clave para entender la apropiación del excedente. En función de esto, el objetivo de este trabajo se centra en dimensionar y describir uno de los elementos que interviene centralmente en la discusión planteada: la renta.

² Barrera (2013 p.96).

Para este propósito inicialmente se desarrolla una breve descripción del contexto teórico en que se inscribe este trabajo, luego se detalla la metodología utilizada para estimar la renta hidrocarburífera y seguidamente se realiza un análisis productivo del sector para el período comprendido entre los años 2010 y 2015. Finalmente se exponen los resultados de la valoración de la renta inscrita en el mismo ciclo, tanto en términos de sus componentes como en función de los sujetos sociales que la apropiaron en una instancia primaria.

Como colofón se exponen algunas conclusiones con la intención de aportar elementos al análisis de sector energético de la Argentina y establecer posibles nexos entre sus dificultades, los aspectos productivos, distributivos, fiscales y de política macroeconómica.

1. Marco teórico de la medición de la renta petrolera y aproximaciones realizadas

Contexto teórico en torno a la renta petrolera

Las actividades productivas que realizan una extracción intensiva de recursos naturales no renovables³, implican economías de escala y facultades monopólicas por parte de quien los explota, posibilitando en consecuencia rendimientos crecientes y la existencia de beneficios extraordinarios. Estos rendimientos por encima de lo “normal”⁴, se presentan como una imposición hacia el conjunto de la sociedad por parte de quienes monopolizan el recurso y constituyen lo que se denominada renta. El primer autor clásico que plantea la renta diferencial como un elemento particular dentro del análisis económico es David Ricardo en el año 1817⁵, allí definió a la renta diferencial como la “compensación que se paga al propietario de la tierra por el uso de las energías originarias e indestructibles”, que se abona “únicamente porque la tierra no es ilimitada en cantidad ni uniforme en calidad, y porque con el incremento de la población, la tierra de calidad inferior o

³ Se identifica a estos recursos como elementos del entorno natural que el hombre no puede reproducir o que su ritmo de utilización implica un descenso sostenido en los niveles de *stock*.

⁴ Existe una discusión fundada acerca de lo que la literatura convencional o el *mainstream* considera como rendimientos “normales”, más específicamente la escuela neoclásica plantea que los rendimientos crecientes son excepcionales (Samuelson, 2007). La crítica a este concepto esgrime que en lugar de ser excepcionales, los retornos crecientes se encuentran mayoritariamente presentes en la economía real; Krugman (1995) argumenta que la preferencia por la hipótesis de rendimientos constantes procedería más de la facilidad en el tratamiento analítico, antes que de su mayor o menor realismo.

⁵ Sin embargo esta afirmación puede ser discutida, puntualmente en Astarita (2016-a) se plantea que: “Anderson fue el descubridor de la teoría de la renta, la cual formuló en varios artículos publicados entre 1777 y 1802. Luego, en 1815, su teoría fue reproducida por Edward West y Thomas Malthus (Marx afirma que el primero no conocía el trabajo de Anderson, pero sí Malthus, quien lo habría plagiado); y de allí fue tomada por Ricardo, quien tampoco parece haber conocido los escritos de Anderson.”(Astarita, 2016-a, p.2)

menos ventajosamente situada tiene que ponerse en cultivo”⁶. Desde esta teoría entonces, la renta es diferencial dado que la tierra de peor calidad no genera un rendimiento extraordinario que sí se revela en las tierras más productivas.

Dentro del marco teórico planteado por Ricardo aparecen algunos elementos y variables fundacionales de la discusión alrededor de la renta, el rol de la propiedad privada, la escasez de factores productivos (en este caso de tierras fértiles), la productividad diferencial de los mismos, los límites en la intensidad de uso del capital y derivado de esto, el incremento de la demanda y su asimetría con las capacidades económicas para abastecerla⁷.

De esta manera, la piedra fundacional de la discusión de los rendimientos extraordinarios y la distribución de la riqueza que se plantea en el trabajo de Ricardo deja cimentado el maridaje entre los dueños de la tierra y sus condiciones excepcionales para apropiarse de excedentes, en una dinámica de crecimiento económico que evidenciaba una perspectiva estacionaria para el largo plazo.

Posteriormente, y en esta línea de pensamiento, el concepto de renta diferencial se inserta en la obra de Karl Marx acompañando el sistema de funcionamiento capitalista enunciado por el filósofo alemán; implicando un rol específico para los terratenientes y sus mecanismos de apropiación del plusvalor⁸ generado por el trabajo. En este marco Marx plantea que el concepto de “renta diferencial”, se forma por la ganancia extraordinaria que surge de las condiciones productivas favorables y migra a los terratenientes por la competencia que se da entre los capitalistas del agro⁹.

⁶ Ricardo (1993, p. 52-3)

⁷ En la teoría Ricardiana, este aspecto se manifiesta en el marcado crecimiento poblacional y la convergencia de la economía a un punto estacionario de crecimiento.

⁸ En su determinación general, el nivel del salario corresponde al valor de reproducción de la fuerza de trabajo, a su vez determinado materialmente por el tiempo necesario para la producción de los valores de uso que el obrero debe consumir para reproducir los atributos productivos de aquella. Con base en esta determinación, la jornada laboral se divide en un tiempo durante el cual la clase obrera produce los valores de uso que consume (tiempo de trabajo socialmente necesario) y el resto de la jornada (tiempo de plus-trabajo), durante el cual produce los valores de uso que se apropia el capitalista y que constituyen el soporte material del plusvalor.

⁹ Vale advertir que las teorías iniciales de la renta de la tierra se relacionan directamente a las actividades productivas que utilizan intensivamente este factor productivo, en consecuencia la producción contemporánea a estos autores era centralmente (y casi exclusivamente) la agricultura; la extracción de hidrocarburos comienza en la segunda mitad del siglo XIX y se difunde en los años siguientes a partir de la aparición de los motores de combustión interna. Sin embargo, Marx ya distinguía la capacidad de identificar la renta en otras actividades: “Dondequiera que las fuerzas naturales son monopolizables y aseguran una ganancia excedente (...) nos encontramos ante una persona que por su título sobre una porción del planeta puede alegar un derecho de propiedad sobre estos objetos naturales se apropia de

Sin embargo, posteriormente Marx utiliza subcategorías de la renta, ordenando los suelos por productividad, plantea que la renta que también se dispone en los suelos de peores rindes, y a esta llama “renta absoluta”. Además, para Marx aun en la tierra de menor calidad se da una transferencia de plusvalor al propietario de la misma, que resulta menor relativamente (esto se explica por una composición orgánica del capital inferior).¹⁰

En base a estos conceptos, es que más adelante en el tiempo comenzaron a articularse los debates teóricos ordenados metodológicamente en la discusión acerca del origen de la renta de la tierra y su distribución. Pero todos marcadamente influenciados por las discusiones originales planteadas en Ricardo y Marx. Tanto es así, que puede ordenarse al análisis de la renta en dos escuelas bien diferenciadas; las que entienden el surgimiento de la misma como una diferencia entre márgenes y costos, y las que ordenan su manifestación a partir del producto que surge de los diferenciales en las tasas de ganancia sectoriales (actividades rentísticas *versus* resto de la economía) y el capital adelantado por el capitalista (agrario o petrolero). La primera vinculada a la idea original de Ricardo y la segunda relacionada con la visión marxista del capitalismo.

A partir de estas dos escuelas se definen metodologías de cálculo particulares, la visión que utiliza la diferencia entre costos e ingresos segmenta los valores referidos a la renta en diferencial y monopólica, a su vez, la metodología marxista implica cálculos de la tasa de ganancia para el sector rentístico y para el total de la economía, ya que la renta surge del diferencial entre estas tasas y el capital adelantado por el capitalista que explota las condiciones particulares de la tierra.

En el caso específico del sector hidrocarburífero, la “renta petrolera diferencial” surge de la divergencia entre el costo de extracción de cada yacimiento particular y el del pozo marginal mundial. Este último, sería el precio del petróleo en un mercado competitivo en donde los capitales

esta ganancia excedente y se la sustrae al capital activo, en forma de renta” Marx (1894; El Capital; capítulo 46 del tomo III, p. 717)

¹⁰La renta de tipo I surge de las distintas productividades de la tierra y la de tipo II brota de la intensidad del capital utilizado en su explotación, donde se cristaliza además la capacidad de los agentes para influir en el precio de mercado, condición que se da en producciones concentradas o con cualidades excepcionales. En las palabras de Marx: “Cuando hablamos de precio de monopolio, queremos referirnos a un precio que se determina exclusivamente por la apetencia de compra y la capacidad de pago de los compradores, independientemente del precio determinado por el precio general de producción o por el valor de los productos. (...) Esta ganancia excedente, nacida de un precio de monopolio, se convertirá en renta y será apropiada bajo esta forma por el propietario de la tierra, por virtud del título que la asiste sobre esta porción del planeta, dotada de virtudes especiales. En estos casos, como se ve, es el precio de monopolio el que crea la renta.” Marx (1894; El Capital; capítulo 46 del tomo III, p. 719).

podieran competir libremente; pero, al ser el mercado petrolero “imperfecto”, el precio internacional del crudo resulta superior a los costos de extracción; a esta última diferencia se la denomina como “renta petrolera absoluta de monopolio” que obtendrán todos los yacimientos por igual (aun el pozo marginal sin renta diferencial). Existen varios trabajos que realizan estimaciones con estos criterios¹¹.

El desarrollo material del cálculo marxista contempla la formación de una tasa de ganancia específica del sector petrolero y la monetización del capital adelantado (fijo y circulante). Para esta metodología existen menos trabajos y en el ámbito latinoamericano los desarrollos de Mommer para la industria petrolera de Venezuela, resultan una referencia clara.

Acercamientos formales

A nivel local existe una significativa (aunque no necesariamente extensa) experiencia de los estudios que dan cuenta de la valorización y distribución de la renta petrolera en la Argentina para distintos períodos de análisis. La mayoría de los abordajes entienden, en términos generales, a la renta de la tierra como un ingreso superior al que se obtendría con una tasa de ganancia promedio de la economía, cuya posibilidad es consecuencia de la puesta en producción de condiciones naturales específicas (y no reproducibles por el trabajo humano) del factor productivo “tierra”.

Estos ingresos superiores al de la media de la economía, se incorporan a los precios de los productos obtenidos en dichas tierras. En consecuencia, la renta no aparece en forma explícita como componente del precio de los productos provenientes de la tierra, pero puede ser calculada a partir de la diferencia entre la rentabilidad particular del producto extraído y una rentabilidad de referencia. En este sentido, es que la mayoría de las metodologías de cálculo de la renta petrolera utiliza los márgenes y los costos para su definición.

Humberto Campodónico, realizó un trabajo para la CEPAL¹², que establece una medición de la renta basada en la diferencia entre los costos de producción y los precios internacionales para cada país. Con esta metodología, calcula la “renta” petrolera en Argentina, Brasil, Ecuador, México y

¹¹ Barrera (2012 y 2013), Mansilla (2006) y Campodónico (2008).

¹² Campodónico (2008).

Venezuela y la renta minera para Perú y Chile. Por costos petroleros toma también lo establecido por la Agencia Internacional de Energía (EIA por sus siglas en inglés)¹³, donde se incluyen costos de exploración, extracción, producción, depreciación de capital fijo y administrativos; dejando fuera los costos financieros. Al resultado obtenido, se agrega una renta específica del Estado compuesta por los ingresos de las empresas petroleras estatales y los impuestos (en caso de existir); una renta de los consumidores (cuando el precio de venta de los productos procesados resulta inferior en el mercado interno que en el externo) y una porción de renta de las empresas privadas como resultado de la disminución de impuesto específicos (a la renta, las regalías, a las exportaciones, a las remesas de utilidades, etc.).

Otros trabajos estructurados a partir de los mismos supuestos, se desarrollaron en los últimos años y se centraron en el período posterior a la privatización de YPF (Mansilla y Montamat)¹⁴. Estos autores, para medir la renta petrolera, se basaron en los precios de producción del barril y su diferencial con el precio medio internacional, definido “políticamente”: “La diferencia entre los precios de extracción cada yacimiento particular y el del ‘pozo marginal mundial’¹⁵ fue denominada como renta petrolera diferencial”.

En la misma línea metodológica, existen otros estudios que explicitan la distinción entre ganancia normal y renta, sin embargo, lo hacen a partir de incorporar un margen “menos” arbitrario como expresión de la ganancia normal para calcular la renta petrolera, es el caso de los trabajos elaborados por Mariano Barrera¹⁶.

Estas mediciones permiten acercarse a la renta vigente en el sector petrolero, aunque con la dificultad de que a la hora de separar la ganancia de la renta de la tierra, toman una tasa de ganancia arbitraria. El trabajo de estimación de la tasa de ganancia media del conjunto de la economía desarrollado por Iñigo Carrera (2007), plantea en su abordaje una separación más aguda de los determinantes de la renta de la tierra¹⁷, e iconiza el tratamiento de la renta en términos marxistas.

¹³EIA (2008, p. 11).

¹⁴Mansilla(2006) y (2010); Montamat (2010).

¹⁵Mansilla (2006 p. 13).

¹⁶Allí, primero se calcularon los costos y luego se aplicó sobre ellos una ganancia normal de la economía, obtenida a partir de los datos relevados por el INDEC en la Encuesta Nacional de Grandes Empresas, para así separar la ganancia de la renta. Barrera (2012) y Barrera (2013).

¹⁷Ver Anexo I. Esquemas metodológicos de otros cálculos de renta realizados.

En este sentido, existen pocos trabajos que intentan calcular la renta de la tierra petrolera con referencia a tasas de ganancia; estos son los de Bernard Mommer y Asdrúbal Baptista (1986 y 1989), Mommer (1990 y 2002), Baptista (1997 y 2006) y Mommer (2002), puntualmente para la renta petrolera originada en Venezuela.

Es decir, la renta se trata de una variable compleja, que amerita un abordaje también complejo. Es en este punto que la doctrina económica muestra sus limitaciones y la necesidad de cuantificar elementos parece más un intento de forzar la realidad a un esquema de análisis que un encuentro con lo real. Sin embargo y teniendo esto último en cuenta, la capacidad de ordenar un contexto de variables influyentes en la conformación de la renta con su respectivo nivel de incidencia y su capacidad explicativa resulta un emprendimiento que contribuye a develar uno de los componentes estratégicos de la esfera de lo económico. En consistencia con esta idea, en el presente trabajo se realiza una adaptación de las metodologías de análisis descritas precedentemente en función de la disponibilidad de datos vigente y el alcance de la investigación, para poder evidenciar de esta forma la dimensión de la renta petrolera en la Argentina durante el período de análisis. Para lograr dicho objetivo, en una primera instancia se realiza un abordaje general del sector hidrocarburífero argentino entre los años 2010 y 2015 dando cuenta de su desempeño a través del análisis de las principales variables económicas, luego se realiza un cálculo de la renta que emerge de dicho desempeño a través de una metodología que permite discriminar la renta diferencial y la que surge de posiciones de mercado no competitivas (renta monopólica). Y finalmente, se realiza un análisis de los distintos actores que intervienen en la distribución de la renta hidrocarburífera y los mecanismos que utilizaron para dicha apropiación. Antes de avanzar sobre los resultados obtenidos, en el siguiente apartado, se describe brevemente la metodología utilizada y se detallan las definiciones elegidas para esta tarea.

Elección de la metodología a utilizar, necesidades de información y cálculo

Retomando lo planteado en el contexto teórico de la renta petrolera, pueden esquematizarse las distintas estimaciones desarrolladas en dos grandes grupos a partir de los abordajes prácticos que realizaron para el proceso de cálculo:

1. La **renta** que surge **como residuo**: el volumen de renta se infiere a partir de la diferencia entre los ingresos y los costos. Entendiéndose por costos el total de gastos generados por la

exploración, extracción y puesta a disposición del siguiente eslabón productivo del hidrocarburo extraído. De esta forma, el valor de costo utilizado involucra también una “retribución” al capital definida como margen de ganancia, este concepto surge como un porcentaje que se agrega a los costos y suele denominarse como *markup*.

$$Rr = I - CP$$

Dónde: Rr = Renta como residuo; I = Ingresos por ventas; CP = Costos de producción

2. La **renta** que surge **como producto**: la dimensión de la renta se manifiesta como el producto entre los diferenciales en las tasas de ganancia (actividades rentísticas *versus* resto de la economía) y el capital adelantado por el capitalista. La formalización de esta teoría se expone de la siguiente forma:

$$Rp = KTA. (gs - gn)$$

Dónde: Rp = Renta como producto; KTA= Capital Total Adelantado; gs = tasa de ganancia del capital sectorial; gn = tasa de ganancia del capital industrial en general.¹⁸

Este trabajo se estructura a partir del cálculo de la **renta como diferencia**. Esta elección estriba principalmente en el tipo de variables a construir necesarias para el abordaje, la disponibilidad de las mismas y la envergadura que involucra su relevamiento, consistencia y normalización. A pesar de todo esto, la posibilidad de encontrar una dimensión para la renta petrolera a partir de diferencias entre los costos y los ingresos aparece como una construcción que no se opone a poder identificar posteriormente las tasas de ganancia involucradas sectorialmente y los canales de apropiación planteados a partir de las mismas.

Cálculo de la renta hidrocarburífera

En el siguiente cuadro se presentan las variables a utilizar y la fuente de información correspondiente a cada una.

¹⁸ A su vez, la tasa de ganancia se definen como: $gs = \frac{Ps}{KTAp}$ y allí $KTA_i = KCwA + KCmA + KFA$, donde: KCwA = capital circulante adelantado para el pago de salarios; KCmA = capital circulante adelantado en medios de producción (materias primas, combustibles, etc.); KFA = capital fijo adelantado en medios de producción.

Cuadro 1. Variables intervinientes en el cálculo de la renta petrolera y fuentes de información

Variable	Fuente	Descripción
Costo de producción marginal	EIA	Involucra los costos de producción de los pozos operativos en los yacimientos de menor productividad a nivel mundial. Se incluyen costos de perforación (30-40% de los costos totales), finalización (55-70%), construcción de instalaciones (7-8%) y operativos.
Costo de producción local	Balances de empresas extractivas	Se cuantificaron los costos operativos en forma trimestral a través de los datos que emergen de las principales empresas extractivas del país (YPF, PAE, Petrobras y Sinopec).
Margen de referencia	INDEC, ENGE	Se tomó como margen de referencia el capturado estructuralmente por la Encuesta de Grandes Empresas de la Argentina desarrollado por el INDEC.
Precio internacional del crudo	PLATTS y British Petroleum	Se realizó un promedio ponderado de los mercados correspondientes al valor del crudo comercializado en el WTI y el referido al tipo Brent
Precio local del crudo neto de derechos	MEyM e Infoleg	Se estimó a partir del precio internacional y la normativa referida a los derechos de exportación vigente. Este precio es teórico y aplica exclusivamente a las cantidades de crudo exportadas.
Precio local del crudo	MEyM	Se calculó el precio local del crudo en base a los datos del MEyM, tomando el mix de crudos que declaran las refinerías locales.

Forma De Cálculo De La Renta

Como se describió, **la renta hidrocarburífera se compone por la renta diferencial y la renta de monopolio** (o absoluta). La primera surge de la diferencia entre el precio local de producción y el costo que tienen los pozos de menor productividad; la segunda deviene de la diferencia entre este último valor y el precio internacional del crudo. De esta forma, el cálculo se esquematiza:

$$RD_i = PPL_i - CPMg_i$$

Dónde: RD = Renta Diferencial; PPL = Precio de Producción Local; CPMg = Costo de Producción Marginal.

$$RM_i = CPMg_i + PI_i$$

Dónde: RM = Renta Monopólica; CPMg = Costo de Producción Marginal; PI = promedio ponderado de Precios Internacionales.

$$RH_i = RD_i + RM_i$$

Dónde: RH = Renta Hidrocarburífera; RD = Renta Diferencial; RM = Renta Monopólica.

De esta forma, en términos operativos, en este trabajo la estimación de la renta hidrocarburífera se realizó a partir del cálculo unitario por barril de petróleo equivalente, compuesto por los costos y precios locales, el costo marginal (*shale* en Estados Unidos) y los precios internacionales. Para obtener el monto agregado de valor estimado, se multiplico el valor unitario por la producción total.

$$RH_i = RH \text{ BEP}_i * ET_i$$

Dónde: RH = Renta Hidrocarburífera del Barril Equivalente de Petróleo; ET = Extracción Total de hidrocarburos.

Distribución de la renta

Una vez lograda la estimación de la magnitud y la trayectoria de la renta hidrocarburífera en Argentina entre los años 2010 y 2015, se aproximó y analizó su distribución entre los principales actores que participan del sector, a saber:

- las empresas extractivas: petroleras y gasíferas,
- el sector público: jurisdicciones provinciales y estado nacional,
- el eslabón de procesamiento: refinadoras y procesadoras de hidrocarburos y
- los consumidores de derivados: tanto del sector productivo (industria, agro y transporte) como residenciales.

La forma para calcular la porción de renta acaparada por cada actor surge de identificar un diferencial unitario de precios en cada caso e imputárselo a las cantidades consumidas o vendidas.

Sector Público

En el caso del **sector público** la captura de la renta hidrocarburífera puede realizarse a través de dos vías:

1. por medio de **impuestos directos**

- a. Regalías, impuesto *advalorem* de la producción, que son cobrados por las jurisdicciones que poseen yacimientos (estados provinciales y nación). El método de cálculo para este monto surge de la información publicada por el Ministerio de Energía y Minería, donde se presenta las regalías mensualmente discriminada por tipo de hidrocarburo (Petróleo crudo, Gas, Gas Licuado de Petróleo y Gasolinas condensadas), de esta forma:

$$Reg_i = a * (PH_{bi} * PrH_{bi} + PH_{ci} * PrH_{ci} + PH_{di} * PrH_{di} + PH_{ei} * PrH_{ei})$$

Dónde: Reg = montos cobrados por Regalías; a = alícuota del impuesto; PH = Producción del hidrocarburo; PrH = Precio del hidrocarburo.

