

Tesis de MBA

Estrategias de Crecimiento de la Refinación de Petróleo en Argentina

Autor: Leandro Gabriel Jeifetz

Tutor: Leonardo Monsalvo

Ciudad de Buenos Aires, Marzo de 2021.

AGRADECIMIENTOS

A mi mujer, Agustina, por su incondicional compañía y afecto durante la cursada de la maestría; a mis padres, Liliana y Carlos, por su constante apoyo e interés; a mi hermano Guido, quien me precedió en la realización del curso y me ayudó cada vez que estuvo a su alcance; a mi tutor de tesis, Leonardo, por la dedicada supervisión de este trabajo y sus muy valiosos aportes.

RESUMEN

La refinación de petróleo a nivel global es una actividad madura, con perspectivas de entrar en declinación en las próximas décadas, en favor de fuentes renovables de energía y de la electrificación del transporte. Si bien estas tendencias avanzarán primero en los países desarrollados, Latinoamérica no será ajena. Las refinerías de la región son en promedio menos complejas y más ineficientes energéticamente que las de Estados Unidos, Asia y Europa. En un mercado mundial de crudo y derivados comoditizado y que tenderá achicarse, sólo las refinerías más competitivas y complejas prevalecerán.

La refinación en Argentina sigue las generalidades de la región. El excedente sostenido de petróleo pesado y de derivados de petróleo de bajo valor (nafta de bajo octano y gas licuado), y un déficit muy relevante de derivados de alto valor (principalmente gasoil) reflejan una capacidad de refinación insuficiente. Si se desarrolla la producción de petróleo y gas natural de yacimientos no convencionales en Vaca Muerta, se espera que Argentina reduzca marcadamente su déficit de derivados y genere un gran excedente exportable de crudo. En ese contexto, puede ser atractivo construir una nueva refinería que le agregue valor y exporte derivados a países de la región. Si en cambio el desarrollo de dichos yacimientos se frena, Argentina puede convertirse en importador de crudo. En tal caso, tendrán ventaja las refinerías más complejas, capaces de extraer mayor valor de los crudos pesados, más baratos en el mercado internacional. Por su parte, si la producción de gas natural de yacimientos no convencionales no se desarrolla, Argentina mantendrá un elevado consumo de fuel oil en usinas e industrias, reduciendo el incentivo para instalar nuevas plantas de conversión de combustibles pesados en gasoil y gasolina.

Se presentan en esta tesis tres análisis estratégicos cualitativos, de cadena de valor, de ciclo de vida y de fuerzas de Porter, aplicados a la industria de refinación de petróleo en general y a la de Argentina en particular. Se concluye que, siguiendo las tendencias globales, serán atractivos los proyectos orientados a maximizar la eficiencia (especialmente energética), a agregar valor a derivados excedentes como insumos petroquímicos, a integrarse con la industria de la generación eléctrica y, en general, a diversificar el negocio hacia fuentes renovables de energía.

Se realiza además una evaluación económica preliminar para la construcción de una nueva refinería en el país mediante un flujo de fondos simulado. Los costos de inversión y operativos se basan en benchmarks de la industria, y los ingresos se basan en márgenes de refinación promedio de los últimos quince años en los principales mercados. Se evalúan sensibilidades frente a las principales variables externas (margen de refinación y costo de capital) y propias del proyecto, como el monto de la inversión y los futuros costos operativos. Se concluye que con el costo de capital actual estimado de 13,2%, se requeriría un margen de refinación (sin descontar costos fijos) de 18 a 20 USD/barril (sumamente improbable) para que el proyecto tuviera

sentido. Con un margen del orden de 12 USD/barril, el costo de capital debería ser máximo de 7 a 8%. Es evidente el impacto que tiene el riesgo país: debería ser de aproximadamente 1% en lugar de 6,8% para que el costo de capital bajara lo suficiente. Para márgenes de refinación sostenidamente menores a 12 USD/barril, el proyecto se haría inviable, aún si el costo de capital fuera propio de los países más desarrollados.

Palabras clave: refinación de petróleo, Argentina, estrategia, evaluación económica.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	2
RESUMEN	3
ÍNDICE DE GRÁFICOS	7
ÍNDICE DE TABLAS	9
INTRODUCCIÓN	10
CAPÍTULO I: LA REFINACIÓN COMO INDUSTRIA	11
I.1 Conceptos básicos	11
I.2 Configuraciones y Complejidad.....	12
I.3 Características generales de la industria.....	15
I.4 Panorama global.....	16
I.5 Panorama latinoamericano de la refinación	23
CAPÍTULO II: REFINACIÓN EN ARGENTINA	26
II.1 Balance Energético Nacional	26
II.2 Producción de Petróleo.....	28
II.3 Parque Refinador.....	33
II.4 Crudos Procesados por Complejo	33
II.5 Rendimientos.....	35
II.6 Exportaciones e Importaciones	37
II.7 Escenarios a 2030.....	39
II.8 Nuevas especificaciones para gasolina y gasoil	45
II.9 Nuevas especificaciones del fuel oil para transporte.....	46
II.10 Evolución del precio del crudo – internacional y ‘criollo’.....	46
II.11 Estrategias de las Principales Refinadoras	48
CAPÍTULO III: ANÁLISIS ESTRATÉGICO	50
III.1 Metodología de la investigación	50
III.2 Análisis de la cadena de valor	50
III.3 Análisis de ciclo de vida.....	52
III.4 Análisis de fuerzas	53
III.5 Posibles Proyectos Estratégicos en Argentina.....	54
III.5.i Nueva refinería.....	55
III.5.ii Unidades de conversión de la fracción pesada.....	56
III.5.iii Reformado de gasolinas	57
III.5.iv Conversión de butano.....	57
III.5.v Conversión de gasolina natural	57
III.5.vi Proyectos de eficiencia energética.....	58
CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UNA NUEVA REFINERÍA ..	59
IV.1 Metodología de la investigación	59

IV.2	Capacidad.....	59
IV.3	Configuración.....	59
IV.4	Capital a invertir.....	59
IV.5	Margen de refinación	60
IV.6	Costo de capital	62
IV.7	Costos operativos	63
IV.8	Evaluación económica.....	63
IV.9	Sensibilidad.....	64
	CONCLUSIONES Y PROPUESTAS	66
	BIBLIOGRAFÍA	67

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico I. 1. Diagramas de proceso de refinerías simple, compleja y muy compleja (Kaiser, 2017).	13
Gráfico I. 2. Índices de complejidad típicos por configuración de refinería (Kaiser, 2017).....	14
Gráfico I. 3. Distribución de las refinerías por complejidad en EE.UU (izquierda). Correlación entre conversión y complejidad (derecha) (Kaiser, 2017).....	15
Gráfico I. 4. Evolución de la capacidad de refinación (arriba) y del proceso de crudo (abajo) por región. Elaboración propia a partir de datos de British Petroleum (BP Statistical Review of World Energy, 2020).....	16
Gráfico I. 5. Distribución de la capacidad de refinación mundial en 2019. Elaboración propia a partir de datos de British Petroleum (BP Statistical Review of World Energy, 2020).....	17
Gráfico I. 6. Evolución del consumo de energía primaria por fuente y por escenario (izquierda) Caso particular de combustibles líquidos (derecha) (BP Energy Outlook, 2020).....	18
Gráfico I. 7. Contribución al crecimiento de la demanda de energía primaria (BP Energy Outlook, 2020).....	18
Gráfico I. 8. Evolución del consumo de petróleo para producción de plásticos y fibras (BP Energy Outlook, 2020).....	19
Gráfico I. 9. Evolución histórica del consumo de plástico total (izquierda) y por persona (derecha) (BASF, 2020).....	19
Gráfico I. 10. Evolución histórica del consumo de gasolina total (izquierda) y por persona (derecha) (BASF, 2020).....	20
Gráfico I. 11. Evolución histórica del consumo de plástico y gasolina totales, y del ratio (BASF, 2020).....	20
Gráfico I. 12. Integración entre refinación y petroquímica (da Silva, 2020).....	21
Gráfico I. 13. Evolución de las fuentes de energía para transporte (izquierda). Contribución a la caída en la demanda de combustibles líquidos (derecha) (BP Energy Outlook, 2020).....	21
Gráfico I. 14. Evolución en la demanda de combustibles líquidos por sector (BP Energy Outlook, 2020).....	22
Gráfico I. 15. Evolución del procesamiento en refinerías (BP Energy Outlook, 2020).....	22
Gráfico I. 16. Evolución de la capacidad de refinación (arriba) y del proceso de crudo (abajo) en Latinoamérica. Elaboración propia a partir de datos de British Petroleum (BP Statistical Review of World Energy, 2020).....	24
Gráfico I. 17. Evolución de procesamiento en refinerías y consumo de derivados para Latinoamérica (YPF, 2017).....	24
Gráfico I. 18. Complejidad de las refinerías de la región vs. los principales centros refinadores. (McKinsey, 2017).....	25
Gráfico II. 1. Producción primaria de energía de Argentina. Elaboración propia a partir de datos de la International Energy Agency (IEA - Data and Statistics, 2020).....	26
Gráfico II. 2. Exportaciones - Importaciones de energía de Argentina. Elaboración propia a partir de datos de la International Energy Agency (IEA, 2020).....	27
Gráfico II. 3. Suministro total primario de energía de Argentina. Elaboración propia a partir de datos de la International Energy Agency (IEA, 2020).....	27
Gráfico II. 4. Suministro total primario de energía de Argentina en 2018. Elaboración propia a partir de datos de la International Energy Agency (IEA, 2020).....	28