- b. Derechos de exportación, retenciones *advalorem* de los hidrocarburos exportados¹⁹.

$$DE_i = a * (PHE_i * PrHI_i)$$

Dónde: DE = montos cobrados por Derechos de Exportación; a = alícuota del impuesto; PHE = Producción de Hidrocarburos Exportada; PrHI = Precio del hidrocarburo Internacional.

2. por **sobrevaluación del tipo de cambio**, en este caso la diferencia entre el tipo de cambio comercial y el tipo de cambio de paridad (explicado por el desempeño de la productividad de la economía argentina en relación a la internacional -la de EE.UU.-), produce una reducción del precio de las exportaciones medidas en dólares. Para este cálculo se utilizó la metodología planteada por Iñigo Carrera²⁰, donde:

Renta apropiada mediante la sobrevaluación de la moneda nacional

$$RSM_i = EH\$_i * (1 - \frac{TCC_i}{TCP_i})$$

Dónde: RSM = Renta apropiada por Sobrevaluación de la Moneda nacional; EH\$ = valor de las Exportaciones Hidrocarburíferas; TCC = Tipo de Cambio Comercial; TCP = Tipo de Cambio de Paridad

¹⁹ Los derechos de exportación fueron modificándose a durante el período de análisis, en el "Anexo II. Recorrido normativo de los derechos de exportación del petróleo crudo" se presenta dicha evolución y una estimación de la incidencia unitaria.

²⁰ Carrera (2013). Los datos surgen del MEyM y para el Tipo de Cambio Comercial se utilizó la comunicación 3500 del Banco Central de la república Argentina.

Para obtener el TCP:

$$TCP_i = TCC_{i+1} \cdot \frac{\frac{IPCA_i}{IPC EU_i}}{\frac{IPCA_{i+1}}{IPC EU_{i+1}}} \cdot \frac{\frac{IPT EU_i}{IPTA_i}}{\frac{IPT EU_{i+1}}{IPTA_{i+1}}}$$

Dónde: IPCA = Índice de Precios al Consumidor de Argentina; IPC EU = Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos; IPT A= Índice de Productividad del Trabajo en Argentina; IPT EU= Índice de Productividad del Trabajo en Estados Unidos; TCC = Tipo de Cambio Comercial; TCP = Tipo de Cambio de Paridad

El cobro de derechos o cánones en la extracción, el cobro de impuestos a la exportación y la sobrevaluación de la moneda, son mecanismos que Carrera define como “apropiación primaria de la renta”²¹. Sin embargo, el estado también transfiere recursos monetarios a través de instrumentos de fomento y promociones específicas con el fin de incentivar el desarrollo sectorial, teniendo esto en cuenta, una vez obtenido el monto de apropiación directa se descontaron los valores que el Estado Nacional destinó, también en forma directa, al fomento del sector a través de desembolsos o beneficios tributarios. En el primer caso se trata de las compensaciones realizadas en el marco del programa denominado como Plan Gas y en el segundo corresponde a exenciones de aranceles de importación sobre bienes de capital para exploración y extracción²².

De esta forma, el monto capturado por el Estado, tanto de jurisdicción nacional como los provinciales quedó definido de la siguiente forma:

$$RSP_i = Reg_i + DE_i + RSM_i$$

Dónde: RSP = Renta apropiada por el Sector Público; Reg = montos cobrados por Regalías; DE = montos cobrados por Derechos de Exportación; RSM = Renta apropiada por Sobrevaluación de la Moneda nacional.

Refinadoras Y Procesadoras (Etapa De Industrialización)

La porción de renta capturada por los actores de la etapa de procesamiento de los hidrocarburos “crudos” se manifiesta en el diferencial de precio que se da entre el precio internacional y el precio de compra interno de los hidrocarburos por la cantidad de crudo procesado, en estos casos los derechos de exportación actúan como un mecanismo indirecto de regulación sobre el petróleo consumido internamente. La formalización del cálculo realizado se define como:

²¹ Carrera (2013).

²² Se trata de la Res. 01/2013 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas y del Decreto 927 del mismo año.

$$RR_i = (PI_i - PRMi_i) * CrudoP$$

Dónde: RR = Renta apropiada por las Refinadoras; PI = promedio ponderado de Precios Internacionales; PRMi = Precio ponderado a Refinerías del Mercado Interno; CrudoP = barriles de Crudo Procesado por las refinadoras.

El precio de compra correspondiente al eslabón de procesamiento se calculó en base al *mix* de petróleos crudos consumidos por cada refinería y su precio implícito²³, al mismo se le imputo el Margen de Referencia utilizado para la etapa de extracción y el diferencial con el valor unitario promedio de los internacionales fue multiplicado por las cantidades vendidas en el mercado interno, imputando este valor como renta apropiada en la etapa de refinación.

Consumidores

El monto de renta apropiada por los consumidores surge de la diferencia entre el precio que estos pagan por los combustibles que utilizan y el de los principales derivados del petróleo en términos internacionales. Este cálculo resulta equivalente a la diferencia entre el precio internacional y el valor del petróleo crudo incorporado en la nafta o el gasoil consumido internamente y definido anteriormente como “Precio local del Crudo a Consumidores”. Para realizar la estimación de este precio se utilizó la metodología desarrollada por Montanat (2015)²⁴. En base a los datos de conversión promedio de crudo en derivados para las refinerías locales y el valor de los precios locales del gasoil y la nafta *premium* se estimó el valor unitario en surtidor del barril de crudo local. Esta valoración, permitió considerar un precio abonado por el consumidor para cada litro de nafta consumido en términos de barril de petróleo crudo. Con lo cual, la renta apropiada por los consumidores surge de la siguiente fórmula:

$$RC_i = (PI_i - PRMi_i - MR_i) * CrudoP$$

Dónde: RC = Renta apropiada por los Consumidores; PI = promedio ponderado de Precios Internacionales; PRMi = Precio ponderado a Refinerías del Mercado Interno; MR = Margen de Refinerías; CrudoP = barriles de Crudo Procesado por las refinadoras.

²³ La información de cantidades consumidas y valores abonados se encuentra disponible en la web del MEyM. El costo unitario se calculó con estos datos.

²⁴ Montanat (2015). Ver Anexo V con el detalle de los coeficientes de conversión para los valores de crudo utilizados en la producción de derivados y principales resultados.

Esto resulta equivalente a plantear:

$$RC_i = PCMi_i * CrudoP$$

Dónde: RC = Renta apropiada por los Consumidores; PCMi = Precio ponderado a Consumidores del Mercado Interno.

Extractoras

Finalmente el monto de renta que queda en poder de las empresas extractivas surge como residuo de todos los cálculos anteriores, de esta forma, la diferencia entre el monto total de la renta hidrocarburífera y la apropiación que realiza el Estado, las refinerías y los consumidores equivale a la valoración apropiada por las firmas operadoras. En términos formales:

$$REP_i = RH_i - (RSP_i + RR_i + RC_i)$$

Dónde: REP = Renta apropiada por las Empresas Petroleras; RH = Renta Hidrocarburífera; RSP = Renta apropiada por el Sector Público; RR = Renta apropiada por las Refinadoras; RC = Renta apropiada por los Consumidores.

Definido el método de cálculo a utilizar y la estimación de los valores que configuran el objetivo principal de este trabajo, el siguiente apartado presentará un contexto general del sector hidrocarburífero argentino; destacando una breve reseña histórica y de funcionamiento, que da lugar a la descripción del desempeño realizado por el sector entre los años 2010 y 2015.

En el apartado tres, se presenta la estimación de la renta hidrocarburífera con sus canales de distribución y agentes involucrados; la apropiación de la renta se esquematiza a partir de su captura directa e indirecta a la vez que intra o extra-sectorial y finalmente se abordan algunas conclusiones posibles.

2. Descripción y análisis de la dinámica del sector hidrocarburífero Argentino

2.1 Esquema sectorial y matriz energética

A continuación se desarrolla una descripción sintética del funcionamiento del sector hidrocarburífero en nuestro país, con la intención de presentar en forma agregada sus principales características y definir esquemas de funcionamiento ordinarios, que permitan identificar en forma general el rol los principales agentes económicos.

La importancia de esta cadena en el funcionamiento del sistema productivo argentino responde principalmente a la dificultad estructural de sustituir a los hidrocarburos por energías renovables en la matriz energética primaria y a la infraestructura de generación eléctrica existente, altamente dependiente de la energía térmica (72%)²⁵.

En cuanto a la organización del mercado, cabe destacar que se trata de una estructura altamente concentrada en empresas que a su vez integran verticalmente los distintos eslabones de la cadena, esto al igual que en la mayoría de los mercados mundiales de este sector, responde centralmente a la característica capital intensiva de las etapas y en el caso particular de nuestro país, la manifestación concreta de esta lógica de acumulación del capital petrolero, se dio a partir del desarrollo histórico que tuvo la definición política de instaurar una petrolera estatal con fuerte presencia en todas las etapas productivas. A pesar de ello, la versatilidad que exige la etapa extractiva implica la deslocalización del proceso productivo en diversas empresas proveedoras que funcionan como prestadoras de servicios a nivel mundial. Esto incide principalmente en los trabajos de perforación, puesta en producción de nuevos pozos y operaciones complejas de reparación y mantenimiento²⁶, que son realizadas casi exclusivamente por empresas transnacionales prestadoras de servicios con equipamiento específico propio.

En este segmento puede identificarse un primer grupo de empresas que intervienen en la etapa extractiva como operadoras donde se destacan: YPF, Pan American Energy, Total Austral, Pluspetrol y Petrobras, entre las más importantes del país²⁷.

En lo que respecta a los proveedores, podemos señalar un primer segmento que corresponde a los que brindan servicios específicos a las grandes empresas, conformado por un grupo de multinacionales como Halliburton, Baker Hughes, Schlumberger, San Antonio, etc. que poseen la tecnología necesaria para la realización del trabajo prospectivo y estructural en los yacimientos y que se ubican geográficamente en el planeta de acuerdo a la estrategia de localización de las

²⁵ La energía hidroeléctrica aporta el 23% de la electricidad y la nuclear el 4% (BEN 2015).

²⁶ Como perforación, cementación y terminación de pozos y construcción de las instalaciones de superficie. En estas intervenciones se incluyen los trabajos denominadas como *workover* y *pulling*, que sirven para aumentar la productividad de los pozos.

²⁷ Exceptuando a YPF S.A. que se encuentra controlada mayoritariamente por el Estado Nacional por medio de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera Nro. 26.071 del año 2012, casi la totalidad de las empresas importantes son multinacionales y el resto de las operadoras locales más pequeñas poseen capitales nacionales.

empresas operadoras. Un segundo segmento de proveedores lo constituyen empresas locales (en su mayoría son PyME nacionales) que brindan servicios básicos de insumos o equipamiento de baja complejidad y especialización tecnológica, tanto a las operadoras como a las grandes prestadoras de servicios²⁸.

En términos de importaciones, los hidrocarburos tienen una participación muy significativa a partir del año 2011, cuándo comenzó a marcarse un sostenido déficit en el sector energético. Esto se originó centralmente por la caída en la extracción de gas natural y al aumento del consumo interno de energía que como se definió anteriormente depende significativamente de este tipo de hidrocarburo.

La ubicación geográfica de los actores de la cadena, sobre todo en las primeras etapas, depende fundamentalmente de la localización de los recursos naturales. Así se definen diferentes núcleos productivos con reservas y extracción de hidrocarburos donde se encuentran diversas empresas prestadoras de servicios, estos están vinculados a las cuencas que se encuentran productivas y se destacan: Comodoro Rivadavia, Neuquén, Mendoza y en menor medida Tierra del Fuego y Salta. Los tres primeros, si bien no llegan a definirse formalmente como *clústers*, por su cercanía geográfica y complementariedad productiva pueden entenderse como núcleos productivos de la cadena. En este sentido, la existencia de reservas no convencionales en la provincia de Neuquén, estaría en condiciones de generar un *clúster* específico de *shale*.

En la Argentina existen diecinueve cuencas sedimentarias, de las cuales sólo cinco de ellas se encuentran productivas: Austral, Golfo San Jorge, Cuyana, Noroeste y Neuquina²⁹.

Finalmente, se destaca que a las particularidades de las actividades que componen la cadena se les suman las condiciones descriptas para el mercado argentino, dando lugar a un contexto complejo que agrega a la condición normal de elevado riesgo minero y bajo riesgo comercial, la dinámica de intervención del sector público argentino. Este contexto intensifica la incertidumbre al momento de

²⁸ Esta estructuración del esquema de proveedores además de responder a los requerimientos de escala congruentes con los niveles de inversión necesarios (lo que explica los contratos globales entre las empresas de servicios y las petroleras), responde a la limitada productividad relativa que posee la producción nacional por causas geológicas de los yacimientos.

²⁹ Las explotaciones de tipo *off-shore* son propiedad del Estado Nacional.

evaluar inversiones y congruentemente da lugar a la obtención de significativas ganancias para los proyectos que logran establecerse.

Por otra parte, la configuración de la matriz de generación primaria y secundaria³⁰ de energía del país, establece una primera dimensión del rol estratégico que posee la cadena de hidrocarburos en la economía del país. En este sentido resulta importante realizar una breve reseña de su estructura y la dinámica de su composición al momento de iniciar el período de análisis del presente trabajo. La evolución de la producción de energía primaria y secundaria junto con la oferta por tipo de energético posee una alta participación de los hidrocarburos en la oferta energética, proveyendo el 85% de la energía primaria total. A su vez, los derivados del petróleo y el gas conforman el 87% de la matriz de energía secundaria. En ambos casos el desempeño creciente de la oferta no fue acompañado en igual ritmo por la producción y terminó generando un déficit de cobertura en el año 2014, esta dinámica se presenta en forma destacada en el caso de la producción primaria, donde el excedente de producción formaba parte de las exportaciones sectoriales. La pérdida de autonomía que fue adquiriendo la cobertura de la demanda local de energía generó una delicada dependencia de importaciones, especialmente de Gas Natural y Fuel Oil. También se destaca la pequeña incidencia que tienen las energías renovables, en el año 2015 estas aportaron el 4,1% de las fuente primaria donde se destaca el biodisel y el bioetanol que representan el 92% de las fuentes renovables³¹.

2.2 Desempeño productivo entre 2010 y 2015

En esta sección se presentaran algunas variables e indicadores agregados que permitirán ver el desempeño productivo y económico del sector hidrocarburífero, con la intención de brindar un marco relativo a la dinámica de la renta sectorial. En términos generales puede plantearse que la característica principal del sector en el período 2010-15 fue la de manifestarse como uno de los “cuellos de botella” de una economía dependiente de divisas. Además de la natural transversalidad

³⁰ La energía primaria son las fuentes de energía en estado propio que se extraen de los recursos naturales de manera directa, como en el caso de las energías hidráulica, eólica y solar; mediante un proceso de prospección, exploración y explotación, como es el caso del petróleo y el gas natural, o bien mediante recolección, como el caso de la leña. En algunos casos, la energía primaria puede ser consumida directamente, sin mediar un proceso de transformación. Por energía secundaria se entiende a fuentes de energía producidas a partir de energías primarias o secundarias en los distintos centros de transformación para poder ser consumidas de acuerdo con las tecnologías empleadas en los sectores de consumo. Las formas de energía secundaria pueden resumirse en electricidad (producida de fuentes primarias o secundarias), gas distribuido por redes, gas licuado de petróleo (GLP), gasolinas, gas oil, kerosene y combustible jet, fuel oil y productos no energéticos (por ejemplo asfaltos y lubricantes derivados del petróleo).

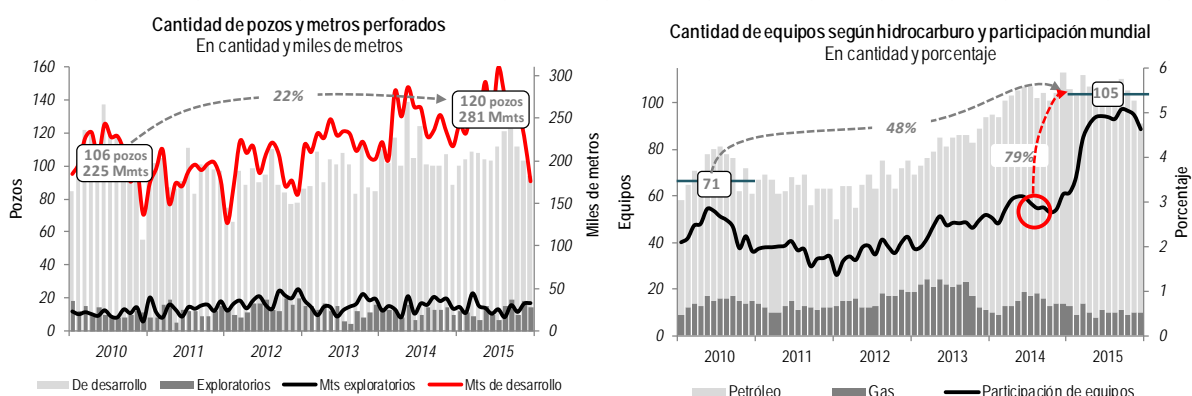
³¹ Este tipo de energía comenzó a tener participación a partir del fomento específico que se le dio a la industria local a través de la Ley N° 26.093 y el régimen que desgravaba las exportaciones progresivamente y obliga a componer los combustibles locales con una parte creciente de biocombustibles.

de los insumos difundidos producidos por esta cadena, la creciente demanda energética de la economía local basada en una matriz de generación con alta dependencia de hidrocarburos comenzó a delinear el protagonismo del sector en términos de abastecimiento. En realidad, la centralidad del tema energético estallo por su “no-abastecimiento” del mercado interno y en consecuencia su importancia deviene enlazada con el análisis de la estructura productiva desequilibrada de Marcelo Diamand y su consecuente restricción externa³².

La actividad de exploración se mantuvo estable entre los años 2010 y 2015, la cantidad de pozos perforados mantuvo un promedio de doce pozos mensuales. A su vez, la dinámica de las actividades de perforación que buscan aumentar la producción en el mediano y largo plazo (representada por la cantidad de pozos de desarrollo), tuvo un desempeño estable entre los extremos de la serie pero esgrimió un cambio de tendencia en el año 2012; donde se visualiza “un piso” que representó el 81% del promedio mensual de pozos entre 2010 y 2015. La cantidad de metros perforados por pozo tuvo un incremento sustantivo aumentando un 22% entre los años analizados (pasó de 1.936 a 2.359 mts. por perforación). Por otra parte, la cantidad de equipos utilizados en la exploración y extracción acompañó el desempeño creciente descrito por los pozos en el período analizado. Con una variación del 48% entre los extremos, la distinción cualitativa de este crecimiento se refuerza cuando se analiza la participación de los equipos ubicados en la Argentina respecto al total de máquinas operativas en el mundo, donde se visualiza que el incremento local tuvo una correspondencia lineal con el crecimiento en la participación mundial. Cuando se relacionan las cantidades de perforaciones y equipos puede notarse una asimetría en los desempeños, esto responde a que parte de los equipos utilizados no se destinan a realizar nuevos desarrollos sino que sirvieron para incrementar la productividad de los existentes (se trata de las máquinas definidas como *workover*).

³² En el final de esta sección se relacionará en forma directa los conceptos definidos por Marcelo DIAMAND y Norberto CROVETTO en “La estructura productiva desequilibrada y la doble brecha” (1988).

Gráfico 1. Pozos de hidrocarburos, metros perforados y participación mundial. Años 2010-2015

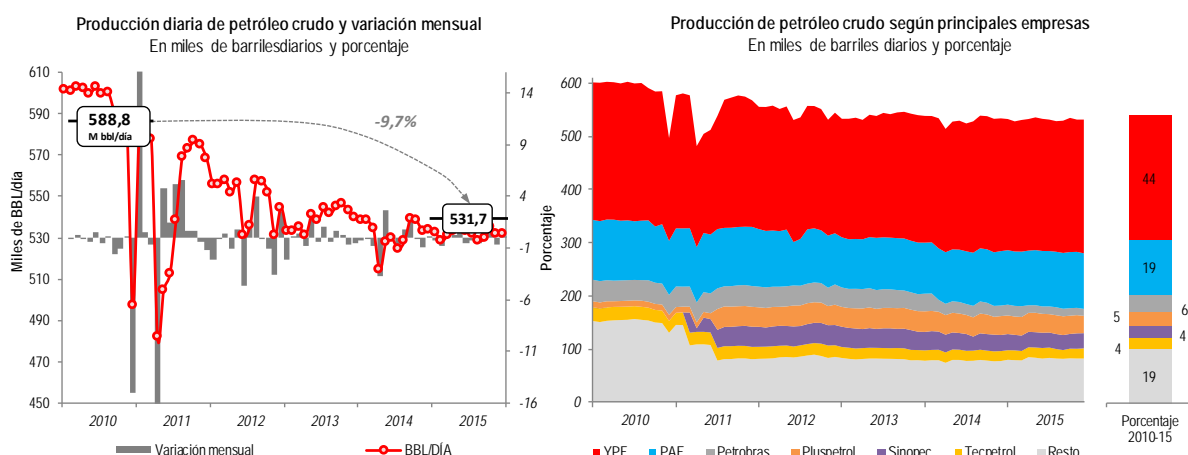


Fuente: elaboración propia con base en datos del MEyM.

En relación a la etapa extractiva, se visualizan comportamientos diferenciados en función del energético, por el lado del petróleo se destaca una tendencia decreciente a lo largo de todo el período. Con una caída del 9,7% entre 2010 y 2015, la producción del último período marcó el mínimo de 531 mil barriles diarios. La serie muestra fuertes oscilaciones intermensuales en diciembre de 2010, enero de 2011 y abril del mismo año, todas superiores al 19%; éstas en particular responden a los conflictos gremiales que mantuvieron prácticamente paralizada la producción de petróleo en la cuenca del Golfo de San Jorge de la provincia de Santa Cruz.

La empresa operadora más importantes en la extracción de crudo en nuestro país es YPF, en el año 2015 abarcó el 43% de la producción, le sigue PAE (19%) y con una incidencia menor Petrobras, Pluspetrol, Sinopec y Tecpetrol (6%, 5%, 4% y 4% respectivamente). La dinámica de participación en el mercado de las firmas se mantuvo estable en el caso de YPF y PAE, pero los últimos seis años Pluspetrol y Sinopec incrementaron su cuota en detrimento de Petrobras y el resto de las empresas.

Gráfico 2. Producción de petróleo crudo. Años 2010-2015

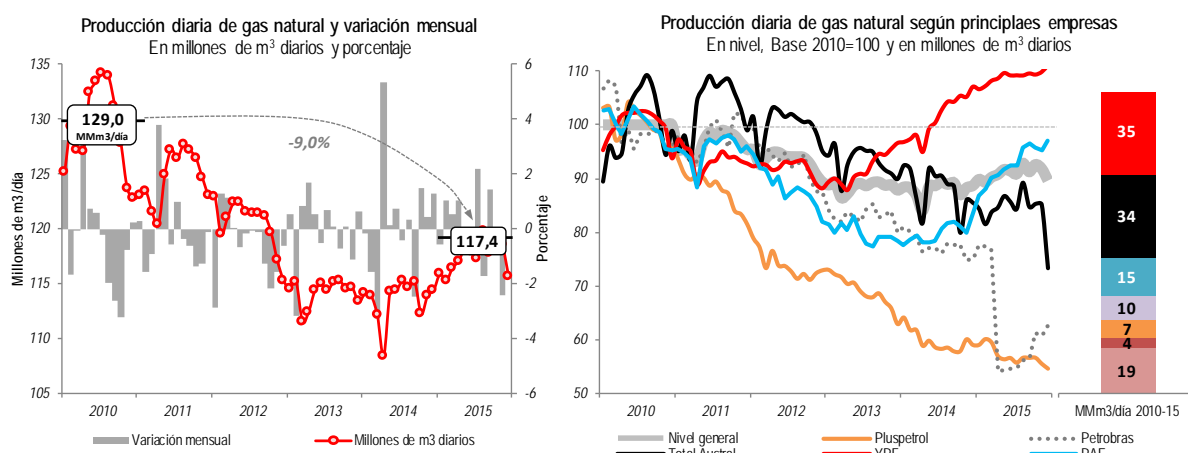


Fuente: elaboración propia con base en datos del MEyM.

Por otra parte, la tendencia declinante en la extracción de gas registra una intensidad similar a la presentada por la producción de petróleo, en este caso el declino del gas se ubicó en el 9,0% (cayó de 129 millones de m³ diarios a 117). Sin embargo, la trayectoria muestra un cambio de tendencia, durante los primeros años la caída llega al 11% entre 2010 y finales de 2012 y a partir del año 2013 la extracción se estabiliza y comienza un alza que llega al 3% al final del año 2015 (TCA 2013-15: 2%). Este rebote responde principalmente a los incentivos directos que el Estado Nacional otorgó a las gasíferas por el aumento en la inyección local, donde el mecanismo utilizado consistía en ubicar artificialmente los precios locales por encima de los internacionales³³. En este sentido, las principales beneficiaras de los planes de estímulo mostraron un desempeño creciente en la extracción de gas, YPF aumentó su producción un 25% entre 2013 y 2015 y PAE un 17%, el resto de las gasíferas declinó su performance desde el inicio del período destacándose los rendimientos negativos que esgrimen Petrobras, Pluspetrol y Total Austral (-47%, -41% y -5% respectivamente).

³³ En el período analizado el precio asegurado por la compensación (7,5 USD/millón de BTU) más que duplicó el promedio internacional (3,12 USD/millón de BTU).

Gráfico 3. Producción diaria de gas natural. Años 2010-2015



Fuente: elaboración propia con base en datos del MEyM.

En la etapa de *dowstream*, la evolución de la elaboración de productos derivados del petróleo y el gas desarrollado en las refinerías del país presentó dos importantes incrementos de igual cuantía los años 2012 y 2015 (5%), esto responde a una combinación de aumento tanto en la productividad de las refinerías como en su la capacidad instalada, ambas ampliaciones generaron un agregado de 10,2% en la producción diaria de las fábricas.

Los principales derivados que apalancaron el aumento fueron las naftas, estas explican el 54% del incremento, a su vez el *Fuel Oil* aportó el 27% y el resto del incremento se repartieron entre GLP e insumos químicos (7% y 4%); el único subproducto que incidió negativamente fue el combustible aéreo (-0,5%).

Teniendo en cuenta la evolución de la capacidad de refinación, es oportuno analizar en qué nivel se ubicó la Utilización de la Capacidad Instalada (UCI) del sector durante los últimos seis años. Como puede apreciarse en el siguiente gráfico, la UCI mostró un promedio del 84%, alcanzando un nivel del 89% en julio de 2015.

Teniendo en cuenta la variación que experimentó la producción medida a través del bloque “refinación de petróleo” del Estimador Mensual Industrial que desarrolla el INDEC y el dato de utilización de la capacidad instalada de la misma fuente. Puede inferirse que existen períodos donde los aumentos se adjudican a incrementos de la capacidad productiva. Esto se destaca en los períodos

presentados (marzo de 2013 y 2015) y resultan consistentes con las inversiones realizadas por la empresa YPF en su refinería de Dock Sud.

La capacidad productiva de refinación en la Argentina asciende a 634 mil barriles diarios, este valor representa un 30% de la capacidad productiva de Brasil y un 47% de la de Venezuela. Las refinerías ubicadas en Buenos Aires representan el 63% de la capacidad instalada e YPF concentra más del 51% de la misma.

Precios

Los precios locales se encontraban fuertemente regulados por distintos instrumentos de política económica que sistematizaron su incidencia sobre el valor interno del crudo en relación con el precio internacional de este *commodity*. En este sentido, el más importante se definió en la Ley N° 17.319 que aún regula la exportación de hidrocarburos y sus derivados en base al abastecimiento del mercado interno y además habilitó la implementación de retenciones móviles con un esquema progresivo a partir del valor de 71 USD/BBL.

Esto provocó una disociación entre los precios locales y los internacionales, que durante el período analizado se ubicaron mayormente por debajo de los valores externos incidiendo de manera significativa sobre los precios relativos de la cadena y generando un desincentivo a la exportación, esta situación resultó especialmente significativa si se tiene en cuenta que ente 2010 y 2013 se registraron precios internacionales muy elevados.

De esta manera, el valor local del crudo esgrimió un crecimiento del 22% entre los extremos de la serie y paralelamente representó en promedio un 73% del precio externo durante los primeros cinco años. Inversamente, a partir de diciembre de 2014 el barril doméstico estuvo un 34% por encima del precio internacional.

Por otra parte, los precios de los derivados del petróleo se encontraban vinculados directamente con el valor del crudo y su precio se arbitraba en el mercado local a partir de condiciones relativamente competitivas³⁴.

Si bien existen diversos subproductos que surgen de la refinación del petróleo, la capacidad productiva y la tecnología utilizada en la destilación fue mayormente estable y esto provocó que la producción local se vea determinada principalmente por la demanda. En este sentido, el precio de los derivados se define de una manera estructural que aún sigue vigente: en primer lugar, surge de la sumatoria entre el precio del petróleo crudo más un margen de refinación, que incluye los costos de la refinación más impuestos. Luego, se le incorpora el margen de transporte, comercialización mayorista y minorista más otros impuestos. De esta forma, la política de desdoblamiento de los precios del barril del petróleo crudo, impactó en el precio de los subproductos del petróleo modificando el precio interno.

Por su parte, los precios internacionales de los hidrocarburos experimentaron una dinámica de gran crecimiento desde principios del año 2011 y hasta mediados de 2014. Esto implicó que el barril de petróleo se ubicara en picos históricos, llegando a valer USD 125 el barril. De la misma forma el Gas Natural Licuado (GNL) también experimentó importantes alzas y llegó a sostener un valor de 18 USD por millón de BTU entre marzo y septiembre de 2012.

A partir de mediados de 2014 se registró un cambio de tendencia en la evolución alcista y comenzó una caída que ubicó los valores promedio de 2015 en un 47% más bajos que los de 2014 (48,7 USD/BBL). De la misma manera el GNL descendió un 35% entre los promedios anuales de 2014 y 2015.

Estas caídas son resultado del fuerte crecimiento de la producción por fuera de la OPEP, la disminución del consumo agregado y la decisión adoptada en noviembre de 2014 por los estados petroleros de mantener su volumen de producción para defender su cuota de mercado. Parte del

³⁴ El término “relativamente” refiere a que la mayoría de los productos derivados también son alcanzados por los Derechos de Exportación (a través de la Res. 1077/2014 de la Ex Secretaría de Energía), con lo cual, si bien la alícuota de retención resulta progresiva al nivel de valor agregado; el arbitraje local del precio se ve afectado por este instrumento y no recibe el precio internacional completo.

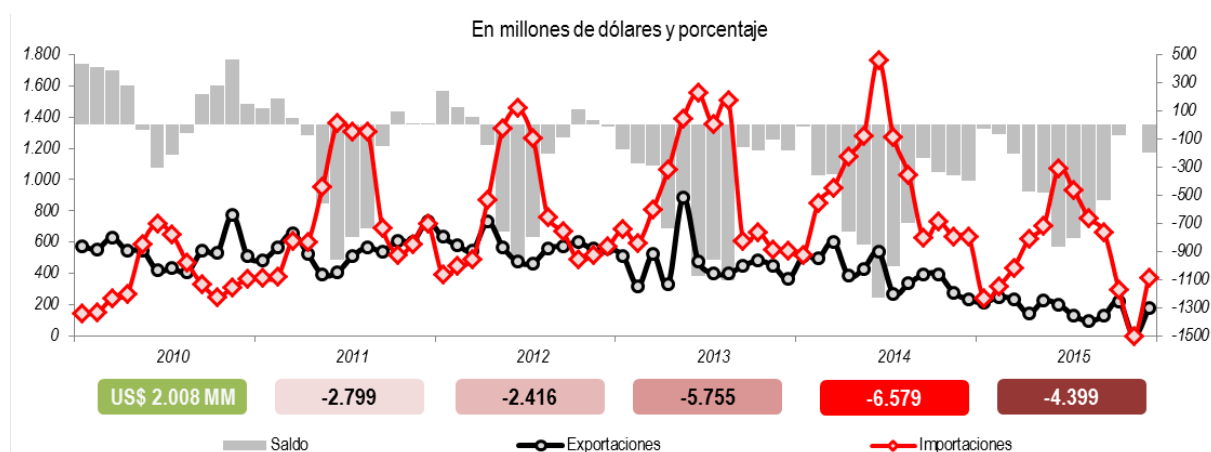
impacto de las decisiones de producción tomadas por los distintos actores del mercado del crudo descritas anteriormente, se ven reflejadas en el diferencial existente entre los precios del Brent y el punto de referencia estadounidense *West Texas Intermediate* (WTI), donde la brecha se redujo a USD 5,66 por barril, a pesar del continuo crecimiento de la producción estadounidense.

Exportaciones, Importaciones Y Balanza Comercial

Las compras externas de los hidrocarburos comenzaron a definir una creciente participación en el comercio exterior argentino a partir del año 2011. En este período, las importaciones de combustible líquido requeridas para abastecer la demanda interna terminaron definiendo un déficit comercial que incidió significativamente en el balance comercial agregado, alcanzando a representar el 18% del total de importaciones en el año 2014. Sin embargo, en el año 2015 se experimentó una mejora que estribó en la disminución de los precios internacionales (-37%) y la reducción de las cantidades compradas (-12%).

Por su parte, las exportaciones mostraron una reducción drástica del 69% entre 2010 y 2015. Esta sostenida caída del 22% interanual tiene correspondencia con el descenso en la producción antes descrito.

Gráfico 4. Precios internacionales del petróleo crudo y el gas natural. Años 2010-2015



Fuente: elaboración propia con base en datos de INDEC.

Las importaciones poseen estructuralmente una participación destacada del gas natural y el gasoil, ambos acumulan el 73% de las compras en el período 2010-2015. En particular la demanda de Gas natural creció significativamente en el período analizado y la inyección local se contrajo sensiblemente (-5%); esto provocó un aumento sostenido de las importaciones provenientes de Bolivia (Tasa de Crecimiento Acumulada (TCA) del 27%) y del Gas Natural Licuado originario principalmente de Trinidad y Tobago (TCA: 25%).

2.3 Desempeño productivo sectorial y restricción externa

El declino en la extracción de petróleo y gas que se esgrime entre los años 2010 y 2015 se anexó a un aumento sostenido de la demanda de los insumos difundidos producidos por esta cadena en el mismo período. Esta asimetría entre la oferta y la demanda de energía primaria, especialmente de gas natural, se dio durante los primeros años del período en un contexto de precios internacionales “altos”; que sumados a la necesidad creciente de importaciones, desembocó en una crisis de balanza de pagos específica del sector energético que terminó traccionando un déficit estructural dentro del comercio exterior argentino.

La especificidad local de la necesidad de divisas para el crecimiento económico y su impacto en el saldo comercial desarrollada por Diamand y Crovetto hacia mediados de los años 80³⁵, reside en la

³⁵Diamand M. y Crovetto R. (1988).

caracterización de la estructura productiva de la argentina como “desequilibrada”, allí se plantea: “se supone que el desequilibrio externo no es más que la resultante de la falta de equilibrio interno. Esta actitud, que ya constituye un importante simplificación de del funcionamiento de la economía de los países industriales, se vuelve insostenible tratándose de la Estructura Productiva Desequilibrada. Dado que su principal dificultad es superar la tendencia al desequilibrio de la balanza de pagos, omitir el planteo de las condiciones del equilibrio externo equivale a desentenderse de su problemática central.”³⁶

Esta dependencia estructural de divisas asociada al crecimiento de la economía se manifiesta en la necesidad de realizar compras externas de bienes no producidos localmente y específicos para el desarrollo de la oferta interna; en particular e históricamente estuvo evidenciado en los bienes de capital y sus partes o piezas. El ciclo de la economía argentina se identificó entonces con sucesivos arranques y retrocesos que durante las fases contractivas evidenciaba un deterioro de las cuentas externas, sin embargo, estos resultan los síntomas de una estructura económica identificada con un sector primario mucho más productivo que el resto.

Esta dinámica parece tener amplia vigencia en el desempeño sectorial y la surgencia de la crisis de balanza de pagos a través del déficit de los bienes hidrocarbúricos. El desajuste expresado en la carencia de divisas necesarias para convalidar las cantidades de energía que permitieran acompañar el crecimiento económico, resultó una nueva manifestación de la restricción externa, propia de la estructura productiva desequilibrada argentina y sus asociados ciclos de avance y retroceso.

En función de esta situación, durante el período analizado pueden identificarse dos estrategias de intervención por parte del Estado, inicialmente se sostuvo un esquema de retenciones móviles a las exportaciones que buscó desacoplar los movimientos en los precios internacionales del precio interno del crudo y a su vez desincentivar la venta externa; este instrumento no fue homogéneo y adquirió distintos formatos que implicaron cierta apertura en el sector. Un segundo formato de los derechos de exportación utilizó un mecanismo dinámico para ir ajustando paulatinamente el precio del petróleo interno a los valores internacionales conservando límites superiores que permitían tener un resguardo frente a aumentos vertiginosos en los mercados externos. Esta última configuración de los impuestos a la exportación se anexó a un esquema de incentivos directos a la producción que

³⁶ Diamand M. y Crovetto N. (1988 p. 8)

terminó aquilatando las inversiones privadas para aumentar la extracción de gas y logró cambiar la tendencia declinante de este hidrocarburo. En este sentido, y como ícono de la conciencia estatal sobre la importancia/dificultad estratégica del sector, la estatización parcial de YPF resultó determinante para intervenir directamente en la producción junto con el funcionamiento de ENARSA y CAMMESA, ambas firmas también propiedad del Estado. Sin embargo, el fomento al sector extractivo y el fuerte flujo de inversiones destinadas a revertir las tasas de declino, convivieron con un aumento en los niveles de subsidio al consumo de gas natural, a partir de la estabilidad que significó el mantenimiento de las tarifas. En consecuencia, el desacople temporal entre las necesidades de abastecimiento y el proceso productivo de exploración-extracción, reavivado luego de largos años de desatención, terminó incidiendo marcadamente en la visión una crisis sectorial.

En esta dinámica sistémica local se inscribe el aparente agotamiento de los recursos hidrocarburíferos del período. Parte de las motivaciones asociadas al cálculo de la renta hidrocarburífera surgen de esta premisa de “aparente” crisis, es decir, existe un acuerdo general de deterioro del sector hidrocarburífero en base a la insuficiencia de éste para suplir la demanda interna. En este sentido, las variables productivas parecen respaldar esta opinión; pero el desempeño de la renta puede tener un comportamiento distinto y en consecuencia, definir otros argumentos que reviertan la idea de crisis sectorial. En este contexto el siguiente apartado exhibe los resultados de la estimación de la renta hidrocarburífera para el mismo período analizado, incluyendo la descripción de su dinámica y distribución. Una vez desarrollado éste bloque, se retomará en las conclusiones la vinculación entre la renta y su grado de influencia sobre las evidencias asociadas del desempeño productivo sectorial.

3. La renta hidrocarburífera en la Argentina entre 2010 y 2015

3.1 Componentes y desempeño

Como se definió en el apartado metodológico, la estimación realizada de la renta hidrocarburífera para la Argentina se descompuso en dos categorías: la renta diferencial, surgida del contraste entre los costos de extracción en los pozos de *shale* (pozos marginales) y los costos locales; y la renta monopólica, como manifestación del poder de mercado de las firmas extractivas y evidenciado por

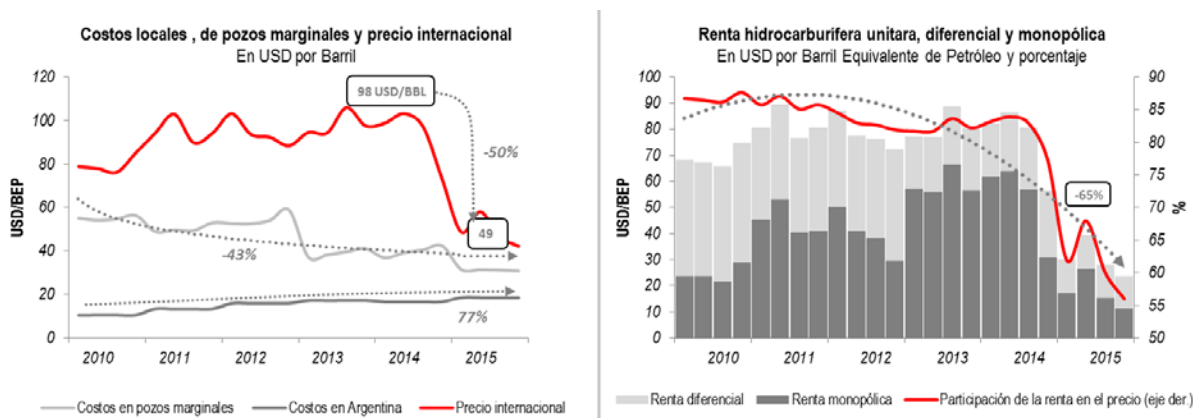
la diferencia entre el precio internacional del crudo y los costos de los pozos marginales. En este apartado se presentan los resultados de los cálculos realizados con estos componentes para la estimación de la renta local, en primera instancia se analiza en términos unitarios, luego se monetiza la producción local para poder dimensionarla en términos agregados y finalmente se la descompone en función de los sujetos sociales que se la apropiaron en forma primaria.

Los resultados obtenidos para la renta argentina en términos unitarios mostraron un desempeño ordenado a partir de dos etapas bien diferenciadas por su nivel, desde el comienzo de la serie y hasta el tercer trimestre del año 2014 la renta del petróleo se mantuvo estable y en torno a los 78 dólares por barril; lo que representó en promedio el 84,3% del precio internacional del crudo. Este desempeño contrastó marcadamente con la dinámica observada en el siguiente trimestre y en el último año del período analizado, allí se observa una caída del 70% en la renta y una pérdida de participación sobre el precio internacional de casi 20 pp. (64,6%), ubicando el valor promedio de renta en 35 USD/BEP.

Por otra parte, teniendo en cuenta la importancia de los costos en la conformación de la renta, durante los seis años analizados también se distingue dos períodos bien segmentados. El primero puede caracterizarse por tener “precios altos” ya que los costos internos representaron el 15,8% del precio internacional; y el segundo por poseer “costos altos”, aquí si bien los precios bajaron y el valor de extracción local aumentó llegando a representar el 33,9% del precio internacional, lo que configuró un cambio sustancial respecto al segmento anterior fue su pérdida de competitividad en relación al costo para los pozos de *shale*; a lo largo de toda la serie, el costo local pasó de representar el 19,0% del valor marginal en el primer trimestre de análisis a simbolizar el 60,1% para el último período de la serie.

Gráfico 5. Costos unitarios, precio internacional y renta hidrocarburífera por barril de petróleo.

Años 2010-2015



Fuente: elaboración propia en base a datos de EIA, MEyM y balances de empresas seleccionadas.

En relación a esta dinámica de precios y costos, al identificar las distintas rentas que participan de la total, se verifica una caída estructural de la renta diferencial durante todo el período, ésta pasó de representar 2/3 del total a compartir en partes iguales con la renta monopólica el valor estimado para el último trimestre de la serie. Si bien existe un marcado cambio en el nivel del precio internacional para los períodos referenciados, donde el valor pasa de 98 a 49 dólares por barril (una variación del -50%), la caída en la participación de la renta sobre éste puede explicarse principalmente por una mayor influencia de los costos (tanto locales como marginales).

Esta dinámica podría responder a la incidencia estructural que tienen los costos dentro del sector extractivo, donde la distintiva participación decreciente de los costos medios a partir de economías de escala que se presenta en los libros de texto no se verifica en la mayoría de los casos para este sector y por el contrario, el incremento de éstos resulta progresivo a medida que se extraen mayor cantidad de hidrocarburos, que a su vez, se adicionan a los que provienen de un aumento en la intensidad del capital. Es decir que los costos dentro del sector hidrocarburífero poseen una naturaleza creciente y esta responde centralmente a la necesidad de aumentar la productividad extractiva en condiciones de declino “natural”. En particular, gran parte de los pozos ubicados en la argentina se encuentran en yacimientos con maduraciones altas y en la etapa de declino. En estos casos, al descender progresivamente la intensidad de extracción se encadena un menor ingreso unitario por la inflexibilidad de los costos de operación, que a su vez, se expresan en una menor cuantía de la renta.