Gráfico II. 5. Mapa de cuencas productoras de petróleo en Argentina (Secretaría de Energía, 2019)	29
Gráfico II. 6. Evolución de la producción de petróleo por cuenca. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020)	30
Gráfico II. 7. Evolución de la producción total de petróleo en Argentina. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020)	31
Gráfico II. 8. Evolución de la producción de gasolina estabilizada en Argentina. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020).....	32
Gráfico II. 9. Rendimientos comparados por crudo (YPF, 2017).....	33
Gráfico II. 10. Proceso de crudo por refinería y por cuenca. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020)	34
Gráfico II. 11. Rendimiento de productos por refinería. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020).....	36
Gráfico II. 12. Rendimiento de fuel oil vs. grados API de la alimentación. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020)	36
Gráfico II. 13. Exportaciones e importaciones de petróleo. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020).....	37
Gráfico II. 14. Exportaciones e importaciones de principales derivados de petróleo. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020)	38
Gráfico II. 15. Evolución del crudo por escenarios de demanda. Producción según precios medios. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2019).....	40
Gráfico II. 16. Evolución del crudo por escenarios de demanda. Producción según precios altos. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2019)	41
Gráfico II. 17. Evolución del crudo por escenarios de demanda. Producción estable. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2019)	42
Gráfico II. 18. Evolución del crudo por escenarios de demanda. Producción estable. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2019)	42
Gráfico II. 19. Evolución de derivados de petróleo por escenarios de demanda. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2019).....	44
Gráfico II. 20. Precio internacional del crudo (Brent) y precios del crudo del Golfo San Jorge. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020)	47
Gráfico III. 1. Cadena de valor de la industria de la refinación.	50
Gráfico III. 2. Ciclo de vida para la industria de la refinación.....	52
Gráfico III. 3. Diagrama de Porter para la industria de la refinación.....	53
Gráfico III. 4. Balance de derivados de petróleo en Argentina, Brasil y Chile. Elaboración propia a partir de datos de la International Energy Agency (IEA - Data and Statistics, 2020).	55
Gráfico IV. 1. Efecto sobre la TIR de una variación de $\pm 15\%$ en las variables principales.	65

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla I. 1. Evolución del índice de complejidad en el mundo y en la región</i>	<i>25</i>
<i>Tabla II. 1. Densidad en grados API por cuenca.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabla II. 2. Parque refinador de Argentina por capacidad y complejidad.....</i>	<i>33</i>
<i>Tabla II. 3. Especificaciones de azufre en ppmw (mg/kg) para nafta y gasoil.</i>	<i>45</i>
<i>Tabla IV. 1. Capacidades y costos de refineries grassroot (Kaiser, Klerk, Gary, & Handwerk, 2020)</i>	<i>60</i>
<i>Tabla IV. 2. Márgenes de refinación por mercado y configuración; elaboración propia a partir de datos de la International Energy Agency (IEA - Data & Publications, 2020).....</i>	<i>61</i>
<i>Tabla IV. 3. VAN estimado del proyecto según margen de refinación y costo de capital</i>	<i>64</i>

INTRODUCCIÓN

Argentina tiene un excedente sostenido de petróleo pesado y de derivados de petróleo de bajo valor, y un déficit muy relevante de derivados de alto valor (gasoil y gasolina de alto octano). Esto refleja que, actualmente, la capacidad instalada de refinación en el país es insuficiente. A su vez, la industria se encuentra atravesada por varios interrogantes: a nivel global, la refinación es una actividad madura, con perspectivas a declinar en las próximas décadas, y las grandes empresas del sector están buscando opciones para transformar su negocio; a nivel nacional, el desarrollo o no de los recursos no convencionales de Vaca Muerta, la evolución de la demanda local, y el elevado costo de capital plantean desafíos adicionales a la hora de trazar una estrategia para el crecimiento de la refinación.

El objetivo de esta tesis es determinar las alternativas estratégicas de crecimiento que podrían ser atractivas para la industria de la refinación de petróleo en Argentina. En particular, se evalúa tanto estratégica como económicamente si tiene sentido desarrollar una nueva refinería en el país, y bajo qué condiciones.

Para ello, en el Capítulo I, se presenta un panorama global de la industria actual y los escenarios posibles a 2050. Se muestra además el panorama de la industria en Latinoamérica.

En el Capítulo II, se analiza la industria de la refinación en Argentina: su rol en el balance energético nacional, el parque refinador, los crudos procesados y los rendimientos obtenidos. Se analizan exportaciones e importaciones de crudo y de derivados para detectar oportunidades de crecimiento y se exponen posibles escenarios a 2030. Se completa el análisis local mencionando las nuevas regulaciones que afectan a la industria, y qué estrategias a grandes rasgos está adoptando cada refinería.

En el Capítulo III, se utilizan herramientas de análisis estratégico (cadena de valor, ciclo de vida y diagrama de fuerzas) para la industria en general. Como resultado de estos análisis y del panorama local estudiado en el Capítulo II, se describen posibles proyectos de crecimiento para la industria de la refinación en Argentina, y se puntualizan sus ventajas y desventajas. Uno de los proyectos analizados es el desarrollo de una nueva refinería en el país.

Por último en el Capítulo IV, se hace una evaluación económica preliminar de este proyecto. Si bien se comprueba que hoy no sería rentable, se presentan las principales variables a considerar, y qué valores deberían adoptar para que dicho desarrollo tuviera sentido económico.

CAPÍTULO I: LA REFINACIÓN COMO INDUSTRIA

Este capítulo explica, en primer lugar, conceptos básicos de la refinación de petróleo y detalla tipos de configuración de las refinerías. Luego, da un panorama global de la industria, tanto actual como a futuro. Por último, presenta el panorama y los desafíos de la refinación en Latinoamérica.

I.1 Conceptos básicos

El objetivo de la refinación es transformar en forma segura, controlada y eficiente el petróleo crudo y otras materias primas en productos terminados que cumplan con las especificaciones del mercado. Para un aprovechamiento económico adecuado, los componentes naturales del petróleo deben separarse en cortes. Dado que la demanda de derivados en el mercado difiere tanto en volumen como en especificaciones de calidad de los cortes originales de los petróleos procesados, las refinerías cuentan además con procesos de transformación. Las principales unidades que conforman una refinería se pueden clasificar según:

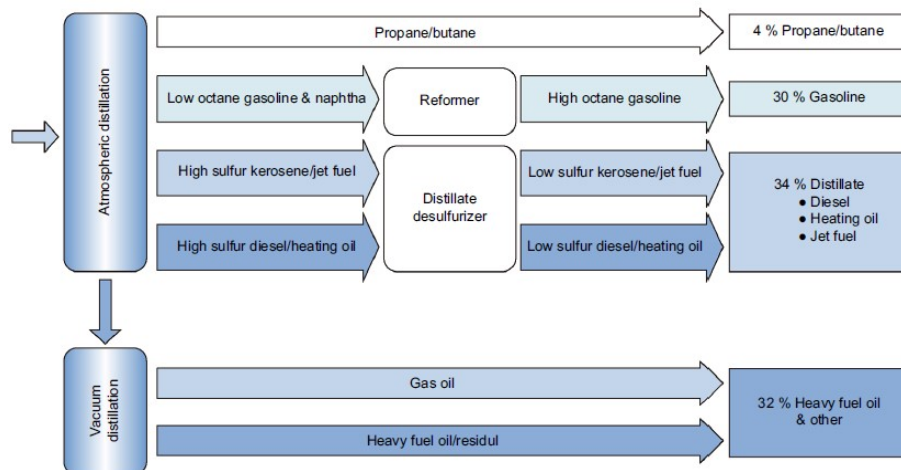
- Unidades de separación: se separan compuestos a partir de un proceso físico, principalmente la destilación. No se producen reacciones químicas.
- Unidades de craqueo: se rompen moléculas pesadas para formar moléculas más livianas. Se convierten así productos de bajo valor como el fuel oil (denominados el fondo del barril) en otros de mayor valor.
- Unidades de calidad: se convierten productos de baja calidad en otros de calidad superior. Esto se logra, en el caso de las gasolinas, mejorando el octano (procesos de reformado). Para todos los cortes, se pueden hacer tratamientos para remover azufre, nitrógeno e impurezas para cumplir con las especificaciones legales (procesos de hidroprocesamiento o hidrotratamiento).
- Unidades de aumento del peso molecular: se convierten moléculas pequeñas en otras mayores de más valor. Típicamente, se convierte gas licuado en gasolinas.
- Unidades de Tratamiento: se tratan los efluentes de los procesos principales para cumplir con la legislación ambiental. Son fundamentales para conservar la licencia para operar.
- Unidades de Lubricantes y Asfaltos: convierten derivados pesados de bajo valor en otros de mayor valor para la industria, sin necesidad de recurrir a procesos de craqueo.
- Servicios Esenciales: proveen a las demás unidades de electricidad, vapor, agua de enfriamiento, aire de instrumentos, etc. Las refinerías suelen consumir combustibles propios de bajo valor para la generación de energía.
- Instalaciones de Recepción de Crudo y Despacho de Productos: consisten en tanques de crudo, productos intermedios y finales y facilidades para recibir y despachar por ductos, barcos, camiones o trenes.