Sin embargo, esta secuencia teórica de “costos crecientes naturales” puede modificarse si la intensidad del capital utilizado en el proceso de extracción posee una magnitud tal que logra revertir sistemáticamente el desempeño de los mismos, este parece ser el recorrido desarrollado en el caso de la extracción *shale* en los Estados Unidos. En este sentido, cuando se analiza el desempeño que tuvieron los costos locales *versus* el de los internacionales, se visualiza un comportamiento opuesto, mientras los costos norteamericanos descendieron paulatinamente y entre los extremos de la serie correlacionaron las variaciones negativas de los precios; los costos nacionales aumentaron un 77%. Estos datos explican la pérdida de participación de la renta diferencial y resultan consistentes con el desempeño productivo presentado en el apartado 3 de este documento.

Estimulando alguna explicación desde la lógica de acumulación sectorial del capital, podría decirse que los niveles madurativos de los yacimientos locales no fueron acompañados con una estrategia de inversión acorde, que hubiera permitido inclusive potenciar los desembolsos que se realizaron para aumentar la productividad en el corto plazo. En este contexto, la caída relativa de la renta encuentra sus explicaciones en un proceso de inversiones aletargado y evidenciado en desempeños productivos que aceleraron sus declinos al igual que el nivel de reservas. Cabe destacar, que este esquema fue visualizado por el Estado y en el año 2012 se inició un proceso de fuerte intervención que logró cambiar la tendencia de caída en la producción (sólo para la extracción de gas), sin embargo, esta acción se dio a través de mejoras en el precio de boca de pozo y contraprestaciones de inversión que apuntaban a lograr rendimientos de corto plazo y no mejoras estructurales (se comprometían desembolsos con un horizonte de cinco años, un plazo que en el sector hidrocarburífero resulta corto). Es decir, dicho mecanismo no llegó a modificar la estructura de acumulación “depredatoria” generada por las modificaciones estructurales que se dieron durante los años 90 en el sector con la privatización de YPF y la apertura económica³⁷. Sin embargo, la discusión del alcance o impacto de la intervención estatal resulta un ejercicio en sí mismo que incide en el análisis de la renta pero que no aparece como determinante de la misma en términos estructurales y agregados. En realidad, la incidencia de las políticas públicas tuvo un rol concluyente en la distribución de la renta y en consecuencia será tratado específicamente en el siguiente apartado que analizará este tema, en este sentido, las evidencias hasta aquí estudiadas

³⁷ Para un desarrollo de las características del cambio generado en los años 90 y la dinámica del capital privado en el proceso de subexploración y sobreexplotación de los yacimientos, lo que redundó en una fuerte maduración de las reservas y una consecuente caída de la productividad y de los flujos de extracción ver Kojzul (2002), Mansilla (2007), Barrera (2012b) y Barrera (2013).

definen que la influencia determinante en la lógica de acumulación y composición agregada de la renta se circunscribe a las variables de precios externos y costos.

Volviendo a los componentes de la renta diferencial, la hipótesis de desinversión en el ámbito local asociada a un incremento de los costos unitarios, se refuerza cuando en oposición a los costos de extracción del petróleo criollo, los costos marginales a nivel internacional muestran mayor pericia en los adelantos de capital orientados a mejorar los rendimientos productivos y acompañan la tendencia decreciente de los precios con caídas “más armónicas” en los costos de extracción. Más aún, si se tiene en cuenta que la tecnología necesaria para mejorar los rendimientos en las rocas del esquisto estadounidense se desarrolló en un esquema de “precios altos”, la potencialidad de los reservorios locales del mismo tipo debería haber resultado determinante para explotaciones similares en la Argentina. Sin embargo, el desempeño local distó bastante de tener un comportamiento de este tipo y se acercó más a una lógica depredatoria de los reservorios convencionales. En este sentido, la sustantiva dimensión de la renta hidrocarburífera existente en el período analizado, explica ésta lógica de explotación basada en la inercia de inversiones alejadas en el tiempo y negadas a un esquema de previsión y sustentabilidad impropios del sistema capitalista e inherentes a su naturaleza más esencial.

La importancia del análisis en términos unitarios se verifica cuando se realiza una monetización de la extracción local y se agregan los datos para definir la masa de valor asociada a la renta hidrocarburífera. A partir de esto, se verifican comportamientos similares en los componentes de la renta global y en su dinámica constitutiva. La importancia de la dimensión agregada reside en que permite evaluar relativamente la composición de la renta y constituye el elemento de apoyo para definir sus cursos de apropiación. De esta manera, en términos agregados la renta hidrocarburífera argentina representó el 2,71% del PBI entre los años 2010 y 2015, razón que implicó un promedio de 13.957 millones de dólares anuales³⁸. Al igual que en el comportamiento de la renta incluida en cada barril, en la dinámica agregada se evidenció un marcado quiebre en el IV trimestre del año 2014. Hasta ese momento la renta en promedio alcanzaba los 3.951 millones de dólares trimestrales, centrándose luego en torno a los 1.734 hasta fines del año 2015. Esto representó una variación

³⁸ Estos cálculos resultan consistentes con los datos publicados en los otros trabajos disponibles. Por ejemplo en Barrera (2013) la renta petrolera llega a los 13.829 millones de USD para el año 2010 y en los datos publicados por el Banco mundial se estima una participación de la renta petrolera del 2,72% en promedio para el período 2010-2015.

negativa del 56%, una caída que durante los mismos períodos resultó inferior a de la renta en términos unitarios (65%) y levemente superior a la del precio internacional (49%).

Cuadro 2. Renta hidrocarburífera por tipo y participación en el Producto Bruto Interno.

Años 2010-2015

Año	Trim.	Renta hidrocarburífera (en MM USD)			Participación de la renta en el PBI (en %)
		Total (RD+RM)	Renta Diferencial (RD)	Renta de Monopolio (RM)	
2010	Total	14.830	9.580	5.249	3,5
	I	3.703	2.419	1.283	4,1
	II	3.691	2.389	1.302	3,4
	III	3.614	2.433	1.181	3,3
	IV	3.822	2.339	1.483	3,3
2011	Total	16.498	7.449	9.048	3,1
	I	4.209	1.850	2.359	3,6
	II	4.078	1.654	2.424	3,0
	III	3.945	1.855	2.091	2,9
	IV	4.265	2.091	2.174	3,0
2012	Total	15.769	7.759	8.010	2,8
	I	4.416	1.862	2.554	3,6
	II	3.867	1.826	2.040	2,8
	III	3.867	1.929	1.938	2,6
	IV	3.619	2.141	1.478	2,4
2013	Total	15.931	4.298	11.632	2,9
	I	3.714	966	2.748	3,1
	II	3.769	1.028	2.740	2,7
	III	4.438	1.119	3.319	3,2
	IV	4.011	1.186	2.825	2,6
2014	Total	14.829	4.494	10.335	2,8
	I	3.975	983	2.992	3,5
	II	4.128	1.079	3.049	3,0

	III	3.940	1.163	2.776	2,9
	IV	2.787	1.269	1.518	1,9
	Total	5.883	2.475	3.407	1,0
2015	I	1.443	621	822	1,2
	II	1.918	628	1.289	1,3
	III	1.362	621	742	0,9
	IV	1.160	606	555	0,7

Fuente: elaboración propia en base a datos de EIA, MEyM y balances de empresas seleccionada.

En este análisis nuevamente se destacó la influencia de los precios internacionales sobre los niveles de la renta, donde la incidencia del valor internacional del crudo aparece en primera fase como un determinante sustancial de la renta hidrocarburífera local. Es importante destacar en esta instancia del análisis, que dicha relación se establece como un esquema de distribución del excedente, en la cual el precio internacional define la asignación mundial. Es decir, que la relación directa entre estas variables (renta y precio externo) permite inferir la plena vigencia que el sistema de precios tiene en este mercado para asignar el excedente sectorial. En base a la dinámica relativa de la renta, también se puede verificar la tesis Ricardiana donde la renta total depende directamente del precio y la renta diferencial inversamente de los costos de producción. En consistencia con esto, la caída registrada en los niveles de renta local se vincula directamente al aumento relativo de los costos internos (el ritmo de crecimiento de los costos locales resulto semejante a la velocidad de caída de los internacionales; 2,4%), como parámetro puede tomarse que mientras en el año 2010 los desembolsos para la extracción representaron el 13,3% de la renta anual, en el año 2015 el promedio ascendió al 53,5%.

En síntesis, puede plantearse que durante el período analizado la renta hidrocarburífera representó una importante masa de recursos durante los primeros cinco años y que su dinámica contractiva hacia el año 2015 se definió a partir de la caída en los precios internacionales y particularmente por el contrapuesto comportamiento entre el crecimiento sostenido de los costos de extracción local y la retracción paulatina de los internacionales. Dicha dinámica se contextualizó en una lógica de explotación intensiva de los recursos convencionales ya existentes y escasos desarrollos de emprendimientos nuevos. A su vez, tuvo una incidencia central en la distribución de la renta entre

los distintos actores de la cadena y en la capacidad de apropiación primaria por parte del Estado y los consumidores.

En el siguiente apartado se analiza dicha apropiación y sus implicancias productivas.

3.2 Cursos de apropiación primaria de la renta hidrocarburífera

A diferencia de la dinámica distributiva que posee la renta de la tierra donde la ganancia extraordinaria producto del monopolio sobre las condiciones naturales diferenciales, fluye primariamente hacia los terratenientes³⁹; la renta hidrocarburífera surge en forma espontánea por las condiciones diferenciales de los yacimientos locales y requiere de mecanismos específicos para que quede en manos de sus propietarios. En este caso, los “dueños de la tierra”, son las jurisdicciones provinciales y el Estado nacional (para el caso de áreas ubicadas en la plataforma submarina). A través de las regalías y los derechos de exploración y explotación de los hidrocarburos, los distintos Estados establecen parámetros para capturar parte de la renta y evitar que esta escape de sus manos, este mecanismo surge de común acuerdo con las firmas operadoras que aceptan compartir una porción de sus utilidades a través de estos contratos y a cambio de poder comerciar los hidrocarburos extraídos de la tierra. En este sentido, se destaca que la apropiación de renta por parte de éstos sujetos sociales distintos a los dueños de los yacimientos, se constituye como una condición para la reproducción del “Estado como terrateniente” y en consecuencia para la existencia misma de la renta.

Es importante diferenciar esta instancia de intervención del Estado como terrateniente, de la que surge a partir de la imposición de impuestos o regulaciones de precios, estos últimos se encuentran más orientados a configurar la distribución de la riqueza dentro del espacio nacional que a “reclamar” una porción de renta. Sin embargo, el efecto concreto de la intervención pública en términos agregados resulta ser la apropiación primaria de la renta, más allá de los objetivos específicos que tiene cada política.

³⁹ Carrera (2013).

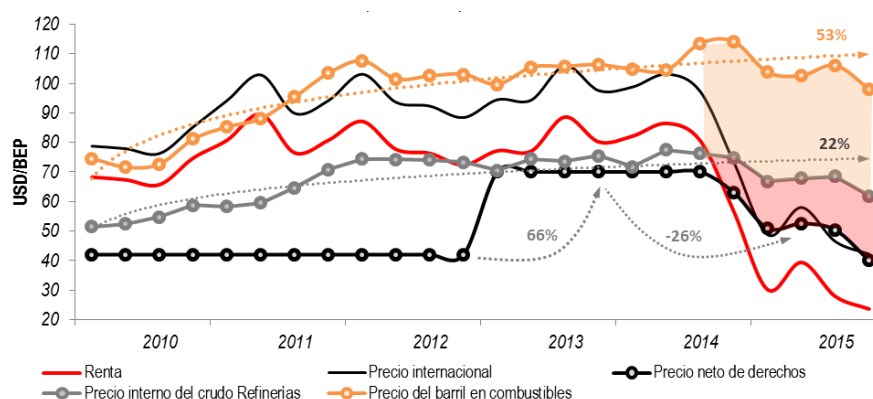
Teniendo en cuenta esta dinámica particular de la renta proveniente exclusivamente de recursos no renovables (donde la sociedad se reserva para sí la propiedad directa de la tierra a través del Estado), en lo sucesivo se analizará cómo fue su distribución entre los principales actores que participan del sector: el Estado nacional, las provincias, los consumidores, y el capital privado representado por las firmas extractivas y las refinadoras.

Los Precios Y La Apropiación De La Renta

Un primer elemento que permite ir ordenando el abordaje de la distribución para el mercado hidrocarburífero es el esquema de precios que se encontró vigente durante el período analizado. En función de los sujetos sociales ya identificados y los elementos fundantes de la renta se realizó un ejercicio que permite asignar, en término de dólares por barril de petróleo, el comportamiento de todos los precios involucrados en el sector. Una aclaración necesaria para mirar esta información es que si bien teóricamente el comportamiento de los precios podría alcanzar para entender la distribución del excedente, la configuración de este mercado no se haya en condiciones de competencia perfecta (como la mayoría de los mercados) y la mecánica distributiva se encuentra atravesada por otros mecanismos de asignación. Además, el arbitraje que ejercen los precios sobre dicha distribución no impacta de igual forma en la apropiación de la renta, esto se verá más claramente cuando se contraste la evolución de los precios con la apropiación rentística. Sin perjuicio de esto, la tradición teórica dominante de la formación del economista, permite comenzar a entender el comportamiento de precios como parte de la evidencia para desentramar la asignación de excedente y el componente rentístico en la misma. De esta forma en el siguiente gráfico se presenta una evolución de los valores asociados a cada etapa productiva y sujeto social⁴⁰.

⁴⁰ El sistema de precios aparece en la literatura convencional y especialmente en la de raigambre neoclásica, como el ordenar óptimo para la distribución, más específicamente, en ésta escuela los precios se identifican como la retribución correspondiente a cada factor de producción que intervienen en los procesos productivos.

Gráfico 6. Precios involucrados en la distribución de la renta hidrocarburífera. Años 2010-2015



Fuente: elaboración propia en base a datos de EIA y MEyM.

El análisis del gráfico muestra la importante disociación existente entre el desempeño de los precios internos (neto de derechos, a las refinerías y al consumidor), el valor internacional y la dinámica de la renta unitaria (estos últimos dos valores se encuentran perfectamente correlacionados). Este escenario verifica un límite para entender la apropiación de la renta exclusivamente a través de estas variables, en términos gráficos resulta evidente la etapa donde los precios internos se desprenden de la caída en los internacionales y definen un contexto de transferencias entre los actores sociales diferenciada de la apropiación rentística. Además se visualiza marcadamente que el diferencial de precios entre los convalidados por las refinerías y los descargados sobre los consumidores fue favoreciendo paulatinamente a las primeras en la puja distributiva y que a partir de fines del año 2014 se incorporó también una transferencia al sector extractivo por parte de los consumidores.

Por otra parte, los valores que descuentan los derechos de exportación muestran la variación en las características del instrumento, si bien las retenciones fueron móviles durante todo el período, hasta diciembre de 2012 mantuvieron el precio interno el barril en 42 USD, a partir de 2013 el valor pasó a 70 USD/BBL y posteriores modificaciones técnicas fueron haciendo progresivo el ajuste hasta definir un esquema adaptado a las condiciones de caída en los precios externos.⁴¹

En síntesis puede plantearse que la influencia de los precios sobre las determinaciones de apropiación primaria de la renta juega un rol sustantivo para la distribución entre la etapa extractiva y de procesamiento de la cadena, pero resulta menor para el caso de los consumidores y el Estado,

⁴¹ Para mayor información ver “ANEXO II. Recorrido normativo de los derechos de exportación”

donde las fuentes de capacidad apropiadora se encuentran más vinculadas con elementos de poder o con la incapacidad de mantener los recursos de propiedad. Esta hipótesis se indagará detalladamente más adelante, cuando se planteen los respectivos análisis de la renta apropiada por cada sujeto y los mecanismos utilizados para dicha acción.

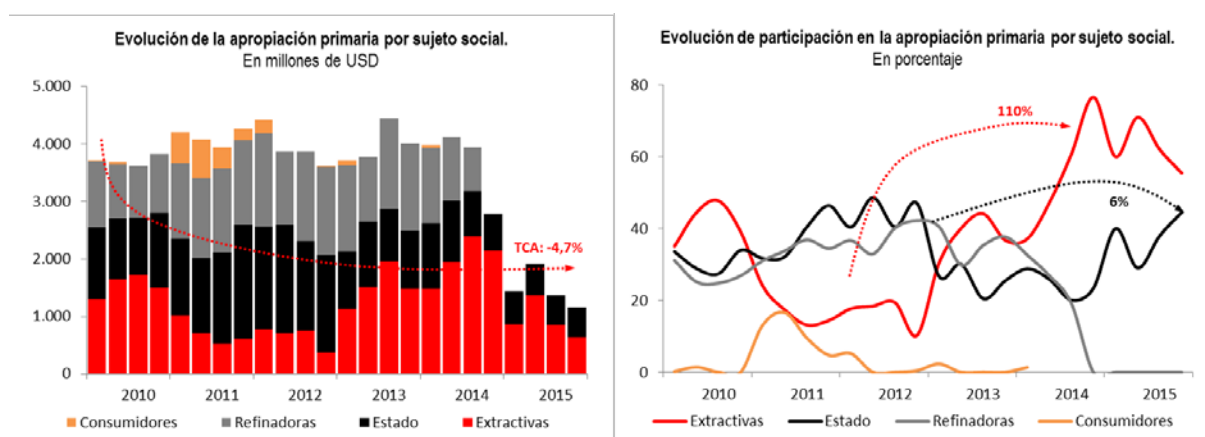
En el siguiente apartado se presentan los resultados de los cálculos realizados para estimar los montos apropiados por cada sujeto social, en primera instancia en términos generales y luego se detallarán los componentes y mecanismos de cada uno.

Dinámica General De La Apropiación

El volumen de la renta hidrocarburífera total que se ha presentado anteriormente se depositó en diferentes actores sociales y tuvo mecanismos diversificados de apropiación a los largo de los seis años analizados. En este sentido, el Estado tuvo una capacidad de retención equivalente al 33% del total de renta identificada y el resto fue apropiado en el siguiente orden: firmas extractivas (35,1%); refinadoras (29,2%) y consumidores (2,7%). A su vez, la dinámica de apropiación tuvo un comportamiento heterogéneo, donde en términos estilizados se destaca el ritmo creciente que mostraron las empresas extractivas (sobre todo a partir del año 2014), el mantenimiento de la porción acaparada por el Estado y la caída que se dio en las fracciones correspondientes a las refinadoras y los consumidores.

A continuación se presenta un gráfico con la dinámica de apropiación en términos generales para cada sujeto social y más adelante se describirán los detalles y mecanismos utilizados en cada caso.

Gráfico 7. Apropriación primaria de la renta hidrocarburífera. Años 2010-2015

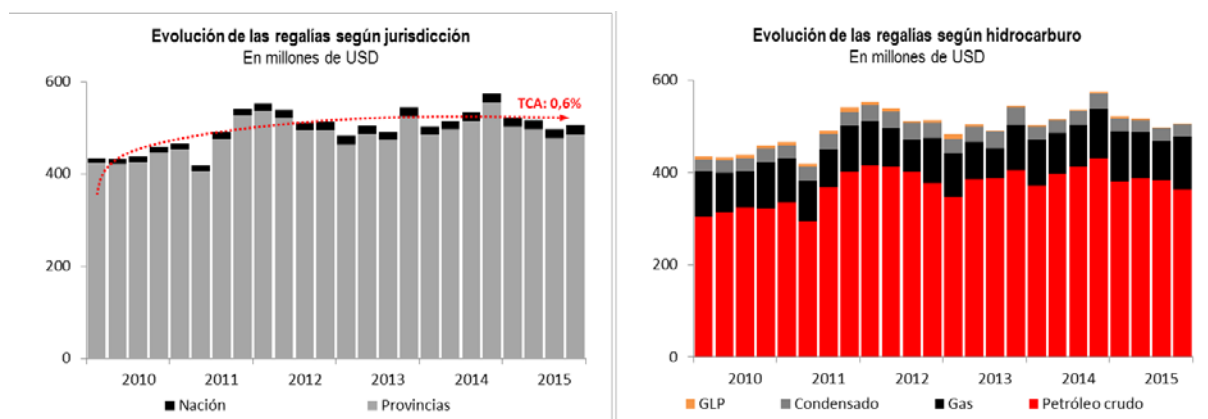


Fuente: elaboración propia en base a datos de MEyM, INDEC, EIA y BLS.

3.2.1 La apropiación primaria del Estado o su capacidad de retención

Como se mencionó anteriormente la propiedad del Estado sobre el conjunto de los hidrocarburos que se encuentran en el suelo argentino genera un derecho sobre la actividad que se encarga de extraerlos y éste a su vez, se manifiesta en los impuestos específicos *advalorem* que rigen sobre dicho proceso, denominados como regalías. Éstos fueron fijados por la Ley 26.741 en una tasa del 12% sobre la monetización de la producción de los distintos hidrocarburos extraídos del suelo y comercializados, se excluyeron del cobro los que son reinyectados en la formación y los que son utilizados como combustible en la superficie de los pozos (esto representa un 2,5% del total extraído). Este mecanismo de retención de la renta acumuló 11.993 millones de dólares durante todo el período, es decir, cerca de 2.000 MMUSD anuales y representó el 43,4% de la renta en manos del Estado.

Gráfico 8. Regalías hidrocarburíferas. Años 2010-2015



Fuente: elaboración propia en base a datos de MEyM.

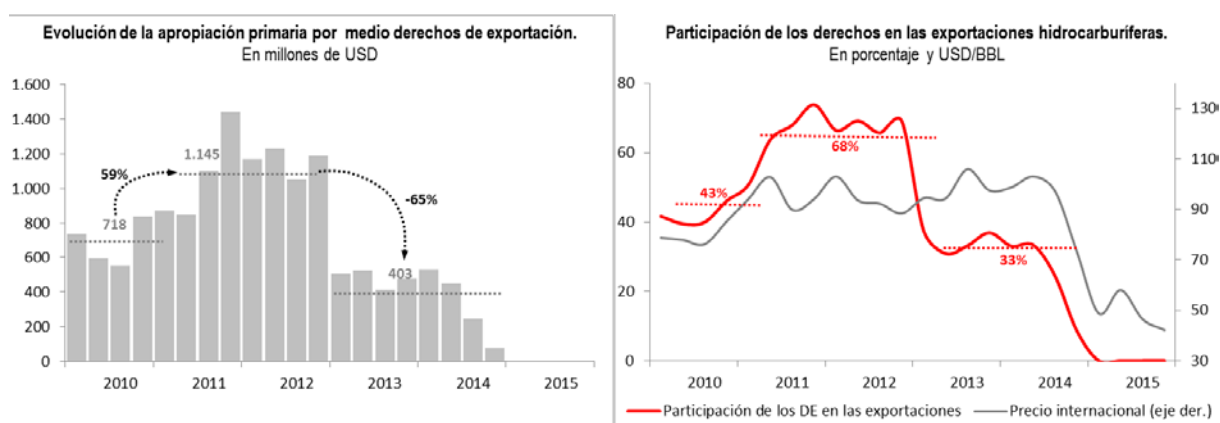
El desempeño de la apropiación por medio de este mecanismo se mantuvo estable a lo largo del período, este comportamiento resulta destacable si se recuerdan las marcadas variaciones que evidenció el nivel de renta total ya presentado inicialmente. El 96,7% de las regalías fueron cobradas por las jurisdicciones provinciales, el resto correspondió al Estado Nacional, de este total más de la mitad se concentró en las provincias patagónicas de Neuquén y Chubut (27,9% y 23,3% respectivamente), le siguieron Santa Cruz (18,0%), Mendoza (11,7%), Río Negro (6,8%) y Tierra del Fuego (3,3%), la menor incidencia estuvo dada por La Pampa y Salta (ambas abarcaron el 2,7%). Por otra parte, el hidrocarburo que mayor cantidad de regalías abonó fue el petróleo crudo, que promedió 1.486 millones de dólares anuales y concentró el 74,4% del impuesto; la extracción de gas convalidó 368 MMUSD anuales, lo que representó el 18,4% y entre condensado y GLP se recaudó un promedio de 144 MMUSD por año.

Otro mecanismo relevante que permitió al Estado mantener en su poder la renta hidrocarburífera surgió a partir de los impuestos específicos sobre la exportación de las mercancías portadoras de la misma, es decir los derechos de exportación de los hidrocarburos. Como se detalló anteriormente se trató de retenciones móviles *ad valorem* que principalmente se descargaron sobre el petróleo crudo comercializado exteriormente. Si bien la mecánica de este impuesto buscó principalmente generar un desacople entre precios internacionales y locales, veremos más adelante que en los precios correspondientes a la etapa de refinación, la incidencia de los derechos no fue directa y se tornó al menos “relativa”. Con lo cual, este mecanismo tuvo dos implicancias principales durante el período,

generar incentivos para comerciar internamente el petróleo (o desincentivos para exportar) y mantener parte de la renta en manos del Estado Nacional.

El total recaudado por derechos ascendió a 14.840 millones de dólares durante el periodo, a razón de 2.473 MMUSD anuales, esto representó un 53,7% de la renta total apropiada por el Estado. En términos dinámicos entre los años 2011 y 2012 se recaudó el 60% del total del período y en simetría con el cambio de normativa y los precios externos a partir de 2015 no se retuvieron divisas de lo exportado.

Gráfico 9. Derechos de exportación a los hidrocarburos. Años 2010-2015



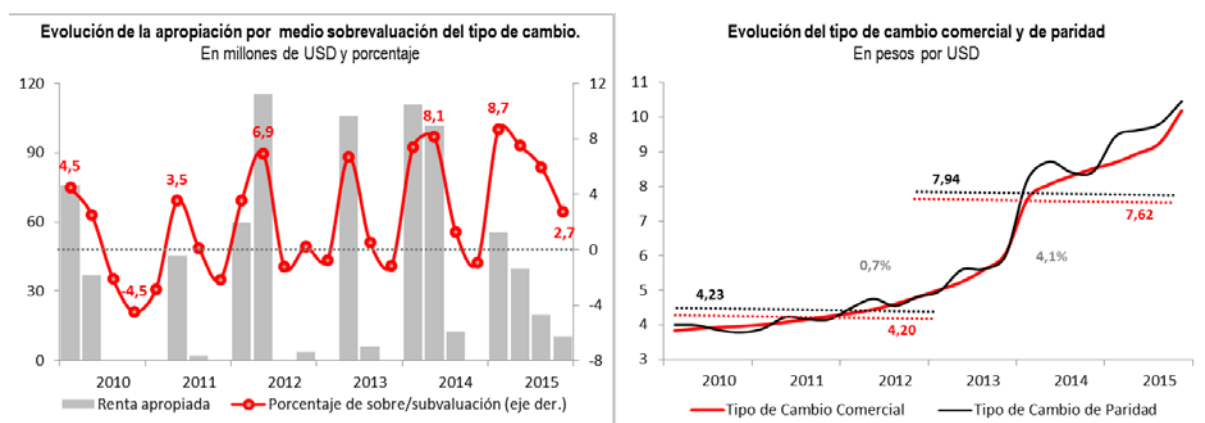
Fuente: elaboración propia en base a datos de MEyM e INDEC.

Finalmente, el tercer mecanismo de apropiación del Estado también se relacionó con las exportaciones petroleras y se definió a partir de la sobrevaluación de la moneda nacional para estas mercancías. Ésta configuración surge de la relación cambiaria entre el dólar estadounidense, el peso local y sus respectivas capacidades para representar valor. La sobrevaluación de la moneda local genera que el paso de las exportaciones vendidas en dólares por la mediación cambiaria, entregue a los exportadores un precio menor al definido en el mercado externo y neto de retenciones. Es decir que por medio de la alteración en el tipo de cambio, del valor de las exportaciones se retiene una porción de riqueza que fluye hacia el país como renta. En base a la metodología descrita en el apartado correspondiente (pag. 15), se tomó al dólar norteamericano como la moneda que tiende a poseer vigencia inmediata en el mercado mundial, en contraste con la evolución seguida por la moneda argentina. El cálculo de paridad cambiaria se realizó con el procedimiento denominado como “paridad relativa de poder adquisitivo” que permitió mensurar la capacidad unitaria de cada

moneda para representar valor al interior de sus respectivos ámbitos nacionales (y en el caso del dólar como parámetro mundial).⁴²

Teniendo en cuenta estas características, el siguiente gráfico muestra la evolución de la apropiación de la renta por medio de la diferencia entre el tipo de cambio comercial, definido políticamente; y el tipo de cambio de paridad que brota del cálculo descripto.

Gráfico 10. Renta apropiada por sobrevaluación en el tipo de cambio de la moneda nacional. Años 2010-2015



Fuente: elaboración propia en base a datos de INDEC, BLS y BCRA.

En el período analizado, la renta apropiada por sobrevaluación cambiaria ascendió a 800 millones de dólares, lo que promedia un total de 133 MMUSD anuales, esto representó un 2,9% del total de renta apropiada por el Estado. El mayor volumen se apropió en la segunda mitad del período, donde una sobrevaluación mayor de la moneda permitió duplicar los montos promedios de renta apropiada por trimestre (pasó de 28,1 MM USD entre los años 2010 y 2012 a 38,5 en el período 2013-15).

En síntesis, el total de renta mantenida en manos del Estado (nacional y provincial) durante el período completó los 27.634 millones de dólares, este monto representó el 33% de la renta total del sector. La jurisdicción nacional abarcó el 58% de estos recursos y los principales mecanismos utilizados fueron los derechos de exportación (92,5%) y la sobrevaluación cambiaria (4,9%); a diferencia de las provincias, las regalías sólo representaron el 5,1% dela renta. Sin embargo, como

⁴² Carrera (2013).

se mencionó en el apartado precedente donde se describen las principales variables productivas del sector, el Estado Nacional desplegó una batería de instrumentos tendientes a promocionar directamente la actividad; especialmente a partir del año 2013 y en lo referido a la inyección de gas. Si se tienen en cuenta estos desembolsos como una transferencia de renta entre el Estado y las empresas extractoras, los volúmenes de apropiación disminuyen un poco más de un 32% (8.914 MMUSD).

De esta forma menos de un tercio de la renta hidrocarburífera fue mantenida en poder del Estado, una cuantía que resulta menor a la alícuota del 35% fijada para las ganancias durante el mismo período y relativamente inferior a la que capturan los dueños de la tierra en la producción agropecuaria (81,3%)⁴³.

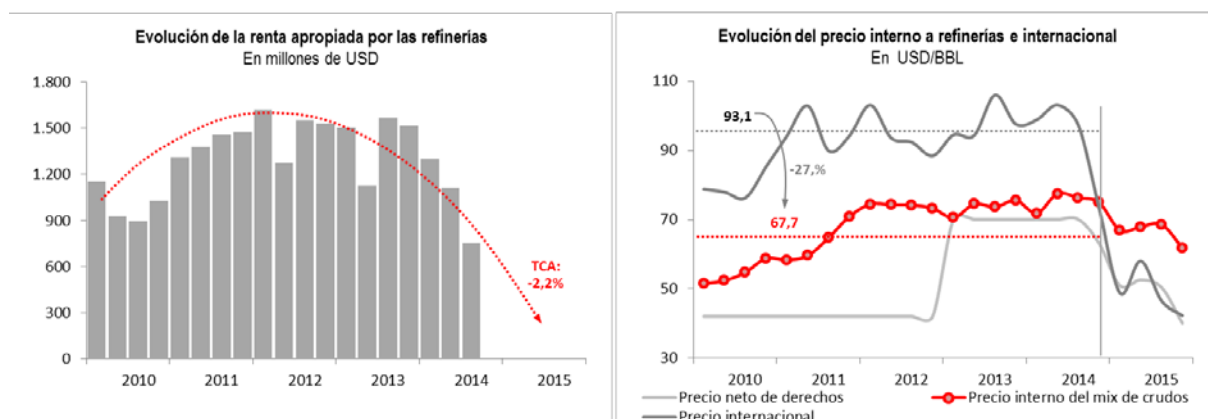
3.2.2 La renta en mano de las refinadoras

Otro de los sujetos apropiadores de la renta se encuentra al interior de la cadena productiva hidrocarburífera y se integra por las firmas encargadas de la refinación y procesamiento de los hidrocarburos extraídos del suelo. A diferencia del Estado, las refinadoras poseen un único mecanismo de apropiación primaria que se dispone a través del diferencial de precios existente entre los valores de la compra interna del crudo y el valor internacional. En términos agregados la renta apropiada por las refinadoras ascendió a 24.464 millones de dólares durante todo el período, esto representó el 29,2% de la renta total y promedió 4.077 MMUSD anuales.

Si bien teóricamente el precio local debería igualar el valor que enfrenta la firma extractiva al descontarle los derechos de exportación al valor del crudo internacional; el desempeño de los valores locales se encontró por encima de este precio de indiferencia durante todo el período, ubicándose en promedio un 30% por arriba. A su vez, durante cinco de los seis años de la serie, el mix de crudos local se ubicó por debajo del precio internacional pleno, representando en promedio el 72,7% del valor externo. En forma opuesta, durante el año 2015 los precios internos se ubicaron un 37% por encima de ese valor.

⁴³ Carrera (2013, p. 90 – Cuadro 6.1).

Gráfico 11. Renta apropiada por las refinerías. Años 2010-2015

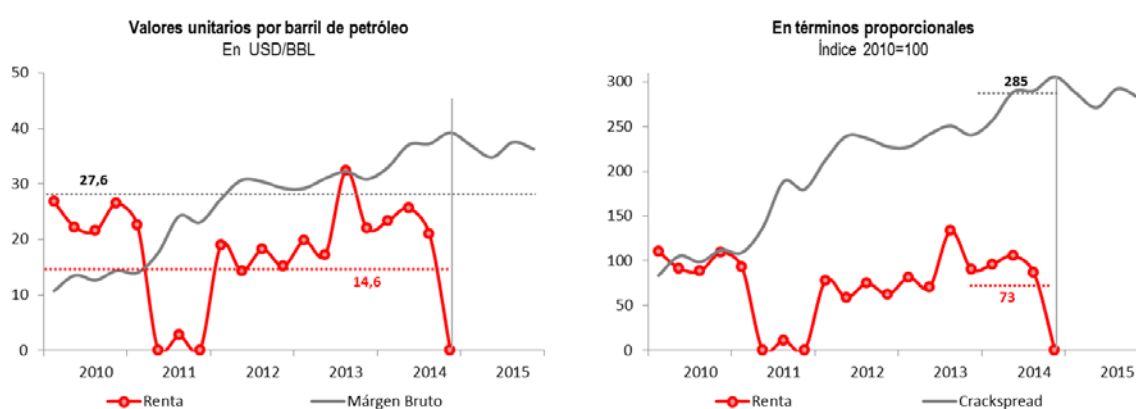


Fuente: elaboración propia en base a datos de INDEC, MEyM y BCRA.

En este último año, como consecuencia de la caída del precio internacional de los hidrocarburos, el Estado propició el "Acuerdo petrolero" que estableció un precio sostén para el "barril criollo", de esta forma, el crudo vendido a las refinadoras se encontró regulado de hecho. Mientras que en el mercado mundial el valor promedio en 2015 fue de 52 USD por barril, el "barril criollo" alcanzó un promedio de 69 USD por barril. El argumento utilizado para motorizar dicho acuerdo, fue que el diferencial de precios se explicaba por las características de los campos petroleros locales. Debido a que la mayor parte de la actividad en Argentina se realizaba sobre campos maduros y las perspectivas a futuro se encuentran puestas en el desarrollo de yacimientos no convencionales; los costos de extracción resultaban elevados en términos internacionales. En consecuencia, las inversiones necesarias para producir localmente resultarían inviables a los niveles de precios alcanzados luego del derrumbe de 2014. Esto redundó aguas abajo en precios más altos de los combustibles en surtidor. Así, uno de los aspectos más debatidos y criticados del acuerdo fue que el "barril criollo" implicó un mayor precio de los combustibles en surtidor, a contramano de los países donde el petróleo se vinculó linealmente con la cotización internacional y donde los usuarios se beneficiaron con combustibles más baratos. Sin embargo, esta dinámica se dio en el marco de una caída sustantiva de la renta hidrocarburífera total y una captura exclusiva de la misma por parte de las extractoras y el Estado; en consecuencia, éstos mecanismos no se desarrollaron en un marco de apropiación de la renta sectorial, tanto el acuerdo como el traslado a los precios de los derivados de la caída en el precio internacional no fue parte de la renta en términos estrictos y responde a una dinámica de puja por el excedente.

Este detalle de la diferencia entre la puja distributiva por el excedente y la apropiación primaria de la renta resulta importante ya que existen trabajos que no realizan dicha discriminación y engloban como distribución de la renta la capacidad propia de los sujetos sociales para disputar la masa de valor presente en el mercado⁴⁴. Reforzando esta hipótesis, en el siguiente gráfico se compara la evolución unitaria de la renta apropiada por las empresas refinadoras y el margen de refinación o *crack spread*.

Gráfico 12. Evolución de la apropiación de la renta por refinerías y margen bruto de refinación. Años 2010-2015



Fuente: elaboración propia en base a datos de Montana (2015) MEyM y BCRA.

El gráfico exhibe claramente los diferenciados recorridos de cada variable y esto responde a que las fuentes de dichos comportamientos también poseen principios separados. Sin perjuicio de esto, la existencia de renta facilita la posibilidad de ejercer el poder de mercado de cada sujeto social interviniente en la puja distributiva del excedente, en este sentido, para que la capacidad de fijar márgenes por parte de los productores de combustible se traslade directamente a la capacidad de apropiación de la renta, aguas abajo, no deberían existir otro tipo de mecanismos en el mercado que compitan en la distribución rentística. Este no es el caso de la dinámica planteada para en el período analizado, donde el esquema de precios de los combustibles, se vio ampliamente intervenido por la existencia de impuestos específicos e intervenciones “implícitas”⁴⁵ sobre su precio final. En el siguiente apartado se discrimina la apropiación de los consumidores en base a estas características.

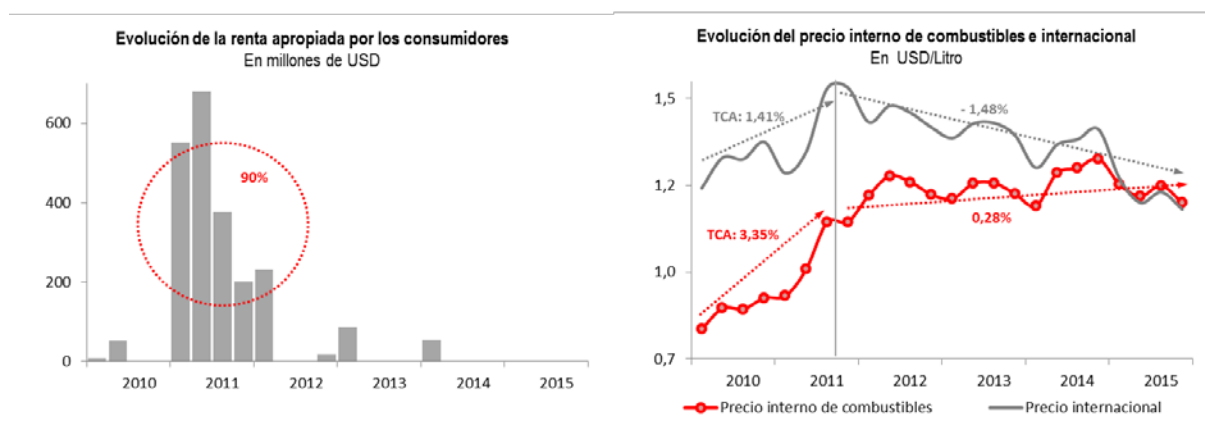
⁴⁴Einstoss Tinto (2016).

⁴⁵Estos mecanismos consistieron en la administración por parte del Estado de los cupos de importación de crudos livianos para refinerías o equipos para extractivas integradas, además se realizaban controles específicos por parte de la AFIP; todo en el marco de controlar implícitamente el nivel de precios finales de los combustibles.

3.2.3 La renta en manos de los consumidores

Los consumidores obtuvieron una porción de la renta hidrocarburífera presente en el período a través de la diferenciación que se dio entre el precio de compra de los derivados de hidrocarburos comerciados internamente, el valor internacional correspondiente a cada una de estos productos y el margen de las refinерías en cada período. Es decir, la renta correspondiente a refinерías y consumidores surgió de la diferencia entre el precio de compra del barril local que tuvieron las refinерías y el precio internacional. Luego, los combustibles procesados a partir del petróleo local se vendieron a un precio que contuvo también los costos de refinación, los impuestos y un margen específico correspondiente a la etapa de procesamiento. De esta forma la porción de renta apropiada por los consumidores se encontró sometida a la capacidad de imponer el margen que tuvieron las refinadoras. En el período analizado, sólo diez de los 24 trimestres evidenciaron una apropiación por parte de los consumidores, el monto total estimado ascendió a los 2.262 millones de dólares (377 MMUSD anuales) y representó el 2,7% del total de renta.

Gráfico 13. Evolución de la apropiación de la renta por consumidores y precios de los combustibles. Años 2010-2015



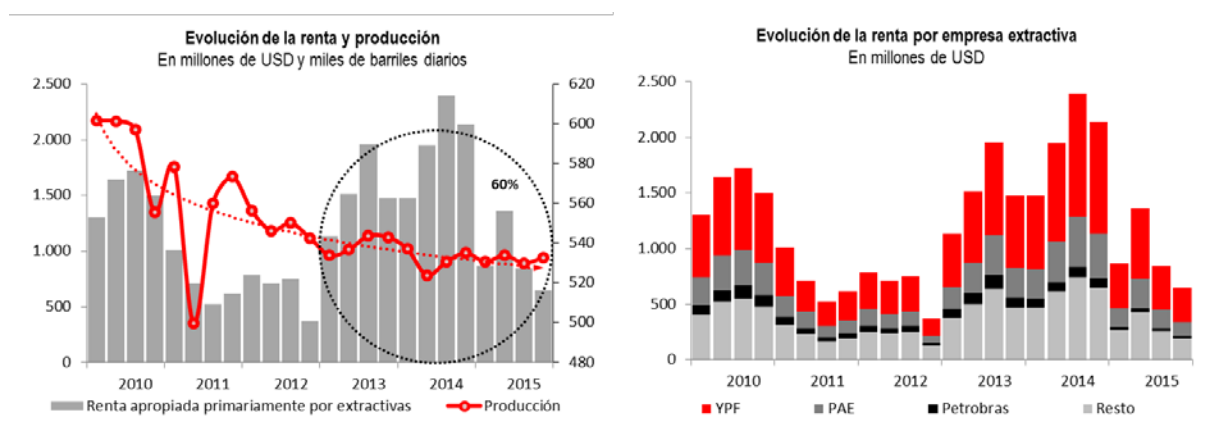
Fuente: elaboración propia en base a datos de MEyM EIA, BCRA y GlobalPetrolPrice.com.

A su vez, la participación en el período estuvo explicada centralmente por la apropiación que se dio en el año 2011, durante este año el incremento de precios internacionales no fue totalmente capturado por las refinерías porque si bien el incremento de precios locales mostró una cuantía similar al valor externo, a partir del año 2012 se da un cambio en la relación de los valores y el precio local muestra un crecimiento tendencial opuesto a la caída de los valores externos.

3.2.4 La renta en manos de las extractoras

Finalmente la renta acaparada por las firmas extractoras acumuló un total de 29.379 millones de dólares, a razón de 4.897 MMUSD anuales, esto representó el 35,1% del total. Es decir que la mayor participación en la captura de renta por fuera de los propietarios de la tierra estuvo en manos de las firmas hidrocarburíferas, en particular YPF abarcó el 43,9%, PAE el 18,7% y Petrobras el 5,5%; el 31,8% restante se repartió entre Sinopec, Tecpetrol y Total Austral. La evolución de la renta evidenció un desempeño contrario a la capacidad extractiva y a su vez, los últimos tres años explicaron más de la mitad de los montos.