I.2 Configuraciones y Complejidad

De acuerdo a las unidades con que cuentan, se puede hacer una clasificación de las refinerías en (Kaiser, 2017):

- Muy simples: sólo destilan el crudo. Pueden tener una destilación atmosférica y una al vacío. Se denominan de ‘topping’.
- Simples: hidrotratan algunos de sus productos para remover principalmente el azufre. Las más simples sólo tratan la gasolina, y otras además tratan el kerosene (para hacer combustible para aviones) y el gasoil. Generalmente, reforman las gasolinas para aumentar su octano. Se denominan de ‘hydroskimming’.
- Complejas: incluyen un proceso de craqueo (generalmente Cracking Catalítico) para obtener productos livianos a partir de productos pesados, de menor valor de mercado. Esto implica generalmente menor producción de fuel oil y mayor producción de gasoil, gasolina y gas licuado.
- Muy complejas: incluyen procesos de conversión profunda (típicamente Cokers) y, en algunos casos, llegan a no producir nada de fuel oil.
- De especialidad: incluyen por ejemplo unidades de producción de lubricantes y asfaltos.
- Integradas: orientadas a la producción de químicos para alimentar complejos petroquímicos, que pueden ser parte de la misma instalación industrial o aledaños.

El Gráfico I. 1 muestra diagramas de proceso típicos de refinerías de diferente complejidad (los rendimientos son tentativos). Cabe destacar que cada bloque corresponde a una unidad de proceso, o incluso pueden ser más funcionando en paralelo: no es extraño que una refinería, por ejemplo, tenga dos unidades de destilación atmosférica.



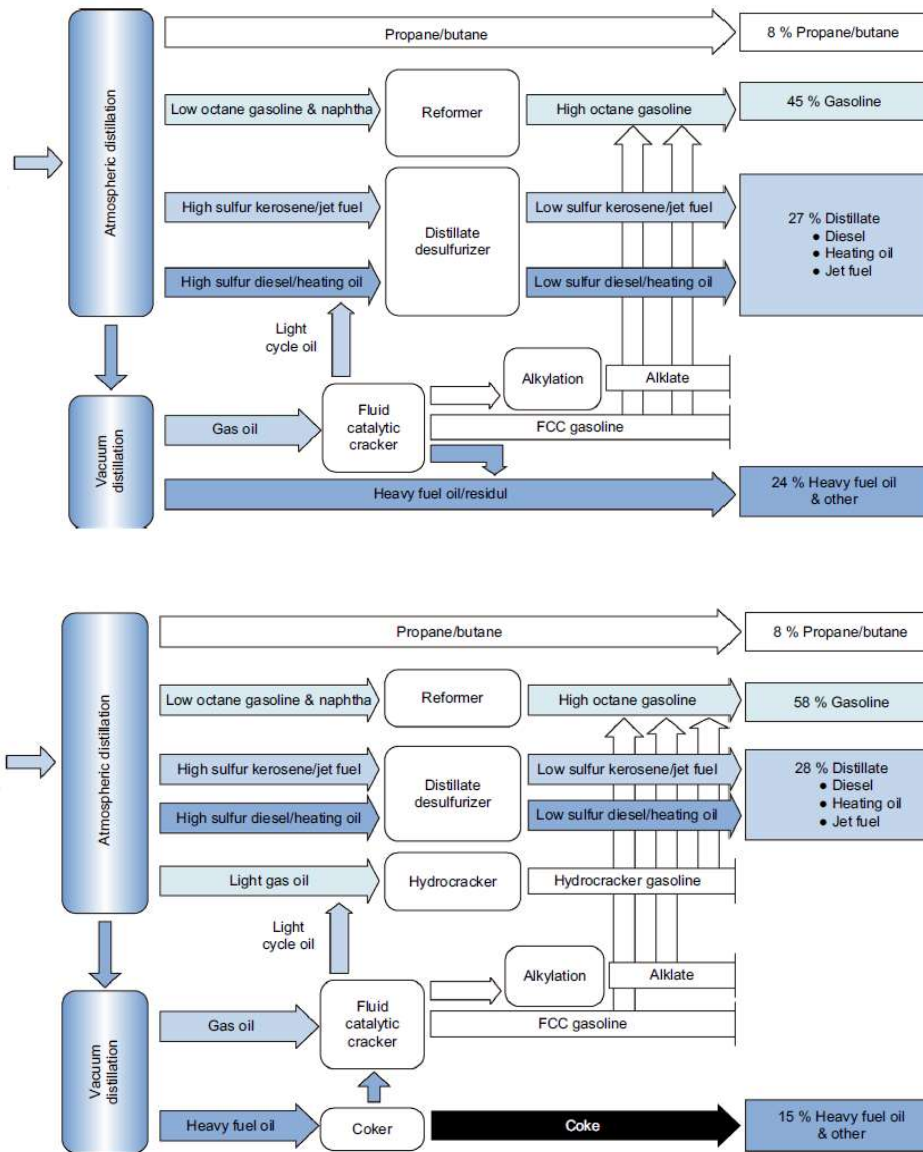


Gráfico I. 1. Diagramas de proceso de refineries simple, compleja y muy compleja (Kaiser, 2017).

Para comparar unidades y refineries de diferente configuración entre sí, se han desarrollado los factores de complejidad (*CF*, *complexity factors*). Se basan en expresar la complejidad de una unidad de proceso como el costo de su construcción ‘grassroot’ (desde cero) relativa al costo de una unidad de destilación atmosférica, normalizando en términos de capacidad.

$$CF (unidad) = \frac{\text{Costo de la unidad} / \text{Capacidad de la unidad}}{\text{Costo de destilación atm} / \text{Capacidad de destilación atm}}$$

Se utiliza como patrón la destilación atmosférica por dos motivos: todas las refineries tienen destilación atmosférica, ya que es aquella a la que se alimenta el petróleo, y además suele ser la más económica por unidad de capacidad. Por lo tanto, todos los *CF* para las demás unidades son mayores que 1.

En base a esto, se calcula el índice de complejidad (*CI, complexity index*) de una refinería según:

$$CI = \sum \frac{\text{Capacidad (unidad } i)}{\text{Capacidad de destilación atmosférica}} CF(\text{unidad } i)$$

Cuanto mayor el índice de complejidad de una refinería, mayor capital se ha invertido para alcanzar su configuración para determinada capacidad de procesamiento (medida generalmente en barriles por día), y es esperable que también se obtenga mayor margen por barril.

El principal problema de esta metodología es que no se construyen muchas unidades en poco tiempo en sitios similares, por lo que los factores de complejidad (CF) para un determinado tipo de unidad presentan alta dispersión y no necesariamente son precisos para hacer estimaciones. Además, los costos de las unidades suelen no ser públicos, lo cual dificulta aún más el cálculo de los CF y su aplicación para comparar refinerías entre sí. El Gráfico I. 2 resume las configuraciones más comunes de refinería y el rango de índices de complejidad (CI) típico para cada una.

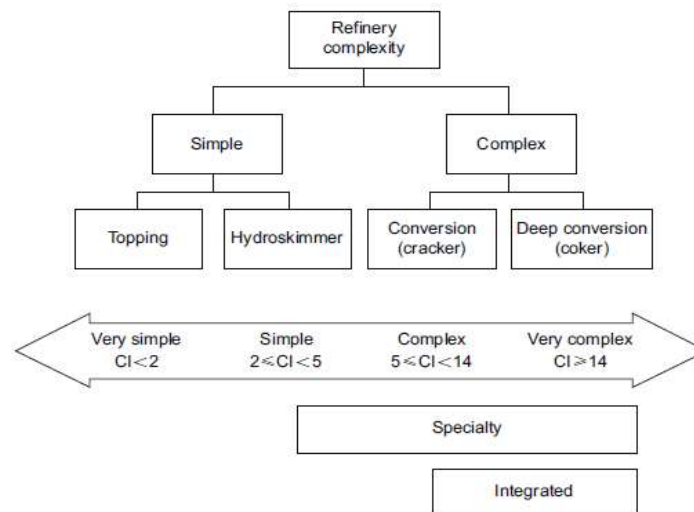


Gráfico I. 2. Índices de complejidad típicos por configuración de refinería (Kaiser, 2017)

En 2014, de las 646 refinerías operando en el mundo, un 50% tenían cracking, un 35% tenían coker, un 10% eran sólo para ‘hydroskimming’ y un 5% eran sólo de ‘topping’. En promedio, las refinerías de EE.UU son las más complejas (ver distribución de complejidad en Gráfico I. 3, izquierda). En Europa, las refinerías de ‘topping’ y ‘hydroskimming’ son comunes, pero muchas han cerrado ya que no son competitivas frente a las más complejas. Prácticamente no se construyen refinerías nuevas para ‘topping’ o ‘hidroskimming’, sino que todas tienen capacidad de conversión de pesados en derivados livianos de mayor valor.

Complejidad y conversión suelen estar muy correlacionadas, ya que las plantas de conversión suelen ser las que mayor complejidad aportan a las refinerías donde se instalan (ver Gráfico I. 3,

derecha). La capacidad de conversión en ese caso se define como el ratio entre la capacidad de cracking más la capacidad de coking y la capacidad total de destilación atmosférica.

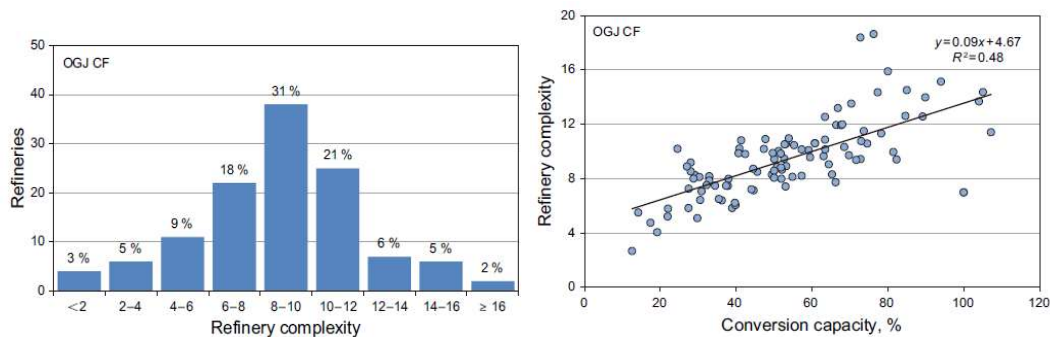


Gráfico I. 3. Distribución de las refinerías por complejidad en EE.UU (izquierda). Correlación entre conversión y complejidad (derecha) (Kaiser, 2017)

I.3 Características generales de la industria

Las principales características de la industria de la refinación son (Gary, Handwerk, & Kaiser, 2007):

- Está basada en grandes activos fijos, muy específicos y de larga duración. Requiere inversiones de largo plazo. Es una industria capital intensiva.
- Las empresas que refinan se dividen entre empresas de participación estatal en cada país (llamadas NOCs, *National Oil Companies*) y grandes empresas internacionales de capitales privados (IOCs, *International Oil Companies*).
- Es energéticamente intensiva: dependiendo de la configuración de la refinería, entre un 5 y 10% del hidrocarburo procesado se consume para proveer energía a los procesos de refinación. Dado el bajo margen por barril procesado, la eficiencia energética tiene un impacto considerable en los resultados.
- Los márgenes por barril son relativamente bajos frente al precio por barril (10 a 30%). Esto determina que la industria sólo sea rentable en grandes escalas. También genera una alta exposición a las variaciones en el precio del crudo.
- La mayoría de los insumos y productos son commodities. La diferenciación entre productos refinados es escasa, y existe un mercado internacional físico y de derivados financieros que determina precios y márgenes como variable prácticamente externa: los refinadores son tomadores de precios.
- Dichos precios son volátiles. Pequeñas variaciones en las cantidades ofrecidas y demandadas generan grandes variaciones en los precios en mercados que reaccionan de forma altamente eficiente.
- Es una industria altamente regulada por la legislación ambiental.

En conclusión, es una industria para grandes empresas, con perspectivas de largo plazo y con la capacidad de sostener grandes fluctuaciones.

I.4 Panorama global

Actualmente, la capacidad mundial de refinación es de aproximadamente 100 millones de barriles de petróleo por día.

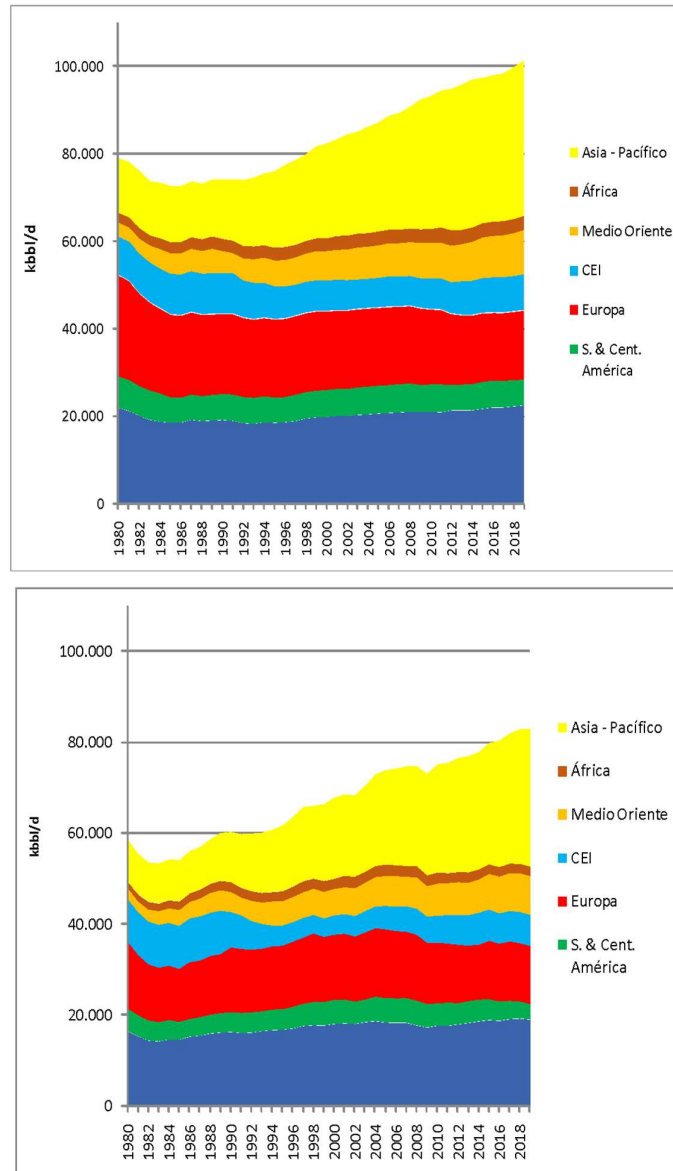


Gráfico I. 4. Evolución de la capacidad de refinación (arriba) y del proceso de crudo (abajo) por región. Elaboración propia a partir de datos de British Petroleum (BP Statistical Review of World Energy, 2020)

La capacidad de refinación y el proceso de crudo mundiales vienen aumentando impulsados principalmente por la región Asia – Pacífico, particularmente por China (IFC, 2017). El resto del mundo mantiene capacidad y proceso relativamente estables. La mayor parte de la capacidad de refinación del mundo se concentra en Norteamérica y Asia, seguidos por Europa. En líneas generales, se concentra en los grandes centros de consumo de derivados de petróleo del mundo, y no en los centros de producción.

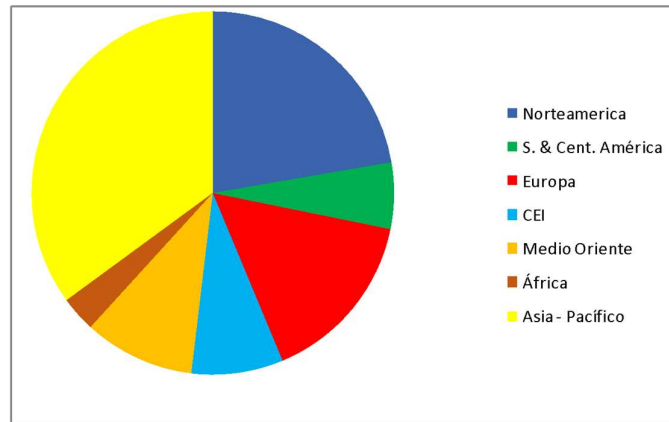


Gráfico I. 5. Distribución de la capacidad de refinación mundial en 2019. Elaboración propia a partir de datos de British Petroleum (BP Statistical Review of World Energy, 2020)

De acuerdo al BP Energy Outlook (BP Energy Outlook, 2020), entre 2020 y 2050 la demanda energética mundial aumentará, pero evolucionará hacia un menor consumo de petróleo en el mundo, en favor de fuentes de energía renovables (mayormente solar y eólica), y un rol cada vez más importante de la electricidad como vector energético para transporte. En el Gráfico I. 6, se puede observar la evolución de la composición del consumo primario de energía de acuerdo a tres escenarios planteados para 2050. El escenario tendencial se denomina ‘Business as usual’. Luego se plantean dos escenarios alternativos en los que la migración de la matriz energética hacia renovables y la reducción de las emisiones de CO₂ se reducen más rápidamente, impulsados principalmente por políticas activas y por un cambio en la conducta y las preferencias de los consumidores, cada vez más conscientes de la falta de sustentabilidad de la matriz energética actual.

El escenario ‘rapid’ contempla una serie de políticas que harán aumentar el precio del carbón, y una serie de medidas de alcance específico que harán bajar las emisiones totales de CO₂ por generación de energía un 70%, y limitarán el incremento de temperatura para 2100 a 2° C respecto de valores pre-industriales.

El escenario ‘net zero’ agrega a esto un cambio cultural masivo en los consumidores, que hará bajar las emisiones totales de CO₂ por generación de energía un 95%, y limitarán el aumento de temperatura a 1,5° C.