Gráfico 14. Evolución de renta apropiada las extractivas. Años 2010-2015



Fuente: elaboración propia en base a datos de MEyM EIA y BCRA.

Por otra parte, si se tiene en cuenta que YPF y Petrobras se encontraban integradas a la etapa de refinación durante los años analizados, la renta apropiada por estas firmas aumenta significativamente; YPF pasa a concentrar 12.190 MMUSD por la etapa extractiva y 12.131 MMUSD por la refinación, un total de 25.042 MMUSD que llegan a representar el 29,9% del total de la renta. Por su parte Petrobras suma 1.824 MMUSD por la etapa de refinación un poco más de los 1.629 MMUSD que correspondieron a la etapa extractiva.

Como se mencionó en la descripción de la renta retenida por el Estado, las políticas de incentivo definidas a partir del año 2013 mostraron una alta incidencia en la transferencia de renta hacia las productoras, teniendo en cuenta las compensaciones públicas realizadas en forma directa a la actividad, el monto total apropiado por la etapa de *upstream* asciende a 33.219 MMUSD, un 13,1%

más que el monto apropiado por otros mecanismos. Se destaca que las compensaciones totales al sector extractivo ascendieron a 9.795 MMUSD durante todo el período, estas tomaron especial relevancia a partir del año 2013 ya que ésta segunda mitad del período concentra el 92% de las transferencias. Sin embargo, las transferencias asociadas directamente a la presencia de renta se circunscribieron a 3.840 MMUSD, un 39,2% del total de compensaciones, y estas verificaron un comportamiento mucho más esporádico.

Es decir, la política pública de “soberanía hidrocarburífera” iniciada en el año 2012 estuvo acompañada de un aumento sustantivo en los niveles de renta apropiados por el sector extractivo en detrimento de la capacidad de retención del Estado y a partir del año 2015, también se eliminó la participación de refinerías y consumidores en la renta. Este comportamiento deja en claro que el fundamento para incrementar el nivel de actividad y las inversiones en la industria petrolera en Argentina fue a través de mejoras en la rentabilidad de las empresas extractoras. El efecto esperado de corto plazo era morigerar la creciente necesidad de importaciones que desafectara la balanza de divisas sectorial, más allá del impacto sobre nivel de empleo y en las economías regionales que implicaba la insuficiencia de la producción local.

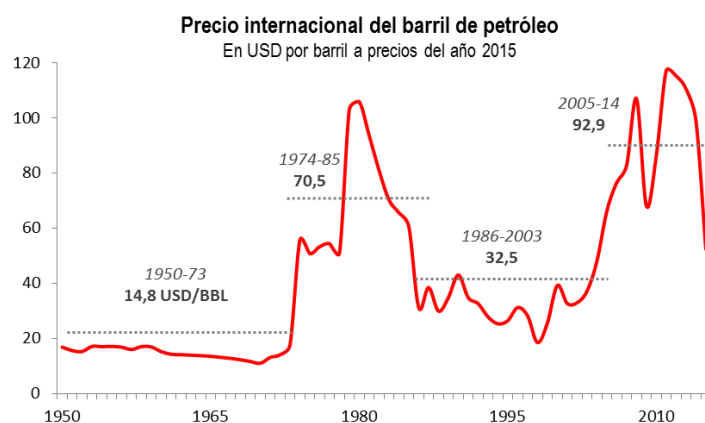
4. Conclusiones

La dimensión de la renta hidrocarburífera y la dinámica de su apropiación presentada en este trabajo brindan algunos elementos para identificar el comportamiento de los sujetos sociales que intervienen en el sector y particularmente caracterizar el esquema de acumulación del capital de las empresas extractoras. En este sentido, se destaca que el proceso de declive en la extracción y en las reservas asociado a la subexploración que se evidenció en el ciclo analizado, no fue consecuencia de una caída en los márgenes de ganancia de las compañías hidrocarburíferas. Por el contrario, esta rentabilidad fue creciente y estuvo especialmente traccionada por la renta diferencial en los primeros tres años y a partir del año 2012 fue la renta monopólica la que contribuyó mayoritariamente a esta acumulación.

Esta situación resulta aún más importante cuando se tiene en cuenta el desempeño creciente de los costos locales, ya que esto implica que las extractoras se volvieron menos eficientes en términos

productivos pero optimizaron de mejor forma sus ganancias. Dinámica que se explica en gran medida por la participación que éstas tuvieron en la apropiación primaria de la renta.

Por otra parte, uno de los elementos que también caracteriza sustancialmente al período es el nivel que tuvieron los precios internacionales del crudo. Al ser éstos una de las fuentes de la renta, la masa de valor que se acumuló localmente entre 2010 y 2015 posee una tipología excepcional. Si se tiene en cuenta el desempeño de los valores internacionales del crudo desde 1950, se destaca que los precios del petróleo entre los años 2004 y 2014 fueron los más altos de la historia.



Fuente: elaboración propia en base a datos de BP.

A partir de esto, es que cobró mayor importancia determinar quiénes fueron los sujetos sociales que se vieron beneficiados con estos niveles excepcionales de renta. De esta forma surgió la identificación de las firmas extractoras como principales apropiadoras, más aún en el caso de las que se integraron con la etapa de refinación, el Estado como propietario cedió más del 70% de su derecho y los consumidores accedieron marginalmente a los recursos rentísticos.

Reforzando esta cuadro, en términos porcentuales casi dos tercios de la renta acumulada entre 2010 y 2015 fue apropiada por los agentes productivos que participaron en las etapas de extracción y refinación (35% y 29%), en particular las firmas extractivas concentraron el 60% de su apropiación a partir del año 2013 y las refinadoras la mantuvieron en torno al 34% hasta su caída total en el año 2014; Los consumidores capturaron sólo el 3% y centralmente lo hicieron durante el año 2011; finalmente el Estado retuvo el 33%, donde un 42% correspondió a las provincias y el 58% restante

fue para la jurisdicción nacional a través de los derechos de exportación, la sobrevaluación de la moneda local y las regalías. A pesar de esto, si se tienen en cuenta las transferencias directas a través de mecanismos de promoción para el sector de *upstream*, la participación de las extractoras asciende a un 40% y la del Estado desciende a un 28%.

Ahora bien, en base al análisis de la apropiación primaria de la renta se desprende que los mecanismos utilizados por las extractoras estuvieron principalmente definidos por las políticas públicas del Estado Nacional y no tanto por la propia capacidad de las firmas para acaparar excedente. En términos de política económica, no puede desconocerse la centralidad que tuvieron las compensaciones para el precio del gas en boca de pozo y la definición del nivel de precios internos del petróleo crudo. La pregunta que puede plantearse es si esta garantía de rentabilidad vía precios se tradujo en inversiones estructurales y de largo alcance que permitiesen alcanzar incrementos en la capacidad extractiva sin una caída en las reservas probadas. La descripción de la dinámica productiva exhibida en el segundo apartado parece responder negativamente a este interrogante, y denota la fragilidad que alcanzó la sustentabilidad del sector en el país, donde un escenario de condiciones favorables históricas no se tradujo en modificaciones estructurales.

La dinámica rentística que se evidencia en este trabajo, permite argumentar en forma taxativa que la orientación de las inversiones de envergadura estratégica difícilmente sea desarrollada por el capital privado aún en condiciones de rentabilidad creciente. Asimismo, la idea que guio el diseño de las políticas públicas de los últimos años, donde las empresas de la actividad operan a escala internacional y requieren de un nivel de precios local que les garantice un margen de rentabilidad acorde a sus inversiones; parece encontrar límites claros en las conclusiones aquí vertidas. A su vez, los procesos de inversión sectorial distan significativamente del mantenimiento en el tiempo que poseen las políticas públicas de la Argentina y en ese contexto resultaba aún menos probable el éxito de éstas.

La configuración histórica del desarrollo sectorial en el país, sumada a la disposición apropiadora del período analizado, parecen evidenciar que la única forma de poder garantizar la demanda interna y lograr la soberanía energética es a través de la participación directa en la producción por parte del Estado. En este sentido, resulta paradigmático que los recursos asociados a la renta sobrepasan convenientemente los valores involucrados en la estatización parcial de YPF, allí el 51%

de las acciones expropiadas a Repsol S.A. rondó los 6.000 MMUSD y esto representó sólo el 38% de la renta hidrocarburífera del Estado Nacional entre 2010 y 2015.

Este contraste permite pensar que las medidas de política desarrolladas para solucionar la crisis energética no se relacionaron con un déficit de recursos fiscales.

Finalmente, se plantea el fuerte contrapunto que significó la convivencia de altos niveles de renta hidrocarburífera con un déficit de divisas originado en la creciente necesidad de importaciones energéticas. Esta inconsistencia se ve reforzada, cuando la necesidad de dólares para la importación de hidrocarburos procesados se asocia directamente a la restricción externa característica de la economía argentina y aporta un complemento sustancial al estrangulamiento del crecimiento económico iniciado en el año 2003. Este elemento denota la incapacidad del mercado para resolver sus inconsistencias sistémicas y refuerza la necesidad de incorporar al Estado como responsable de la eficiencia asignativa de los recursos económicos.

En cada una de estas conclusiones se aquilatan los esfuerzos que permitieron presentar una configuración de la renta hidrocarburífera argentina y de quienes fueron sus apropiadores, con este aporte también se intenta contribuir a la discusión acerca de cuál será el destino del sector petrolero durante los próximos años, y especialmente de cuál podría ser el rol del Estado en ese desempeño futuro.

Bibliografía

- ANADÓN Ernesto López [et.al.] (2014). *“El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales”*, 3a ed. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Buenos Aires.
- ASTARITA Rolando (2016-a). *“Marx sobre James Anderson y la renta”*, Rolando Astarita (Blog), recuperado de: <https://rolandoastarita.wordpress.com/2015/09/11/marx-sobre-james-anderson-y-la-renta/>.
- ASTARITA Rolando (2016-b). *“Discusiones sobre la renta agraria”*, Rolando Astarita (Blog), recuperado de: <https://rolandoastarita.wordpress.com/2010/08/23/discusiones-sobre-la-renta-agraria/#more-304>.
- BASUALDO Eduardo, BASUALDO Federico y BARRERA Mariano (2013). *“Las producciones primarias en la Argentina reciente. Minería, Petróleo y Agro Pampeano”*. Centro Cultural de la Cooperación. Buenos Aires.
- BARRERA Mariano (2013). *“Beneficios extraordinarios y renta petrolera en el mercado hidrocarburífero Argentino”*. Desarrollo Económico, vol. 53 Nº 209-210. Buenos Aires.
- BARRERA Mariano (2012). *“El legado de la última dictadura en el mercado hidrocarburífero: la antesala de las reformas de los noventa”*. Realidad Económica. abr.-may. 2012, n. 267, pp. 19-43.
- BRITISH PETROLEUM (2015). *“Statistical review of world energy full report 2015”*. Londres.
- CAMPODÓNICO Humberto (2008). *“Renta petrolera y minera en países seleccionados de América Latina”*. CEPAL. Santiago de Chile.
- CARRERA Juan Iñigo (2007). *“La formación económica de la sociedad argentina. Volumen I, Renta agraria, ganancia industrial y deuda externa. 1882-2004”*. Imago Mundi, Buenos Aires.
- CARRERA Juan Iñigo (2009). *“Renta agraria, ganancia del capital y tipo de cambio: respuesta a Rolando Astarita”*. CICP, Buenos Aires. Recuperado de: http://www.ips.org.ar/wp-content/uploads/2011/04/Juan_Inigo_Carrera_Respuesta_a_Astarita_sobre_renta.pdf
- DACHEVSKY Fernando Germán y KORNBLIHTT Juan (2011). *“Aproximación a los problemas metodológicos de la medición de la tasa de ganancia y la renta de la tierra petrolera”*, INSTITUTO DE INVESTIGACIONES GINO GERMANI, Buenos Aires.

- DE DICCO Ricardo (2012). *“Síntesis de los Indicadores Energéticos de Argentina 2011”*, Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.
- DELFINI Marcelo, DUBBINI Daniela, LUGONES Manuel y RIVERO Ivana (2007). *“Innovación y empleo en tramas productivas de la Argentina”*, Estudio de la trama de la industria de los hidrocarburos en la Provincia del Neuquén, KOZULJ Roberto y LUGONES Manuel. Buenos Aires.
- DIAMAND Marcelo y CROVETTO Norberto (1988). *“La estructura productiva desequilibrada y la doble brecha”*, Centro de Estudios de la Realidad Económica (CERE), Cuaderno N° 3, Buenos Aires.
- E.I.A. (2016), *“Performance Profiles of Major Energy Producers”*, Energy Information Administration, Office of Energy Markets and End Use, U.S. Department of Energy. EEUU.
- EINSTOSS TINTO Alejandro (2016), *“Análisis de la Evolución reciente de la Renta Petrolera en Argentina”*, CECE. Buenos Aires.
- FARFARO RUIZ Betania y BIL Damián (2012). *“Aproximación a la medición de la renta petrolera argentina y sus mecanismos de transferencia (1963 a la actualidad)”*. V Jornadas de Economía Crítica. La crisis global como crisis del pensamiento económico, Buenos Aires.
- HERRERO Félix (2006). *“Sed de petróleo y gas en el futuro inmediato”*. Le Monde Diplomatique ed. Cono Sur; año VII, número 82. Buenos Aires.
- IDÍGORAS Gustavo y SANTARCÁNGELO Juan (2015). *“El futuro de las tecnologías en el año 2020 a nivel mundial en complejos productivos industriales y agroindustriales”*, en Análisis tecnológicos y prospectivos sectoriales. Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, Buenos Aires.
- INSTITUTO ARGENTINO DE ENERGÍA “General Mosconi” (2015). *“Notas del seminario: La energía Argentina. Los desafíos políticos, técnicos y económicos 2016-2019”*. Organizado por el Grupo de Ex Secretarios de Energía Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 8 de Abril de 2015. Recuperado de: http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2015/05/Relator--a_Seminario_Ex_Secretarios_La_Energia_en_Argentina.pdf
- INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS (2011). *“Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la refinación del petróleo”*. Buenos Aires.
- INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS (2014). *“Las Cifras del Petróleo y el gas”*. Cincuenta años de Petrotecnia. Buenos Aires.

- KAINDL M. editor (2009). *“El abecé del petróleo y el gas: en el mundo y en la Argentina”*. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas, Buenos Aires.
- KOZULJ Roberto (2000). *“Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina”*. CEPAL. Santiago de Chile.
- KOZULJ Roberto (2002). *“Balance de la privatización de la industria petrolera en la Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles”*. CEPAL Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 46.
- MANSILLA Diego (2006). *“Una aproximación a la renta petrolera en la Argentina (1996-2005)”*. Datos y Opinión de la coyuntura cooperativa CEFIM, vol. 223 N° 11-23. Buenos Aires.
- MANSILLA Diego (2013). *“Análisis de diagnóstico sectorial. Petróleo y Gas”*, Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, Buenos Aires, Argentina. Santiago de Chile.
- MARX Karl (1894). *“El capital. Crítica de la economía política”*. Fondo de Cultura Económica , México – Buenos Aires, Cuarta edición F.C.E. 1966.
- MATEO Juan Pablo (2007). *“La tasa de ganancia del capital: caracterización teórica y propuesta empírica”*, Oikos N° 23, 93-118, EAE, Universidad Católica Silva Henríquez (UCSH), Santiago de Chile.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA (2016). *“Balance Energético Nacional 2015. Documento Metodológico”* Centro de Información Energética, Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico. Recuperado de: <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366>
- MONRROY Mauricio (2010). *“Metodologías para la determinación de precios de los principales derivados del petróleo: América del Sur, 2009”*. OLADE. Recuperado de: <http://www.olade.org/sites/default/files/publicaciones/METODOLOGIAS.pdf>
- OLADE (2014). *“Visión General al Sector de Gas Natural en América Latina y el Caribe”*. Quito, Ecuador.
- RICARDO David (1993). *“Principios de economía política y tributación”*. Fondo de Cultura Económica”, México.
- ROJO Sofía y ROTONDO Sebastián (2008). *“Perfil de especialización del empleo en el Golfo San Jorge: un diagnóstico desde la perspectiva de desarrollo local”*. Ministerio de Trabajo,

Empleo y Seguridad Social (MTEySS), Observatorio de Empleo y Dinámica Empresarial. Buenos Aires.

SAMUELSON Paul (2007). “*Classical and Neoclassical harmonies and dissonances*”. European Journal of the History of economic Thought.

SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN; estadísticas del mercado petrolero (varios años). Recuperado de: <http://energia.mecon.gov.ar>

VALENZUELA FEIJÓO José (2009). “*La gran crisis del capital*”. Trasfondo estructural e impacto en México. UAM, México DF.

YPF (2011). Memoria y Balance General, 2010. Buenos Aires. Ejercicio N° 18. pp. 95-104.

YPF (2012). Memoria y Balance General, 2011. Buenos Aires. Ejercicio N° 19. pp. 110-116.

YPF (2013). Memoria y Balance General, 2012. Buenos Aires. Ejercicio N° 20. pp. 55-63.

YPF (2014). Memoria y Balance General, 2013. Buenos Aires. Ejercicio N° 21. pp. 79-84.

YPF (2015). Memoria y Balance General, 2014. Buenos Aires. Ejercicio N° 22. pp. 79-84.

YPF (2016). Memoria y Balance General, 2015. Buenos Aires. Ejercicio N° 23. pp. 79-84.

PAE (2011). Estados contables correspondientes al año 2010. Ejercicio N° 14 pp. 35.

PAE (2013). Estados contables correspondientes a los años 2011 y 2012. Ejercicio N° 16 pp. 34.

PAE (2015). Estados contables correspondientes a los años 2013 y 2014. Ejercicio N° 18 pp. 34.

PAE (2016). Estados contables correspondientes al año 2015. Ejercicio N° 19 pp. 36.

Petrobras (2016). Formulario 20-F, Informe anual para los años 2011-15. Pp. 96.

SINOPEC (2016). Estados contables correspondientes a los años 2012-15. Ejercicio N° 24 Nota 2.3.

BASES DE DATOS Y PÁGINAS WEB

- Base de datos de comercio exterior argentino del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC). Disponible en: <http://www.indec.gob.ar>
- Base de datos de comercio internacional de las Naciones Unidas (COMTRADE). Disponible en: <http://comtrade.un.org/data/>
- Base de datos de la petrolera British Petroleum: Disponible en: <http://www.bp.com>
- Base de datos del departamento de estadísticas de la energía de EEUU. Disponible en: <http://www.eia.org.ar>

- Base de datos del Ministerio de Energía y Minería. Disponible en: <http://www.energia.gob.ar>
- Confederación de Entidades del Comercio de Hidrocarburos y afines de la República Argentina (CECHA). Disponible en: <http://www.cecha.org.ar>
- Estadísticas e indicadores del Observatorio de Empleo y Dinámica Empresarial. Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social (MTEySS). Disponible en: <http://www.trabajo.gov.ar/>
- Federación de empresarios de combustibles de la República Argentina (FECRA). Disponible en: <http://www.infoestacion.com.ar>
- <http://www.agenbur.com/es/contenido/index.asp?idsec=9>
- <http://www.economia.gob.ar/>
- <http://elinversoronline.com/>
- <http://revistapetroquimica.com/>
- <http://www.bakerhughes.com>
- <http://www.enargas.gov.ar>
- <http://www.enernews.com/>
- <http://www.iapg.org.ar>
- <http://www.indexmundi.com>
- <http://www.imenergia.com/Glosario-C.html>
- <http://www.rystadenergy.com/Databases>
- <http://www.slb.com>
- http://www.tallerecologista.org.ar/menu/archivos/glosario_energia.pdf
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Disponible en: <http://www.olade.org>
- Organization of the petroleum Exporting Countries (OPEC). Disponible en: <http://www.opec.org>

Abreviaturas, siglas y acrónimos

BP: empresa Británica de Petróleo.

BTU: Unidad Térmica Británica. Un BTU equivale a 0,252164 Kilocalorías.

CEPAL; Comisión Económica para América Latina y el Caribe

DAC: Disposiciones Administrativas de Contratación

EIA: Agencia de Información de Energía (Estados Unidos)

ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas.

EUR: Recuperación Final Esperada por pozo

GLP: Gas Licuado de Petróleo.

GN: Gas Natural.

GNC: Gas natural comprimido

GNL: Gas natural licuado

ICLG: Impuesto sobre Combustibles Líquidos y Gas Natural.

IIB: Impuesto a los Ingresos Brutos.

INDEC: Instituto Nacional de Estadística y Censos.

INTI: Instituto Nacional de Tecnología Industrial

IVA: Impuesto al Valor Agregado.

MEyM: Ministerio de Energía y Minería.

TLC: Tratado de libre comercio

TRR: Recursos Técnicamente Recuperables

USDOE: Departamento de Energía de los Estados Unidos

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía.

TEP: Tonelada Equivalente de Petróleo.

VC: Valor de Corte, utilizado en la legislación para la determinación de los derechos de exportación

WTI: Precio internacional del petróleo West Texas Intermediate.

YPF: Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

UNIDADES DE MEDIDA

API Gravedad API, o grados API (American Petroleum Institute)

Bbl/día Barril de petróleo diario

BTU British Thermal Unit

BOE Barril de petróleo equivalente (en inglés)

m³/día Metros cúbicos diarios

MÚLTIPLOS

M Mil (10³)

MM Millón (10⁶)

EQUIVALENCIAS ENERGÉTICAS

Millón de BTU (MMBTU) = Mil pies cúbicos (Mpc) de gas natural

Barril de petróleo (bbl) = 1 barril de petróleo crudo equivalente (BOE)

BOE = 5,41 MMBTU

BOE = 153,1942 m³ de gas natural

Glosario

Balance energético: aplicación de la ecuación de la conservación de la energía a un sistema determinado. Contabilidad de cantidades de energía intercambiadas por un sistema.