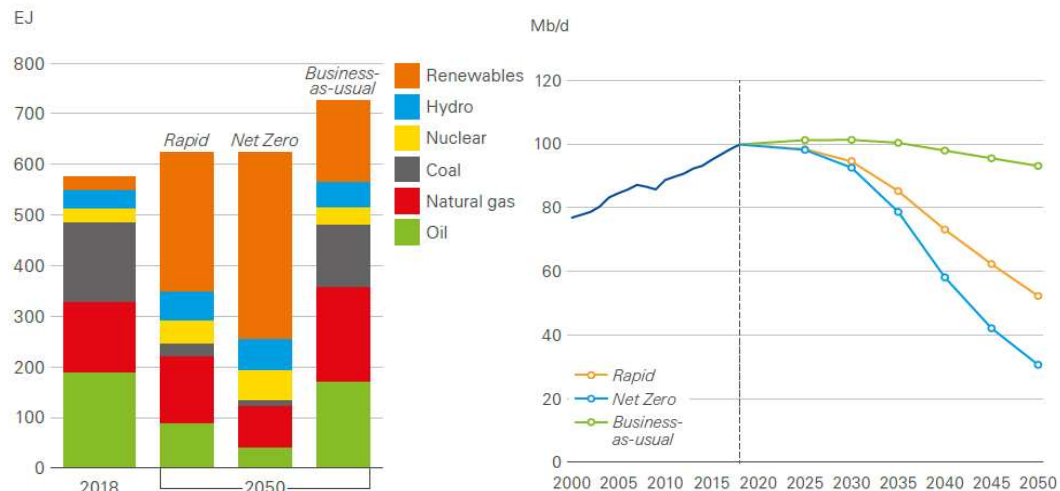


Gráfico I. 6. Evolución del consumo de energía primaria por fuente y por escenario (izquierda) Caso particular de combustibles líquidos (derecha) (BP Energy Outlook, 2020)

Incluso en el escenario tendencial, no se prevé un aumento en el consumo de petróleo (y por ende tampoco de su refinación). Cualquier de los dos escenarios alternativos, plantea una reducción dramática en el volumen de esta industria.

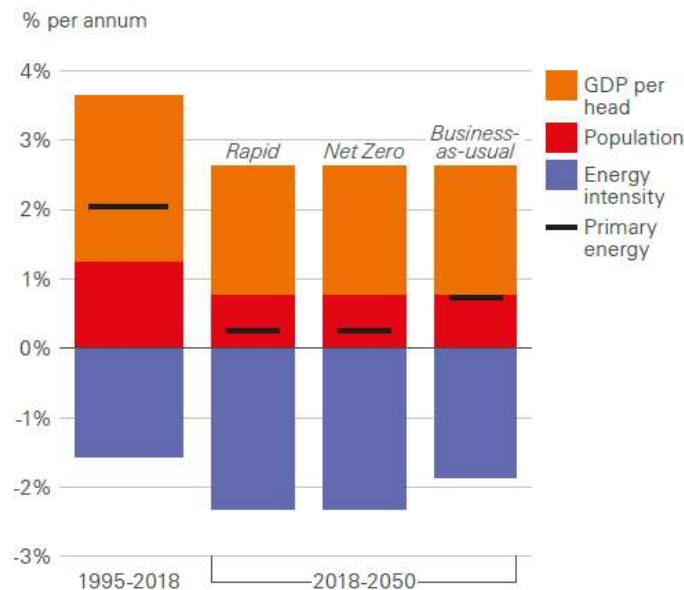


Gráfico I. 7. Contribución al crecimiento de la demanda de energía primaria (BP Energy Outlook, 2020)

En el Gráfico I. 7 se observa que el principal factor contribuyente al crecimiento en la demanda de la energía primaria en todos los escenarios es el crecimiento en el PBI per cápita, y en menor medida el crecimiento poblacional. La mayor eficiencia energética compensa en parte este efecto, pero el resultado neto determina un aumento en la demanda total de energía.

Una de las industrias que puede aumentar su demanda de crudo es la producción de plásticos y fibras mediante la petroquímica, como muestra el Gráfico I. 8. De todos modos, vale destacar

que aún en el escenario de mayor demanda, la relación frente al total de crudo refinado sigue siendo menor (17 millones de barriles por día).

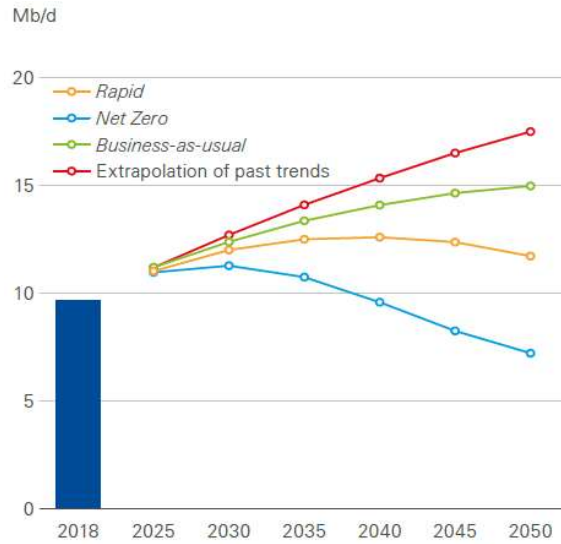


Gráfico I. 8. Evolución del consumo de petróleo para producción de plásticos y fibras (BP Energy Outlook, 2020)

El Gráfico I. 9 y el Gráfico I. 10 corresponden a una comparativa de la empresa BASF (BASF, 2020) donde se observa que en tanto el consumo per cápita de plástico ha crecido sostenidamente desde 1950, el de gasolina ha llegado a una meseta. El Gráfico I. 11 muestra la importancia relativa que está adquiriendo el consumo de plástico frente al de gasolina, y el ratio entre ambos.

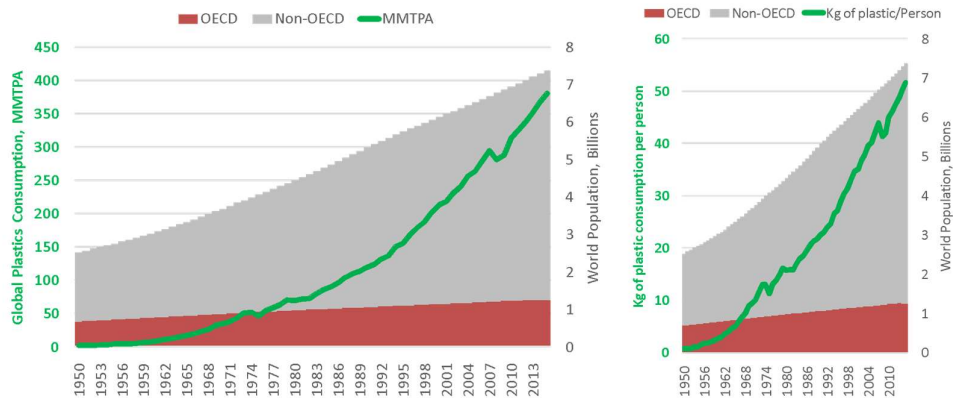


Gráfico I. 9. Evolución histórica del consumo de plástico total (izquierda) y por persona (derecha) (BASF, 2020)

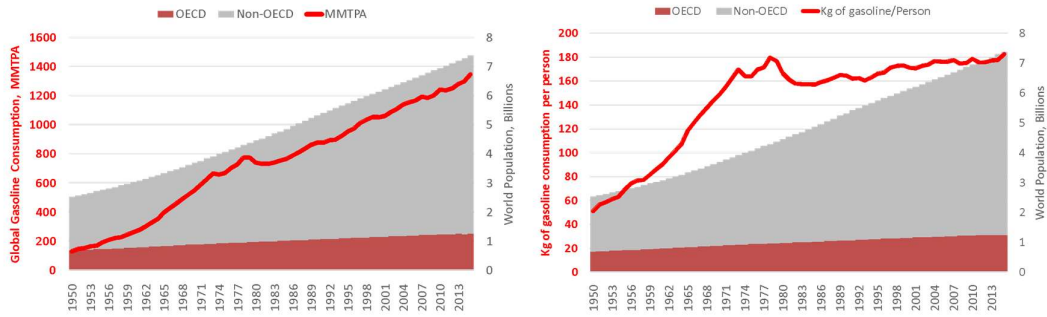


Gráfico I. 10. Evolución histórica del consumo de gasolina total (izquierda) y por persona (derecha) (BASF, 2020)

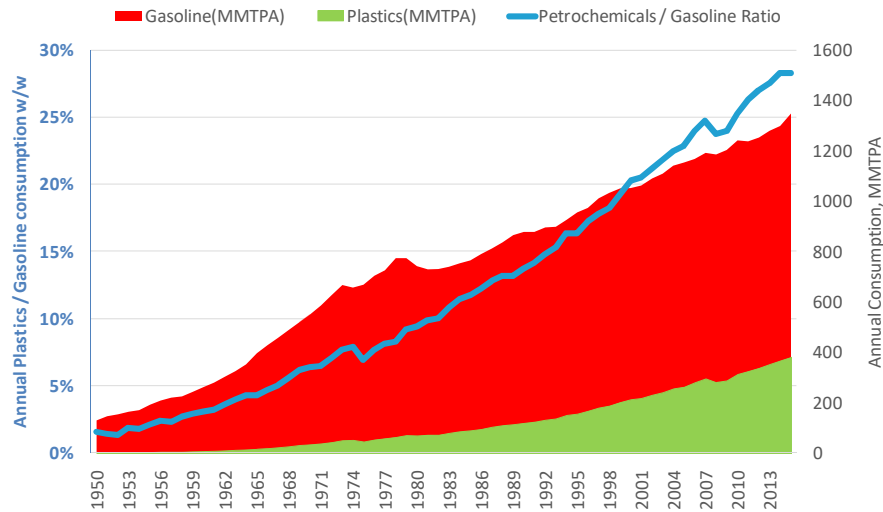


Gráfico I. 11. Evolución histórica del consumo de plástico y gasolina totales, y del ratio (BASF, 2020).