Barril de petróleo: una unidad volumétrica (crudo, oil) equivalente a 42 galones americanos, 159 litros.

BBL/DÍA: producción de barriles diarios

Central eléctrica: instalación donde se efectúa la transformación de una fuente de energía primaria en energía eléctrica.

Ciclo combinado: combinación de una o más turbinas de gas y de vapor en una planta de generación de electricidad. Sistema que complementa la generación eléctrica producida con una turbina de gas, con el aprovechamiento del calor residual de la combustión en una caldera de recuperación. El rendimiento es muy superior a los sistemas tradicionales de generación de energía eléctrica.

Combustibles fósiles: sustancias combustibles procedentes de residuos vegetales o animales almacenados en periodos de tiempo muy grandes. Son el petróleo, gas natural, carbón, esquistos bituminosos, pizarras y arenas asfálticas.

Comercialización: actividad ligada a la compra de energía o gas al por mayor (por ejemplo, a una empresa generadora o en el mercado mayorista) y la vende al por menor (por ejemplo, a un consumidor cualificado).

Commodity: término inglés que se utiliza para referirse a las diferentes materias primas transadas en los mercados internacionales y que su cotización resulta subyacente a los mismos.

Concesión o permiso: una concesión es el derecho que le otorga el Estado a una persona física o jurídica para que realice actividades de extracción, de acuerdo con la ley vigente. En el caso de Argentina, los estados provinciales son propietarios de todas las riquezas que se encuentran en el suelo y para realizar la exploración y la explotación de un recurso se tiene que solicitar un permiso.

Distribución: actividad dedicada a la distribución de energía eléctrica o gas, así como a la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución.

Eficiencia energética: está asociada al concepto de conservación de la energía, pero no puede entenderse solamente como una reducción del consumo. Los países de América Latina tienen un desafío doble, crear las condiciones para una adecuada calidad de vida de toda la población, que en

muchos casos necesita aumentar su consumo de energía, y al mismo tiempo reducir la cantidad de energía que es convertida en bienes y servicios.

ENARSA: Energía Argentina Sociedad Anónima. Fue creada el 29 de diciembre del año 2004, por la Ley Nacional N° 25.943 y promulgada mediante el Decreto 1.529/2004.

Energía primaria: fuente de energía natural existente en la naturaleza, como el carbón, el petróleo, el gas natural, el sol, agua almacenada o en movimiento, las mareas, el viento, el uranio, calor almacenado en la tierra (geotermia), etc. Se obtienen de la naturaleza, en forma directa como en el caso de la energía hidráulica, eólica o solar, la leña y otros combustibles vegetales; o después de un proceso de extracción como el petróleo, carbón mineral, geoenergía, etc. Después de su transformación, la energía primaria produce energía secundaria o intermedia (combustibles líquidos, carbón, electricidad, etc.).

Esquisto: es un petróleo no convencional producido a partir de esquistos bituminosos mediante descomposición química, hidrogenación, o disolución térmica. Estos procesos convierten a la materia orgánica contenida dentro de la roca en petróleo sintético y gas.

Esquistos bituminosos (lutitas bituminosas): son rocas metamórficas arcillosas, generalmente negruzcas, que contienen materiales inorgánicos y orgánicos, procedentes de la fauna y la flora acuáticas. El contenido en petróleo de los esquistos bituminosos varía enormemente, de forma que de una tonelada pueden extraerse de 75 a 125 litros de petróleo.

Gas Natural: compuesto básicamente por metano, y una pequeña cantidad de otros gases más pesados dependiendo del yacimiento, como etano, propano, butano, etc.

Gas Natural Líquido: Gas natural en fase líquida mediante la reducción de la temperatura (a -161°C a presión atmosférica), para facilitar su transporte y/o almacenamiento. Para volver a utilizarlo, el GNL debe ser regasificado mediante el suministro de calor.

$\text{M}^3/\text{Día}$: producción de metros cúbicos diarios

Hidrocarburo: compuesto químico integrado por hidrógeno y carbono.

Reserva: cantidad conocida de un recurso explotable con las condiciones económicas y técnicas del momento.

Red troncal: infraestructura de comunicaciones que conecta la red secundaria con los yacimientos principales.

Transportista: empresa que tiene la función de transportar energía eléctrica o gas, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte. Las empresas transportistas están obligadas a brindar libre acceso a sus redes a cambio de unas tarifas de acceso reguladas por el Estado.

Yacimientos: acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas.

ANEXO I. Síntesis de los esquemas metodológicos utilizados en otros cálculos de renta

La renta como residuo					
Autor	Título	Año	Editorial	Contexto teórico	Elementos del cálculo
BARRERA Mariano	<i>Beneficios extraordinarios y renta petrolera en el mercado hidrocarburífero Argentino</i>	2013	Desarrollo Económico, vol. 53 N° 209-210.	<p>Cita a David Ricardo, donde la renta es siempre diferencial y a Karl Marx con las rentas absoluta y de monopolio.</p> <p>Entiende a la renta petrolera como la diferencia entre, por un lado, el precio del mercado internacional y, por el otro, los costos de extracción en una determinada zona más una ganancia media de la economía sobre el capital invertido (“precio de producción”).</p> <p>Conforme esto, la renta está asociada a la productividad de cada yacimiento y</p>	<p><i>Costo del barril:</i> sumatoria de los costos de descubrimiento, desarrollo y extracción</p> <p><i>Costos locales de extracción:</i> balances contables de cuatro empresas que, explican entre el 54% y 73% de la extracción de crudo nacional.</p> <p><i>Ganancia promedio local:</i> se consideró la rentabilidad media de la cúpula empresarial de la economía argentina.</p> <p><i>Precio internacional</i> del crudo: el West</p>

				al precio internacional del bien transable.	Texas Intermediate, WTI. <i>Segmentación:</i> compañías consideradas integradas y no integradas.
MANSILLA Diego	<i>“Una aproximación a la renta petrolera en la Argentina (1996-2005)”</i>	2006	Datos y Opinión de la coyuntura cooperativa CEFIM, vol. 223 N° 11-23.	Toma el concepto de “renta diferencial” consolidado en David Ricardo proveniente de la “escasez” de los recursos naturales no renovables. La renta no proviene de la naturaleza por sí misma, ni de las diferencias entre las productividades de los recursos; sino que surge a partir de la propiedad privada de los recursos naturales. El “costo de producción” relevante no es el	Costo del barril: sumatoria de los costos de descubrimiento, desarrollo y extracción. Costos locales de extracción: balances contables de Y.P.F. S.A.. Tasa de ganancia de referencia: se estimó la “ganancia normal” del 20%. Costo de producción Mg: información publicada por la EIA de costos en los EEUU.

				<p>costo medio de la rama sino el de la explotación menos productiva. Luego existe la renta petrolera absoluta de monopolio, definida por el poder de mercado que ejercen los “terratenientes” petroleros mundiales y definen que el precio internacional permanezca por encima del “precio de producción” por lo que se generan ganancias extraordinarias por sobre las rentas diferenciales.</p>	<p>Renta diferencial: diferencia entre el precio de producción local y el precio de producción del pozo marginal mundial. Renta absoluta: diferencia entre el precio internacional y el “precio de competencia” (apropiada por todos los yacimientos, aun los menos productivos).</p>
<p>CAMPODÓNICO Humberto</p>	<p><i>Renta petrolera y minera en países seleccionados de América</i></p>	<p>2008</p>	<p>CEPAL</p>	<p>Investiga la generación y distribución de la renta de los recursos naturales</p>	<p>Cálculo del valor de la producción: surge de multiplicar el volumen vendido</p>

	<i>Latina</i>			<p>en América Latina. En el caso de la renta petrolera los países seleccionados fueron: Argentina, Brasil, Ecuador, México y Venezuela. Para el estudio del sector minero: Chile y Perú, para el estudio de la renta de cobre y del oro.</p> <p>La renta petrolera y minera será estimada como la diferencia entre el valor de la producción a precios internacionales menos los costos de producción.</p>	<p>por el precio internacional del recurso natural.</p> <p>Cálculo del costo de producción: en el caso del petróleo los costos de producción se obtienen siguiendo la metodología del Departamento de Energía de EEUU. Estos costos incluyen los costos de exploración, extracción y producción, a los que se agregan los costos administrativos y la depreciación.</p>
--	---------------	--	--	--	---

ESTUDIO COMPARATIVO Y ALCANCES DE LA METODOLOGÍA MARXISTA

DACHEVSKY Fernando Germán y KORNBLIHTT Juan (2011). *“Aproximación a los problemas metodológicos de la medición de la tasa de ganancia y la renta de la tierra petrolera”*, INSTITUTO DE INVESTIGACIONES GINO GERMANI, Buenos Aires.

La acumulación de capital tiene a la tasa de ganancia como un indicador fundamental. A diferencia de otras formas convencionales de medir la rentabilidad, condensa en su formulación las relaciones que establece el capital como premisa y resultado del proceso de valorización.

- En todos los trabajos que estudian la tasa de ganancia se plantea el **problema** de cómo encarar **un sistema de registro** que dé cuenta del valor a nivel social en base a sistemas de estadísticas y cuentas nacionales **basadas en metodologías que no tienen por objeto este cálculo.**

Medidas que no toman en cuenta la rotación del capital (los márgenes)

- 1.1 **Margen ganancia:** presenta a la ganancia como un porcentaje de los ingresos totales.

$$mp = \frac{KTA' - ktc}{KTA'}$$

Dónde: mp = Margen sobre el precio; KTA' = Capital total que surge luego de finalizado el proceso de valorización; ktc = Capital total consumido

- 2.1 **Markup:** porcentaje que se agrega a los costos. En la práctica suele identificarse con la diferencia existente entre los precios mayoristas y minoristas, como porcentaje de los primeros.

$$mu = \frac{KTA' - ktc}{ktc}$$

Estos cálculos no permiten avanzar en el reconocimiento del proceso que lleva a la valorización de capital. No incluyen ninguna referencia que permita entender la relación entre la ganancia y el capital que fue adelantado y consumido. "...su insuficiencia radica en que la inversión o gasto que realiza el capitalista, como regla no coincide con sus costos de producción" (Valenzuela Feijóo 2009, p. 34).

Medida que relaciona el capital adelantado y la ganancia

Determinaciones del capital adelantado y la ganancia, en base a los planteos de Marx (1998):

La tasa de plusvalor:

- Lo específico del intercambio por el cual las mercancías pueden ser igualadas es el trabajo social necesario para su producción.

- La **fuerza de trabajo** es la única mercancía capaz de agregar valor más allá del necesario para su reproducción, es decir, **un plusvalor**.
- Dicha capacidad, sólo se concreta en el proceso de producción, y se realiza en la circulación. $(D - M (FT;MP) - PP - M' - D')$
- Podemos diferenciar las mercancías que transfieren valor (**capital constante**) y aquellas que, además de transferir, agregan valor (**capital variable, la fuerza de trabajo**).
- Existe una diferencia en la forma y velocidad de transferir valor a las mercancías. El capital constante transfiere su valor en forma parcial a lo largo de su vida útil (**capital fijo**), existe otra porción de capital constante que toma cuerpo en forma íntegra en la nueva mercancía (materias primas) o que se consume por completo (la energía o el combustible) es, junto a la mercancía fuerza de trabajo, el **capital circulante**.
- Fórmula⁴⁶:

$$p' = \frac{pv}{v}$$

Donde: pv = plusvalor y v = valor del capital variable

- El incremento de p' puede realizarse por dos vías:
 1. Extender en forma directa la parte impaga del trabajo. Es decir aumentar pv en forma absoluta. Esta vía encuentra un límite en la capacidad física del obrero
 2. Reducir el valor de la fuerza de trabajo. Es decir, aumentar la plusvalía en forma relativa. Esto implica reducir el valor individual de las mercancías que consumen los obreros mediante la intensificación del trabajo (aumento de la productividad)⁴⁷.

La tasa general de ganancia:

- Relación entre capital total adelantado (*KTA*) y la porción del “excedente” que emerge del proceso de valorización. Es decir, una relación entre *KTA* y *D'* menos el capital consumido, es decir las ganancias (*g*).
- Fórmula:

$$g' = \frac{g}{KTA}$$

⁴⁶ En esta relación, cabe realizar una aclaración. No toda mercancía fuerza de trabajo genera un plusvalor. Sólo aquella que es consumida en actividades productivas, por las cuales, se opera una transformación física de la mercancía. Existen otras actividades necesarias para que se produzca el ciclo de valorización de capital, pero que no transforman físicamente a la mercancía y por lo tanto, no aparece en la tasa de plusvalía

⁴⁷ En primera instancia, el aumento de la productividad no es más que una forma de intensificación (y por lo tanto prolongación) de la jornada laboral. De esta forma, en lo inmediato, la mecanización se presenta como un mecanismo de incremento de la plusvalía absoluta. Luego, en la medida en que, a nivel global, la mecanización resulte en un abaratamiento de las mercancías que hacen a la reproducción de la fuerza de trabajo, la plusvalía se incrementará en forma relativa.

Donde: g' = tasa de ganancia, g = ganancia y KTA = capital total adelantado.

- Por g se entiende a los ingresos obtenidos en un período menos el capital consumido (porción consumida del capital fijo, en el período, y de capital circulante).
- Para KTA , se toma **todo el capital fijo** y la **cantidad inicial de capital circulante**.

$$g = P - Kfc - Kcc - Kvc$$

$$KTA = Kfa + \frac{Kcc + Kvc}{n}$$

donde: P = producto, Kfa = capital fijo adelantado, Kcc = capital circulante, consumido, Kvc = capital variable consumido y n = velocidad de rotación.

La tasa promedio de ganancia:

- En términos de valor, **existen ramas con una mayor pv' dada la proporción de trabajo vivo** por sobre el trabajo muerto. Esta diferencia, sin embargo, se anula mediante la movilidad del capital intra e interramas. Este movimiento tiende a nivelar, en forma paulatina, las tasas de ganancias de las diferentes ramas en torno a un promedio.
- Cada capital gana, no por su capacidad de producir plusvalor, sino en proporción al capital adelantado. A su vez, el conjunto de los capitalistas explota al conjunto de los obreros, ya que su ganancia no proviene sólo de la plusvalía extraída de su compra particular de fuerza de trabajo, sino de otras ramas.
- La tasa media de ganancia corresponde a un promedio de las múltiples tasas de ganancia existentes. A nivel particular, se trata de un indicador que da cuenta de la vitalidad de un capital individual y de sus perspectivas, teniendo en cuenta que aquellos que se encuentren por encima y obtengan ganancias extraordinarias empujarán al resto de los capitales a seguirlos o perecer.

COMPONENTES EMPÍRICOS DE LA TASA DE GANANCIA

Capital adelantado

Capital **constante fijo** adelantado (Kfa): La aproximación a la medición del capital constante adelantado, en las cuentas nacionales tradicionales, corresponde a la figura del **stock de capital fijo**.

- Valuación de activos pasados:

1. **a precios corrientes:** stock valuado al precio del año en que se toma el stock (es un precio de reposición⁴⁸). Se toma la sumatoria de la inversión neta (descontados el consumo de capital fijo) en el año original (i), pero cada año se las deflaciona con los índices de precios de la producción (ipi) llevándola a los precios actuales (t).

$$Kc(t) = ipi(t) \cdot \sum \frac{IN(i)}{ipi(i)}$$

Donde KC = Capital a precios corrientes ipi = índice de precios de la inversión, IN = inversión inicial

2. **a precios históricos:** stock valuado a los precios tal como fueron pagados originalmente.

$$Kh(t) = \sum IN(i)$$

donde KH = capital a costos históricos, IN = inversión neta (es decir, inversiónbruta menos consumo de capital fijo).

- Criterio para transformar los flujos de inversión fija en un stock, el método más utilizado es el llamado **Método de Inventario Permanente (MIP)**. Consiste en partir de un monto de stock inicial y desde entonces adicionar los valores de inversión bruta y restar el consumo estimado en base a una serie de supuestos acerca de la vida útil de los activos y la forma en que estos son consumidos⁴⁹.
- Distribución estadística estimada que seguirá el consumo del capital invertido a lo largo de su vida útil.

1. **Lineal:** supone que el capital fijo adelantado se consume de manera uniforme a lo largo de su vida útil (si la máquina vale 10 pesos y su vida útil es de 10 años, cada año se consume 1 peso). El valor del capital en cada año puede expresarse de la siguiente manera:

$$VK_t = 1 - \frac{Vk_0}{T}$$

Donde Vk_t =valor del capital en cada año, Vk_0 =valor del capital en el año inicial, T = vida útil y el subíndice t indica la edad del activo.

⁴⁸ Se llama de reposición porque se parte de la idea de valuar en función de cuánto vale la inversión si se tuviese que volver a realizar.

⁴⁹ Limitaciones del MIP: a) No tener en cuenta la entrada y salida de producción de maquinaria por fuera del parámetro de vida útil estimado. b) El supuesto de los tiempos de rotación del capital fijo constantes. c) El supuesto de que la inversión comienza a ser consumida inmediatamente y no recién cuando esta entra en producción. Lo cual, es particularmente relevante en el caso de la inversión en infraestructura.

2. **Geométrica:** supone que el consumo es mayor en los primeros años de vida útil y, luego, va decreciendo.

$$VK_t = Vk_0 \left(1 - \frac{1}{T}\right)^t$$

3. **Hiperbólica:** supone que el consumo es mayor en los últimos años de vida útil.

$$VK_t = Vk_0 \frac{(T - t - 1)}{T - \beta (t - 1)}$$

Donde β es un parámetro que define la curvatura de la distribución.

4. **Rectangular:** supone la depreciación se efectiviza al final de la vida útil. Durante el período de la vida útil, el valor del capital en cada año siempre es igual al valor del capital en el año inicial. Es decir, mientras $t < T$, $Vk_t = Vk_0$. Ni bien, la edad t alcanza la vida útil T , VK toma valor cero.
- La distribución geométrica suele ser la recomendada en los manuales de medición de capital de la OCDE. Sin embargo, lo que se quiere observar es cómo el capital adelantado es transferido a la mercancía en el proceso de producción⁵⁰; en ese sentido resulta preferible la **depreciación lineal**.

Capital **circulante** (constante y variable) adelantado. La fuerza de trabajo y las materias primas entran por completo en cada ciclo de producción. Por lo tanto el capital circulante adelantado corresponde a lo que se paga por ellos previo al inicio de ciclo de rotación.

⁵⁰ Por ejemplo, el precio de un automóvil, al año siguiente de ser adquirido, puede caer un 20% y, durante los años posteriores, continuar reduciéndose a tasas cada vez menores. Sin embargo, esta pérdida de precio del activo a estimar no necesariamente coincidirá con las veces que fue usado y por lo tanto de desgaste.

ANEXO II. Recorrido normativo de los derechos de exportación

Actualmente las retenciones a la exportación se rigen por la Resolución N° 1077 emitida en el año 2014 por la ex Secretaría de Energía. La alícuota de derecho se relaciona con el nivel de precios internacionales del crudo y resulta “testimonial” en términos económicos hasta el valor de USD 70 por barril (1% DE), a partir de este precio el porcentaje de retención es variable y genera un ingreso fijo y máximo para el exportador de USD 70 por barril. A continuación se reseña el recorrido normativo que se dio para este instrumento.

Mayo de 2002

Los Decretos Nro. 310 de fecha 13 de febrero de 2002, 809 y sus normas complementarias fijaron derechos de exportación (DE) a determinados hidrocarburos (ente los que se incluye el petróleo crudo).

Mayo de 2004

La Resolución N° 337 del ex Ministerio de Economía y Producción (MEyP) elevó al veinticinco por ciento (25%) el derecho de exportación aplicable al aceite crudo de petróleo y de mineral bituminoso.

Agosto de 2004

La Resolución N° 532/2004 del ex MEyP mantuvo el DE del veinticinco por ciento para todos los valores del WTI y a partir de USD 32 por barril y luego estableció segmentos que incrementaban progresivamente el derecho.

Noviembre de 2007

La Resolución N° 394/2007 deroga la 532 y fijó “valores de referencia y de corte” para los hidrocarburos.

Se definió una fórmula para calcular la alícuota. Donde, en los casos que el precio internacional supere o iguale al valor de referencia, la alícuota de exportación se calculaba con la siguiente fórmula:

$$d = \frac{P_i - VC}{VC} \times 100$$

Donde, d: Derecho de Exportación; Pi = Precio Internacional; VC = Valor de Corte

Si el precio internacional era inferior al valor de referencia (USD 60,9 por BBL) se aplicaba una alícuota del 45%.

Art. 6° — En el caso que el precio internacional del petróleo, fuese inferior a DOLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA Y CINCO (US\$ 45) por barril, se procederá a determinar los porcentajes a aplicar, en un plazo de NOVENTA (90) días hábiles.

	En USD/M3		En USD/BBI	
	Valor de Corte	Valor de referencia	Valor de Corte	Valor de referencia
2709.00 ACEITES CRUDOS DE PETROLEO O DE MINERAL BITUMINOSO				
2709.00.10 De petróleo	264	383	42	70
2709.00.90 Los demás	264	383	42	70

Enero de 2013

La Resolución N° 1/2013 define nuevos valores para el cálculo: “Sustitúyense en el Anexo I de la Resolución N° 394/2007 las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del MERCOSUR.”

	En USD/M3		En USD/BBI	
	Valor de Corte	Valor de referencia	Valor de Corte	Valor de referencia
2709.00 ACEITES CRUDOS DE PETROLEO O DE MINERAL BITUMINOSO				
2709.00.10 De petróleo	440	503	70	80
2709.00.90 Los demás	440	503	70	80

Octubre de 2014

La Resolución 803/2014, modifica el “salto” que se establecía en el DE en el margen de 79-8 dólares la Resolución N° 394/2007.