En vista de esta tendencia, muchas refinerías encontrarán cada vez más atractivo y necesario orientarse hacia la producción de insumos para la industria petroquímica. En el Gráfico I. 12, se presenta un diagrama cualitativo de dicha integración:

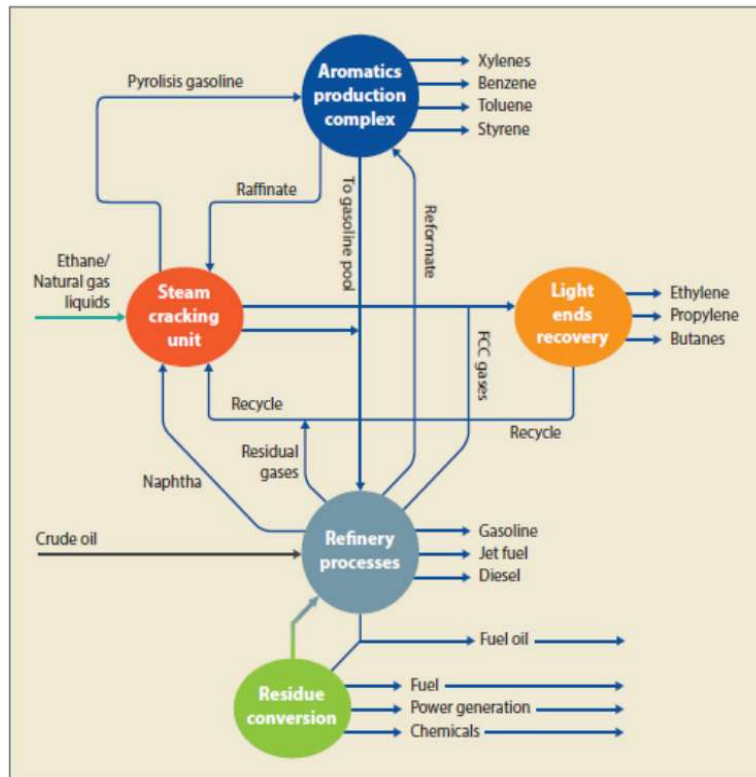


Gráfico I. 12. Integración entre refinación y petroquímica (da Silva, 2020).

En contrapartida, y nuevamente de acuerdo al BP Energy Outlook (2020), el uso de derivados de petróleo (y por ende de la industria de la refinación) como combustibles para transporte se ve desplazado hacia 2050 por el uso de electricidad, hidrógeno, gas natural y biocombustibles, como se indica en el Gráfico I. 13 (izquierda). Cabe destacar que dicho gráfico sólo indica proporciones, y no uso total: en este sentido, se espera que la demanda mundial de derivados de petróleo para transporte alcance su máximo hacia el final de la década de 2020 en los tres escenarios. En los mercados emergentes, el máximo está corrido hacia la década de 2030.

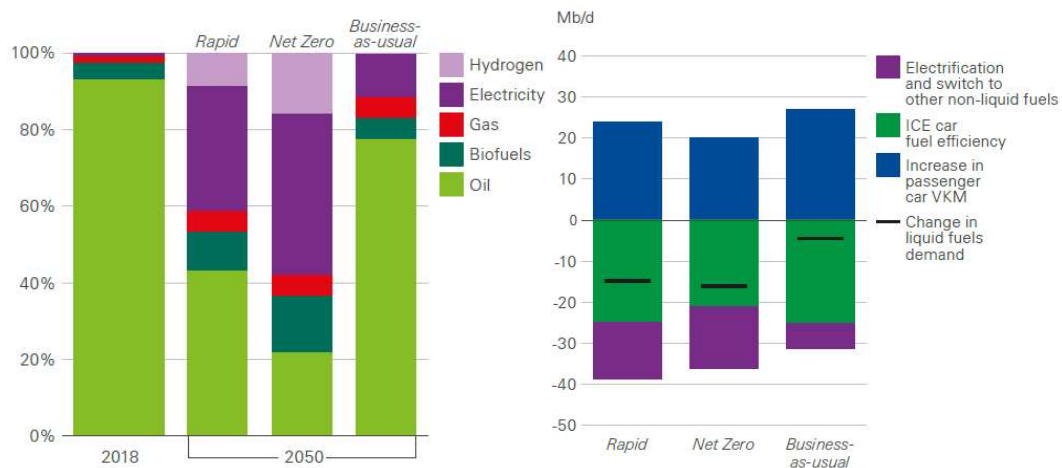


Gráfico I. 13. Evolución de las fuentes de energía para transporte (izquierda). Contribución a la caída en la demanda de combustibles líquidos (derecha) (BP Energy Outlook, 2020)

En el Gráfico I. 13 (derecha) se observa que la reducción de combustibles líquidos para transporte se debe principalmente a la electrificación, la mayor eficiencia de los motores de combustión interna (ICE) y sólo se compensa en parte por el aumento en el parque automotor total. Dependiendo del escenario, el impacto es de entre 5 y 15 millones de barriles por día de reducción.

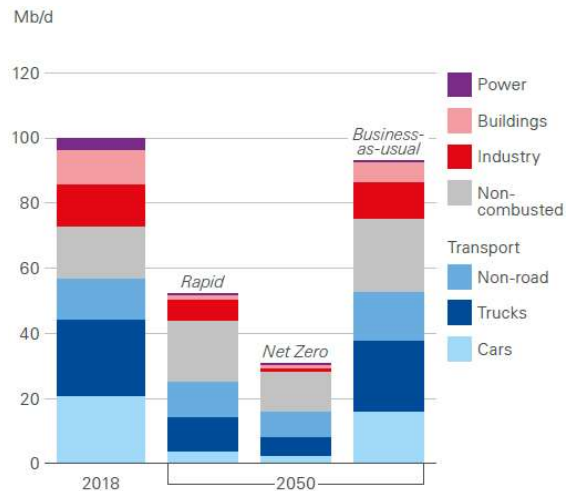


Gráfico I. 14. Evolución en la demanda de combustibles líquidos por sector (BP Energy Outlook, 2020)

En resumen, el Gráfico I. 14 muestra la evolución en la demanda de combustibles líquidos por escenario y por sector: se ve que la caída en la demanda es liderada por el transporte, en tanto el uso como insumo para la industria petroquímica ('non-combusted') es el más robusto.

El impacto en la industria de la refinación de estos escenarios es directo, como se puede ver en el Gráfico I. 15. Aún en el escenario tendencial, el total de crudo refinado cae apreciablemente.

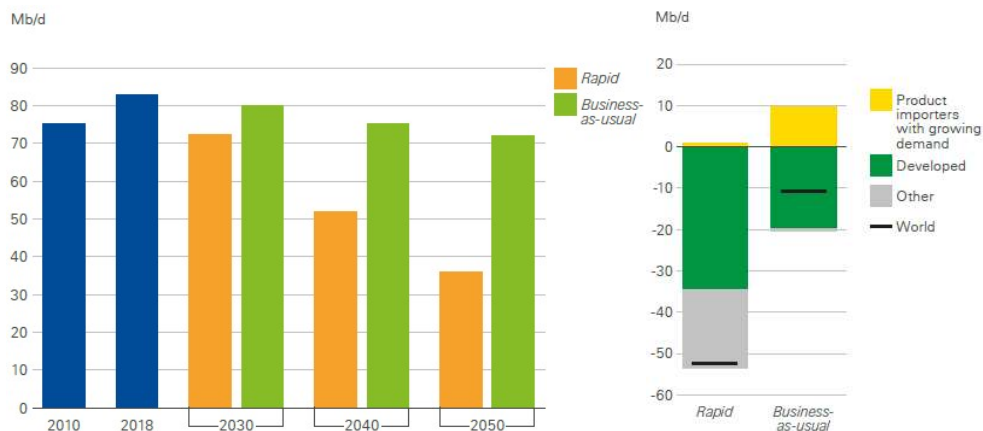


Gráfico I. 15. Evolución del procesamiento en refinerías (BP Energy Outlook, 2020)

Sin embargo, de acuerdo a BP (BP Energy Outlook, 2020) vale destacar que:

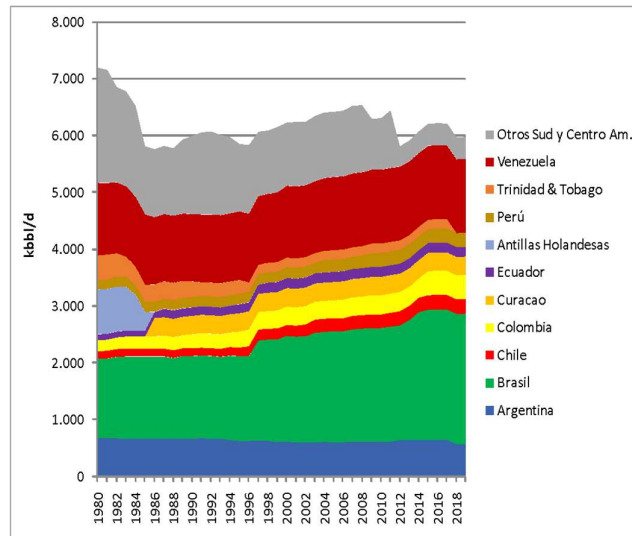
- Se prevé un crecimiento en la capacidad de refinación de países emergentes para reducir la dependencia de la importación de derivados del petróleo.

- Serán las refinerías menos competitivas aquellas que sufrirán el mayor impacto de la reducción.
- La caída en el procesamiento de crudo se concentrará en los países más desarrollados (Europa, Norteamérica y los países de Asia pertenecientes a la OECD).
- La refinación resistirá como industria donde haya una demanda doméstica sostenida, acceso ventajoso a crudo (por producción cercana), altos niveles de complejidad, alto nivel de integración con la industria petroquímica y, en algunas regiones, apoyo gubernamental.

En algún punto, muchos refinadores se encontrarán en un período de transición donde los combustibles para transporte sean responsables de buena parte de su ingreso presente, en tanto la sustentabilidad del negocio requiera invertir para maximizar insumos petroquímicos, y deban definir una estrategia de transición (da Silva, LinkedIn, 2020).

I.5 Panorama latinoamericano de la refinación

Como puede observarse en el Gráfico I. 4 y en el Gráfico I. 5, la capacidad de refinación en Latinoamérica se ha mantenido estable en las últimas décadas, y es aproximadamente del 6% de la capacidad mundial. En el Gráfico I. 16 se observa que Brasil, Venezuela y Argentina son los principales refinadores de la región. En particular, a pesar de tener amplia capacidad, Venezuela ha reducido dramáticamente el proceso de crudo en la última década.



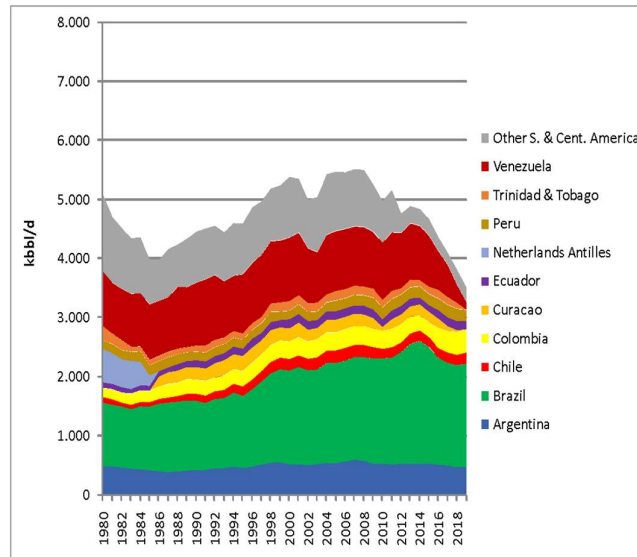


Gráfico I. 16. Evolución de la capacidad de refinación (arriba) y del proceso de crudo (abajo) en Latinoamérica. Elaboración propia a partir de datos de British Petroleum (BP Statistical Review of World Energy, 2020)

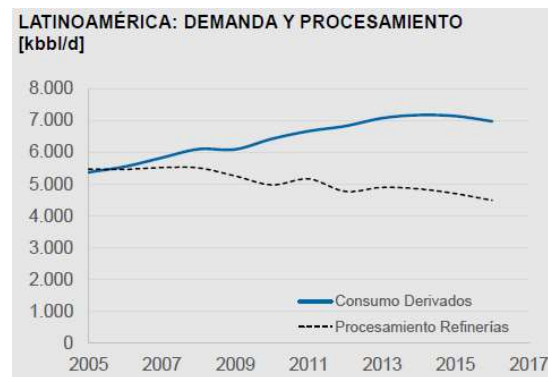


Gráfico I. 17. Evolución de procesamiento en refinerías y consumo de derivados para Latinoamérica (YPF, 2017)

Como se puede ver en el Gráfico I. 17, la región ha desarrollado un marcado déficit en derivados de petróleo, fundamentalmente de gasolina y gasoil. El déficit total estimado de la región en crudo y productos es de 2,5 millones de barriles por día.

En gran medida, esto se debe a que en promedio, las refinerías de la región son menos complejas, es decir, tienen menor capacidad de extraer derivados de alto valor a partir del crudo, como puede observarse en la Tabla I. 1 (IFC, 2017) y en el Gráfico I. 18. En este, se ordenan las refinerías de Latinoamérica de mayor a menor complejidad y se acumula su capacidad de izquierda a derecha. Al comparar con el promedio de EE.UU (zona del Golfo de México) y de Europa (zona del Mar del Norte), se observa que gran parte de la capacidad de refinación de Latinoamérica está por debajo del promedio de complejidad de los dos principales centros del mundo.

Año	CI Global	CI Latinoamérica
1995	6,6	5,5
2000	7,9	7,1
2005	8,2	7,3
2010	8,7	7,4
2015	9,1	7,7

Tabla I. 1. Evolución del índice de complejidad en el mundo y en la región

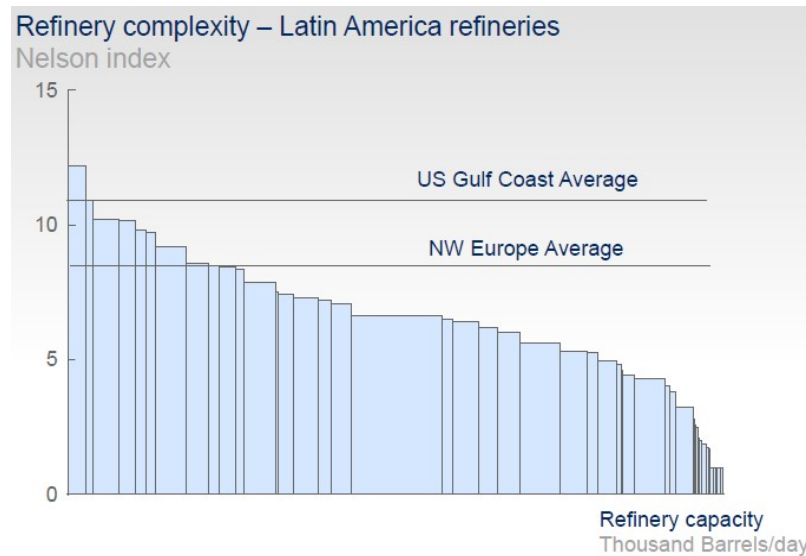


Gráfico I. 18. Complejidad de las refinerías de la región vs. los principales centros refinadores.
(McKinsey, 2017)

Según (McKinsey, 2017), los principales focos de inversión para las refinerías de la región serán en mayor capacidad de conversión (directamente relacionada a la complejidad) y de hidrogenación. A su vez, frente a otras regiones del mundo, Latinoamérica tiene refinerías en promedio más ineficientes energéticamente, y con menor competitividad por personal (YPF, 2017).

CAPÍTULO II: REFINACIÓN EN ARGENTINA

Este capítulo se centra en la industria de la refinación de petróleo en Argentina. En primer lugar, se presenta la evolución del balance energético nacional (donde la refinación de petróleo tiene enorme implicancia) y de la producción de petróleo local. Luego se analiza el parque refinador nacional, los crudos que procesa cada refinería y qué rendimientos de derivados obtiene. Se detallan además las exportaciones e importaciones de crudo y de productos refinados. En base a un desarrollo de la Secretaría de Energía, se presentan posibles escenarios a 2030. Se completa el análisis del panorama local mencionando las nuevas regulaciones que afectan a la industria, y qué estrategias a grandes rasgos está adoptando cada refinería.

II.1 Balance Energético Nacional

En el Gráfico II. 1 se presenta la producción primaria de energía de Argentina en ktoe (miles de toneladas equivalentes de petróleo). Se utiliza la tonelada de petróleo equivalente como una unidad estandarizada de energía, que permite comparar diferentes fuentes. El petróleo equivalente tiene un poder calorífico teórico de 10.000 kcal/kg.