Precio Internacional (USD/Bbl)	Precio Internacional (USD/m3)	Alícuota de retención
Menor a 80	Menor a 503	13,00%
Menor a 75	Menor a 472	11,50%

Menor a 70	Menor a 440	10,00%
-------------------	-------------	--------

Diciembre de 2014 (VIGENTE)

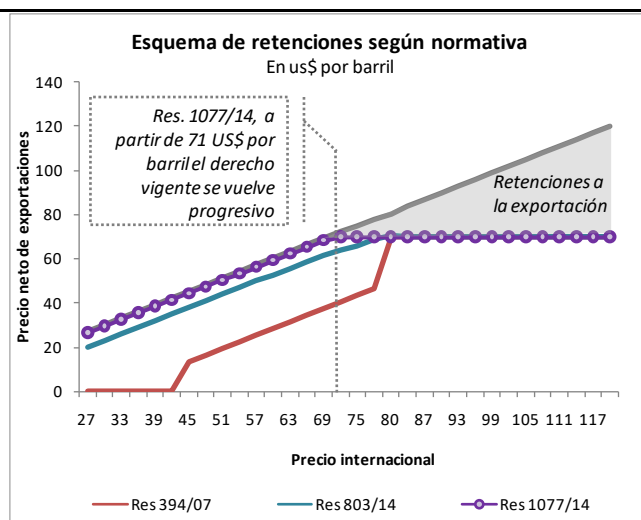
La Resolución N° 1077/2014 deroga la 394/07 y cambia los parámetros para el cálculo

- PI: Valor Brent de referencia del mes N menos USD 8,0 por barril;
- “Valor Brent de referencia”: es el promedio de los precios para el ICE Brent primera línea o mes inmediato publicado por el “PlattsCrudeMarketwire” bajo el encabezado “FuturesSettlements” desde el día 21 del segundo mes inmediato anterior (mes N-2), inclusive y el día 20 del mes inmediato anterior (mes N-1) inclusive.
- “N”: es el mes de la exportación.

Discrimina el derecho por las posiciones con progresión sobre el valor agregado.

DE del crudo:

Precio internacional (USD/bbl)	Alícuota de retención
Menor a 71	1%
Mayor o igual a 71	$(PI - 70) / 70 \times 100$



Precios del crudo interno, de exportación y monto del derecho de exportación por barril. Años 2010-2015

Año	Trim.	Promedio crudo interno		Precio de exportación		Brent		Precio de exportación neto de derechos		DE
		USD/m 3	USD/B bl	USD/m 3	USD/B bl	USD/m 3	USD/B bl	USD/m 3	USD/B bl	USD/B bl
2010	I	323,6	51,5	469,8	74,8	494,8	78,8	264,0	42,0	32,8

	II	329,1	52,4	457,2	72,8	489,5	77,9	264,0	42,0	30,8
	III	343,9	54,7	456,6	72,7	479,1	76,2	264,0	42,0	30,7
	IV	369,2	58,8	509,9	81,2	535,8	85,3	264,0	42,0	39,1
2011	I	366,0	58,3	563,7	89,7	591,8	94,2	264,0	42,0	47,7
	II	374,1	59,5	672,5	107,0	646,2	102,9	264,0	42,0	65,0
	III	406,6	64,7	646,1	102,8	564,6	89,9	264,0	42,0	60,8
	IV	445,1	70,8	703,3	111,9	591,7	94,2	264,0	42,0	69,9
2012	I	467,6	74,4	696,8	110,9	647,7	103,1	264,0	42,0	68,9
	II	466,6	74,3	669,1	106,5	588,1	93,6	264,0	42,0	64,5
	III	465,8	74,1	644,0	102,5	580,0	92,3	264,0	42,0	60,5
	IV	460,2	73,2	647,7	103,1	555,4	88,4	264,0	42,0	61,1
2013	I	443,0	70,5	660,5	105,1	593,6	94,5	440,0	70,0	35,1
	II	467,9	74,5	627,4	99,9	592,6	94,3	440,0	70,0	29,8
	III	462,3	73,6	659,8	105,0	665,6	105,9	440,0	70,0	35,0
	IV	474,4	75,5	665,5	105,9	612,8	97,5	440,0	70,0	35,9
2014	I	451,4	71,8	645,5	102,7	620,6	98,8	440,0	70,0	32,7
	II	486,5	77,4	656,0	104,4	647,8	103,1	440,0	70,0	34,4
	III	479,3	76,3	586,7	93,4	611,1	97,3	440,0	70,0	23,3
	IV	470,6	74,9	431,3	68,6	460,1	73,2	146,7	63,1	5,6
2015	I	420,0	66,9	319,8	50,9	306,3	48,7	0,0	50,9	0,0
	II	426,5	67,9	330,2	52,6	364,5	58,0	0,0	52,6	0,0
	III	430,7	68,6	316,5	50,4	292,1	46,5	0,0	50,4	0,0
	IV	388,4	61,8	251,7	40,1	265,3	42,2	0,0	40,1	0,0

Fuente: elaboración propia en base a datos de MEyM, Platts, British Petroleum e Infoleg.

ANEXO III. Metodología de cálculo para el margen de refinación o “*crack spread*”

En base a la metodología utilizada en los informes mensuales de precios de la energía publicados por la consultora Montanat y Asociados se calculó el margen bruto de refinación en la Argentina a través de la siguiente fórmula:

$$\text{Margen bruto (MB)}_i = \frac{2 * \text{Precio del gasoil}_i + \text{Precio de la nafta}_i - 3 * \text{Precio del crudo}_i}{3}$$

Dónde: Precio del crudo: es el precio del crudo que surge de ponderar el mix de crudos consumido por las refinerías y los datos de precios internos publicados en la sección de “Regalías” del Ministerio de Energía y Minería

Los precios del gasoil y la nafta son los precios en puerta de planta reconstruidos a partir de los precios promedio del gasoil y nafta en surtidor y al público que publica el Ministerio de Energía y Minería. Para estimar dicho valor se utilizó la siguiente fórmula:

$$\text{Precio de refinación}_i = \frac{\text{Precio en surtidor}_i - (\text{Mbc} + \text{Flete})_i * (1 + \text{IVA})_i}{(1 + \text{ICLG} + \text{otros} + \text{IIBB} + \text{IVA})_i}$$

Dónde: Precio de refinación: es el precio de venta al público relevado por la Secretaría de Energía, MC: es el margen bruto de comercialización, Flete: es el costo del flete entre refinería y estación de servicio, IVA: es la tasa de impuesto al valor agregado (21%), ICLG: es la tasa de Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural para el gasoil (19%) y la nafta (62%), Otros: se compone por la Tasa de Infraestructura Hídrica y la tasa de Impuesto al Gasoil, e IIBB: es la alícuota de ingresos brutos que paga la refinería (3,5%).

Margen de refinación y cantidades de crudo procesado por tipo. Años 2010-2015

Año	Trim.	Margen Bruto de Refinación		Miles BBL diarios procesados	Tipo de crudo procesado (en MilesBbl)				
		USD/m ³	USD/Bbl		Medanito	Hidra	Escalante	Cañadón Seco	Importado
2010	I	67,4	10,7	551,7	314,3	22,3	102,4	112,6	0,0
	II	85,0	13,5	533,9	307,7	26,3	89,3	110,5	0,0
	III	79,6	12,7	541,9	307,7	23,7	99,9	110,6	0,0
	IV	90,4	14,4	499,8	302,4	19,6	81,1	96,7	0,0
2011	I	88,0	14,0	532,7	305,0	22,8	105,9	99,0	0,0

	II	110,6	17,6	520,9	298,6	23,3	147,6	51,4	0,0
	III	152,0	24,2	519,8	287,5	20,4	112,5	99,4	0,0
	IV	144,9	23,1	499,7	286,6	20,5	88,7	103,8	0,0
2012	I	171,3	27,3	516,6	295,6	19,7	92,0	109,4	0,0
	II	192,9	30,7	505,3	305,7	19,8	82,0	97,8	0,0
	III	190,9	30,4	512,6	312,7	19,1	91,6	89,2	0,0
	IV	183,4	29,2	504,2	304,3	20,0	89,1	90,9	0,0
2013	I	183,3	29,2	531,0	272,8	19,4	132,7	100,9	5,1
	II	194,6	31,0	518,0	277,7	21,2	118,1	95,1	6,0
	III	202,4	32,2	542,4	281,2	20,6	118,0	114,1	8,6
	IV	193,8	30,9	536,5	274,1	19,8	119,3	114,9	8,3
2014	I	207,0	32,9	503,0	264,4	18,3	97,6	114,9	7,8
	II	232,7	37,0	554,1	275,0	19,0	117,8	123,8	18,4
	III	233,8	37,2	531,5	267,0	18,6	116,3	115,2	14,3
	IV	246,4	39,2	531,1	271,5	19,8	133,0	104,2	2,6
2015	I	231,9	36,9	538,7	272,1	20,4	129,6	115,0	1,6
	II	218,5	34,8	547,0	275,2	17,1	130,6	108,2	15,9
	III	235,7	37,5	536,2	266,9	17,2	126,0	94,1	32,1
	IV	228,0	36,3	530,0	263,1	20,8	112,2	114,4	19,5

Fuente: elaboración propia en base a datos del MEyM y Montanat (2015).

Anexo estadístico

Renta hidrocarburífera por tipo de actor social de apropiación. Años 2010-2015

En millones de dólares

Año	Trim	Total	Extractivas		Apropiada por otros actores								
			Direc-ta	c/Pr o-moción	Total	Estado					Sobre-valoración de la mone	Refi-nadoras	Consu-midores
						Tot-al	Total (sin desco-ntar prom	Tra-nsfe-rencias del	Der-cho s de exp	Regalías Naci-ón			

							oción)	Esta do	or- taci ón			da		
2010	I	3.703	1.298	1.298	2.404	1.243	1.243	0	734	9,7	424	76	1.153	8,1
	II	3.691	1.643	1.926	2.049	783	1.067	284	597	10,6	422	37	929	53,2
	III	3.614	1.726	1.726	1.888	992	992	0	554	12,6	425	0	897	0
	IV	3.822	1.496	1.924	2.326	870	1.298	428	839	12,6	446	0	1.028	0
2011	I	4.209	1.013	1.133	3.196	1.215	1.336	120	869	12,1	455	0	1.308	552,7
	II	4.078	709	709	3.369	1.312	1.312	0	848	13,8	406	45	1.377	679,7
	III	3.945	519	519	3.426	1.594	1.594	0	1.101	14,7	476	2	1.456	376,9
	IV	4.265	616	616	3.649	1.978	1.978	0	1.437	14,9	527	0	1.469	201,5
2012	I	4.416	781	781	3.635	1.784	1.784	0	1.170	17,1	537	60	1.621	231,0
	II	3.867	712	712	3.155	1.881	1.881	0	1.227	17,4	522	115	1.274	0
	III	3.867	751	751	3.116	1.563	1.563	0	1.052	15,7	495	0	1.553	0
	IV	3.619	372	372	3.247	1.702	1.702	0	1.186	17,8	495	4	1.528	17,2
2013	I	3.714	1.131	1.608	2.583	515	992	477	508	19,7	464	0	1.505	86,7
	II	3.769	1.510	2.392	2.259	251	1.134	883	524	16,8	487	106	1.125	0
	III	4.438	1.960	1.960	2.478	0	910	1.109	413	16,9	474	6	1.568	0

	IV	4.01 1	1.47 5	2.06 9	2.536	428	1.022	595	478	19,3	525	0	1.51 4	0
	I	3.97 5	1.47 7	2.15 9	2.498	463	1.146	682	532	18,4	485	111	1.29 7	55,0
201	II	4.12 8	1.94 8	1.94 8	2.180	0	1.069	1.07 6	452	18,5	497	102	1.11 1	0
4	III	3.94 0	2.39 3	2.39 3	1.547	0	792	1.00 2	244	20,7	514	13	755	0
	IV	2.78 7	2.13 5	2.13 5	652	0	652	666	78	19,1	555	0	0	0
	I	1.44 3	866	866	577	0	577	884	0	18,8	503	56	0	0
201	II	1.91 8	1.36 1	1.36 1	557	0	557	605	0	19,9	497	40	0	0
5	III	1.36 2	845	845	517	0	517	613	0	19,5	478	20	0	0
	IV	1.16 0	644	1.01 6	517	144	517	372	0	20,3	486	11	0	0

Fuente: elaboración propia en base a datos de MEyM, BCRA, INDEC, EIA y BP.

Regalías por jurisdicción y tipo de hidrocarburo. Años 2010-2015

En millones de dólares

Año	Trim.	Regalías			Hidrocarburo			
		Total	Nación	Provincias	Gas	Petróleo crudo	Condensado	GLP
2010	I	434,2	9,7	424,5	99,5	304,3	24,4	6,0
	II	432,5	10,6	421,9	86,5	313,3	26,0	6,6
	III	437,9	12,6	425,3	79,1	324,6	27,8	6,3
	IV	458,7	12,6	446,1	99,5	322,7	29,1	7,4
2011	I	466,6	12,1	454,6	96,6	334,7	27,8	7,5
	II	419,5	13,8	405,8	87,4	294,9	29,1	8,2
	III	491,1	14,7	476,4	81,3	368,8	33,1	7,9
	IV	542,0	14,9	527,1	99,6	401,8	30,1	10,5
2012	I	553,9	17,1	536,9	97,3	414,7	34,7	7,2
	II	539,2	17,4	521,9	84,9	411,5	36,8	6,1
	III	510,7	15,7	495,0	70,9	401,0	36,5	2,4
	IV	512,7	17,8	494,9	97,8	376,4	34,0	4,5
2013	I	484,0	19,7	464,3	95,3	346,8	31,3	10,5
	II	504,0	16,8	487,2	79,6	385,7	33,5	5,1
	III	491,3	16,9	474,4	64,8	386,5	38,1	1,9
	IV	544,5	19,3	525,2	98,1	405,1	37,5	3,8
2014	I	503,6	18,4	485,2	98,4	372,3	29,0	3,9
	II	515,5	18,5	497,0	87,3	397,6	27,7	2,9
	III	534,9	20,7	514,2	91,3	411,0	31,5	1,1
	IV	574,5	19,1	555,4	106,8	431,2	32,3	4,1
2015	I	521,4	18,8	502,6	109,0	379,8	28,5	4,2
	II	517,0	19,9	497,1	99,4	387,6	26,8	3,2
	III	497,2	19,5	477,7	83,8	383,7	28,6	1,2
	IV	506,1	20,3	485,8	115,9	363,0	26,4	0,9

Fuente: elaboración propia en base a datos de MEyM, BCRA, INDEC, EIA y BP.

Derechos de exportación, exportaciones y precio internacional del crudo. Años 2010-2015

Año	Trim.	Precio internacional (USD/BBL)	Derechos de exportación (en MMUSD)	Exportaciones (en MMUSD)	% apropiado de las exportaciones
2010	I	78,8	733,7	1.761	41,7
	II	77,9	597,2	1.512	39,5
	III	76,2	553,8	1.385	40,0
	IV	85,3	839,1	1.821	46,1
2011	I	94,2	868,9	1.710	50,8
	II	102,9	847,5	1.329	63,8
	III	89,9	1.100,7	1.620,0	67,9
	IV	94,2	1.436,5	1.945	73,9
2012	I	103,1	1.169,9	1.760	66,5
	II	93,6	1.226,5	1.773	69,2
	III	92,3	1.052,4	1.601	65,7
	IV	88,4	1.185,6	1.716	69,1
2013	I	94,5	507,8	1.354	37,5
	II	94,3	524,2	1.694	30,9
	III	105,9	412,6	1.244	33,2
	IV	97,5	477,6	1.293	36,9
2014	I	98,8	531,7	1.609,0	33,0
	II	103,1	451,9	1.353,0	33,4
	III	97,3	244,5	1.000	24,4
	IV	73,2	77,8	904	8,6
2015	I	48,7	0	694	0
	II	58,0	0	569	0
	III	46,5	0	355	0
	IV	42,2	0	401	0

Fuente: elaboración propia en base a datos de MEyM, BCRA, INDEC, EIA y BP.

Renta por sobrevaluación de la moneda y tipos de cambio intervinientes. Años 2010-2015

Año	Trim.	Renta apropiada por sobrevaluación de la moneda (en MMUSD)	Porcentaje de sobre/subvaluación	Tipo de Cambio de Paridad (\$/USD)	Tipo de Cambio Comercial (\$/USD)
2010	I	75,6	4,5	4,01	3,84
	II	36,8	2,5	4,00	3,90
	III	0	-2,1	3,86	3,94
	IV	0	-4,5	3,79	3,97
2011	I	0	-2,8	3,90	4,01
	II	45,2	3,5	4,23	4,08
	III	1,9	0,1	4,17	4,17
	IV	0	-2,2	4,17	4,26
2012	I	59,8	3,5	4,49	4,34
	II	115,2	6,9	4,76	4,45
	III	0,0	-1,2	4,55	4,61
	IV	3,7	0,2	4,81	4,80
2013	I	0	-0,8	4,98	5,01
	II	105,8	6,7	5,59	5,24
	III	6,3	0,5	5,61	5,59
	IV	0	-1,1	5,99	6,06
2014	I	110,6	7,4	8,19	7,63
	II	101,7	8,1	8,71	8,06
	III	12,6	1,3	8,41	8,30
	IV	0	-0,9	8,43	8,51
2015	I	55,5	8,7	9,44	8,69
	II	39,6	7,5	9,62	8,95
	III	19,9	5,9	9,80	9,25
	IV	10,6	2,7	10,46	10,18

Fuente: elaboración propia en base a datos de MEyM, BCRA, INDEC, EIA y BP.

Renta a refinadoras y precios intervinientes. Años 2010-2015

Año	Trim.	Renta apropiada por refinadoras (en MMUSD)	Precio del mix de crudos (USD/BBL)	Precio internacional (USD/BBL)	Margen bruto unitario (USD/BBL)	Renta unitaria (USD/BBL)
2010	I	1.152,6	51,5	78,8	10,7	27,1
	II	928,9	52,4	77,9	13,5	24,4
	III	896,8	54,7	76,2	12,7	21,5
	IV	1.027,9	58,8	85,3	14,4	26,5
2011	I	1.308,1	58,3	94,2	14,0	31,5
	II	1.377,1	59,5	102,9	17,6	24,3
	III	1.455,6	64,7	89,9	24,2	17,7
	IV	1.469,1	70,8	94,2	23,1	14,8
2012	I	1.620,5	74,4	103,1	27,3	25,4
	II	1.273,8	74,3	93,6	30,7	14,3
	III	1.552,7	74,1	92,3	30,4	18,2
	IV	1.527,8	73,2	88,4	29,2	15,2
2013	I	1.504,6	70,5	94,5	29,2	19,8
	II	1.124,7	74,5	94,3	31,0	17,2
	III	1.567,8	73,6	105,9	32,2	32,4
	IV	1.513,8	75,5	97,5	30,9	22,0
2014	I	1.297,3	71,8	98,8	32,9	23,3
	II	1.110,7	77,4	103,1	37,0	25,7
	III	754,7	76,3	97,3	37,2	21,0
	IV	0	74,9	73,2	39,2	0
2015	I	0	66,9	48,7	36,9	0
	II	0	67,9	58,0	34,8	0
	III	0	68,6	46,5	37,5	0
	IV	0	61,8	42,2	36,3	0

Fuente: elaboración propia en base a datos de MEyM, BCRA, INDEC, EIA y BP.

Renta a consumidores y precios intervinientes. Años 2010-2015

Año	Trim.	Renta apropiada por consumidores (en MMUSD)	Precio local de los combustibles (USD/BBL)	Precio internacional de los combustibles (USD/BBL)
2010	I	8,1	0,79	1,19
	II	53,2	0,85	1,28
	III	0	0,84	1,28
	IV	0	0,88	1,33
2011	I	552,7	0,88	1,24
	II	679,7	0,96	1,30
	III	376,9	1,09	1,48
	IV	201,5	1,10	1,48
2012	I	231,0	1,17	1,38
	II	0	1,23	1,43
	III	0	1,21	1,41
	IV	17,2	1,17	1,37
2013	I	86,7	1,16	1,34
	II	0	1,21	1,38
	III	0	1,21	1,38
	IV	0	1,18	1,34
2014	I	55,0	1,14	1,25
	II	0	1,24	1,32
	III	0	1,25	1,33
	IV	0	1,28	1,36
2015	I	0	1,20	1,22
	II	0	1,17	1,15
	III	0	1,20	1,18
	IV	0	1,15	1,13

Fuente: elaboración propia en base a datos de MEyM, BCRA, INDEC, EIA y BP.

Renta apropiada por extractivas y principales firmas. Años 2010-2015

En millones de dólares

Año	Trim.	Incentivos	Total	YPF	PAE	Petrobras	Resto
2010	I	0	1.298,4	559,4	244,3	86,2	408,5
	II	283,6	1.642,8	707,4	309,1	105,7	520,5
	III	0	1.725,6	738,7	322,6	113,2	551,2
	IV	427,7	1.496,0	625,9	286,3	104,8	479,1
2011	I	120,4	1.012,9	439,9	191,8	66,6	314,6
	II	0	708,9	271,0	154,2	52,9	230,8
	III	0	519,3	215,8	102,3	35,6	165,6
	IV	0	615,9	261,4	118,4	42,2	193,9
2012	I	0	781,2	326,6	149,8	54,1	250,7
	II	0	712,1	300,1	127,1	49,3	235,5
	III	0	751,3	314,5	132,8	50,5	253,5
	IV	0	371,7	153,6	67,0	25,0	126,1
2013	I	477	1.130,6	478,2	198,6	77,1	376,7
	II	882,5	1.510,0	641,2	269,8	101,3	497,7
	III	0	1.959,8	843,9	351,2	125,2	639,5
	IV	594,5	1.474,7	648,7	264,2	88,1	473,7
2014	I	682,4	1.476,8	660,3	264,9	81,0	470,5
	II	0	1.948,3	885,9	363,2	80,1	619,1
	III	0	2.392,8	1.107,7	449,2	97,7	738,3
	IV	0	2.134,8	998,7	403,7	83,0	649,4
2015	I	0	865,9	401,9	167,1	33,0	263,9
	II	0	1.360,9	633,4	264,0	36,0	427,5
	III	0	844,9	394,0	166,5	23,3	261,2
	IV	372,4	643,6	303,0	126,9	16,5	197,1

Fuente: elaboración propia en base a datos de MEyM, BCRA, INDEC, EIA y BP.