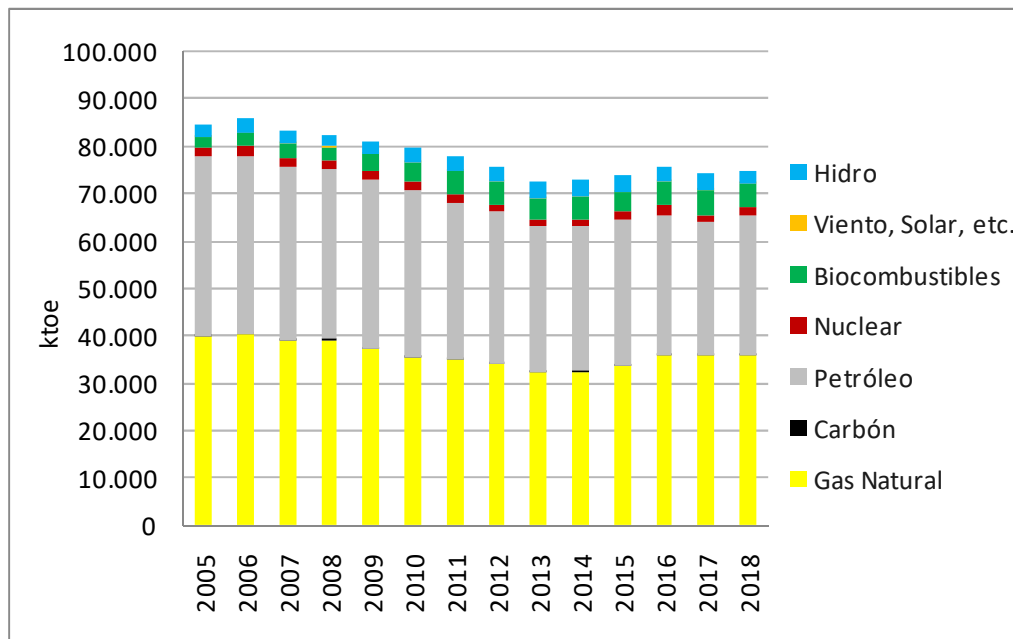


Gráfico II. 1. Producción primaria de energía de Argentina. Elaboración propia a partir de datos de la International Energy Agency (IEA - Data and Statistics, 2020)

En el Gráfico II. 2 se presentan los saldos netos de exportaciones menos importaciones de energía, también en ktoe. Se observa que en el período presentado, Argentina ha pasado de ser exportadora a importadora neta de energía, dándose el cambio fundamentalmente en el gas natural y en los derivados de petróleo (principalmente gasoil para transporte). Mantiene, en cambio, saldos exportables de petróleo, aunque significativamente inferiores a los de quince años atrás.

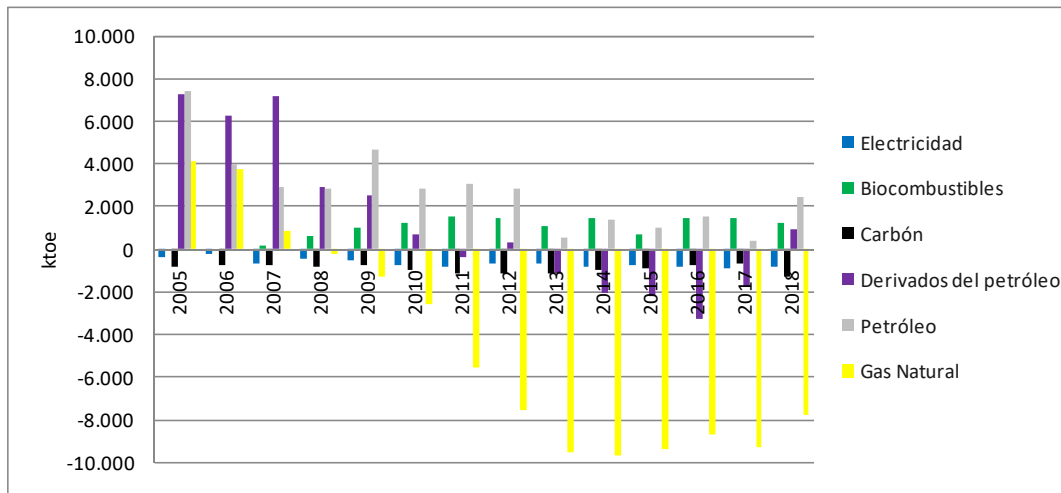


Gráfico II. 2. Exportaciones - Importaciones de energía de Argentina. Elaboración propia a partir de datos de la International Energy Agency (IEA, 2020)

Se presenta en el Gráfico II. 3 el suministro total primario de energía, que se compone de la producción primaria, más las importaciones, menos las exportaciones, y se afecta por las variaciones de stock año tras año. Cabe destacar que si bien los derivados de petróleo y la electricidad no son fuentes primarias de energía, sí tienen saldos de exportación – importación netos que afectan al suministro total del país.

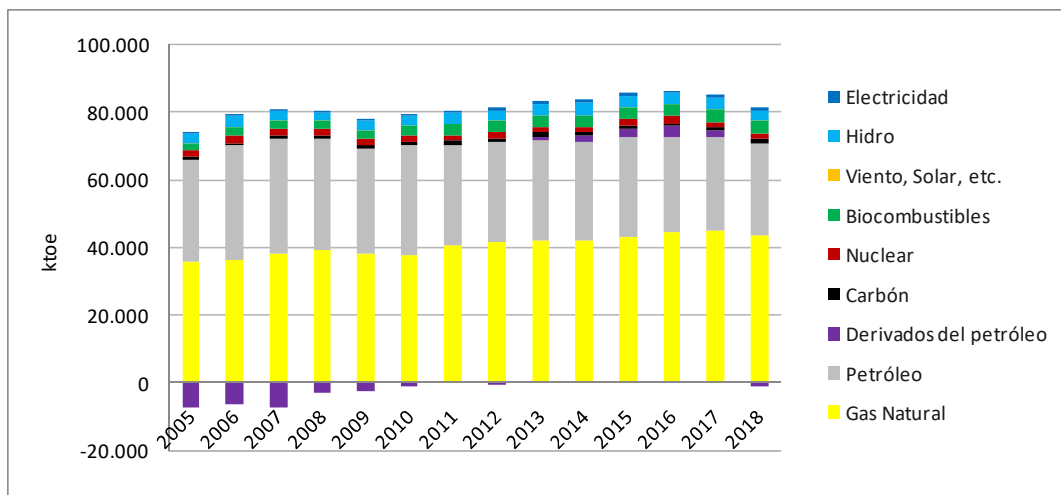


Gráfico II. 3. Suministro total primario de energía de Argentina. Elaboración propia a partir de datos de la International Energy Agency (IEA, 2020)

Algunas observaciones que se desprenden de estos gráficos son:

- El suministro total primario, que responde a la demanda de energía, ha aumentado consistentemente, de 66.932 ktoe en 2005 a 80.108 ktoe en 2018, pasando por un máximo de 86.306 ktoe en 2016.

- Dicho aumento no se ha visto acompañado por la producción primaria, que fue declinante, principalmente en gas y petróleo. En particular, la producción de gas cayó marcadamente hasta 2013 y luego se recuperó parcialmente.
- Esto explica la transformación de Argentina de un país exportador de energía a un importador.

A pesar del crecimiento del suministro de energía a partir de fuentes alternativas a los hidrocarburos fósiles, la matriz energética argentina sigue dependiendo preponderantemente del gas y del petróleo, como se puede observar en el Gráfico II. 4.

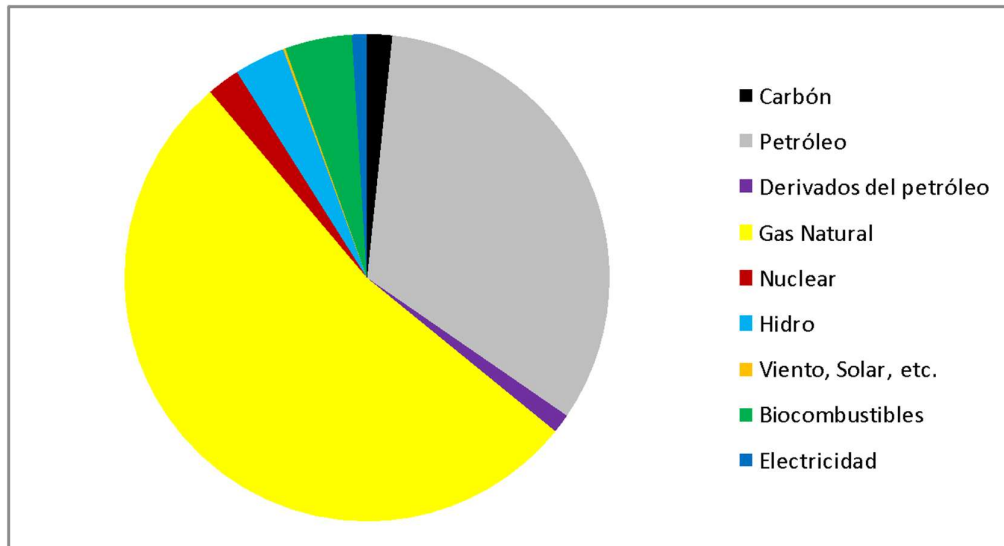


Gráfico II. 4. Suministro total primario de energía de Argentina en 2018. Elaboración propia a partir de datos de la International Energy Agency (IEA, 2020)

II.2 Producción de Petróleo

Argentina tiene cinco cuencas productoras de petróleo (Austral, Golfo San Jorge, Neuquina, Cuyana y Noroeste), ubicadas en el mapa de la siguiente manera:

EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUOS
Cuencas sedimentarias productivas. República Argentina

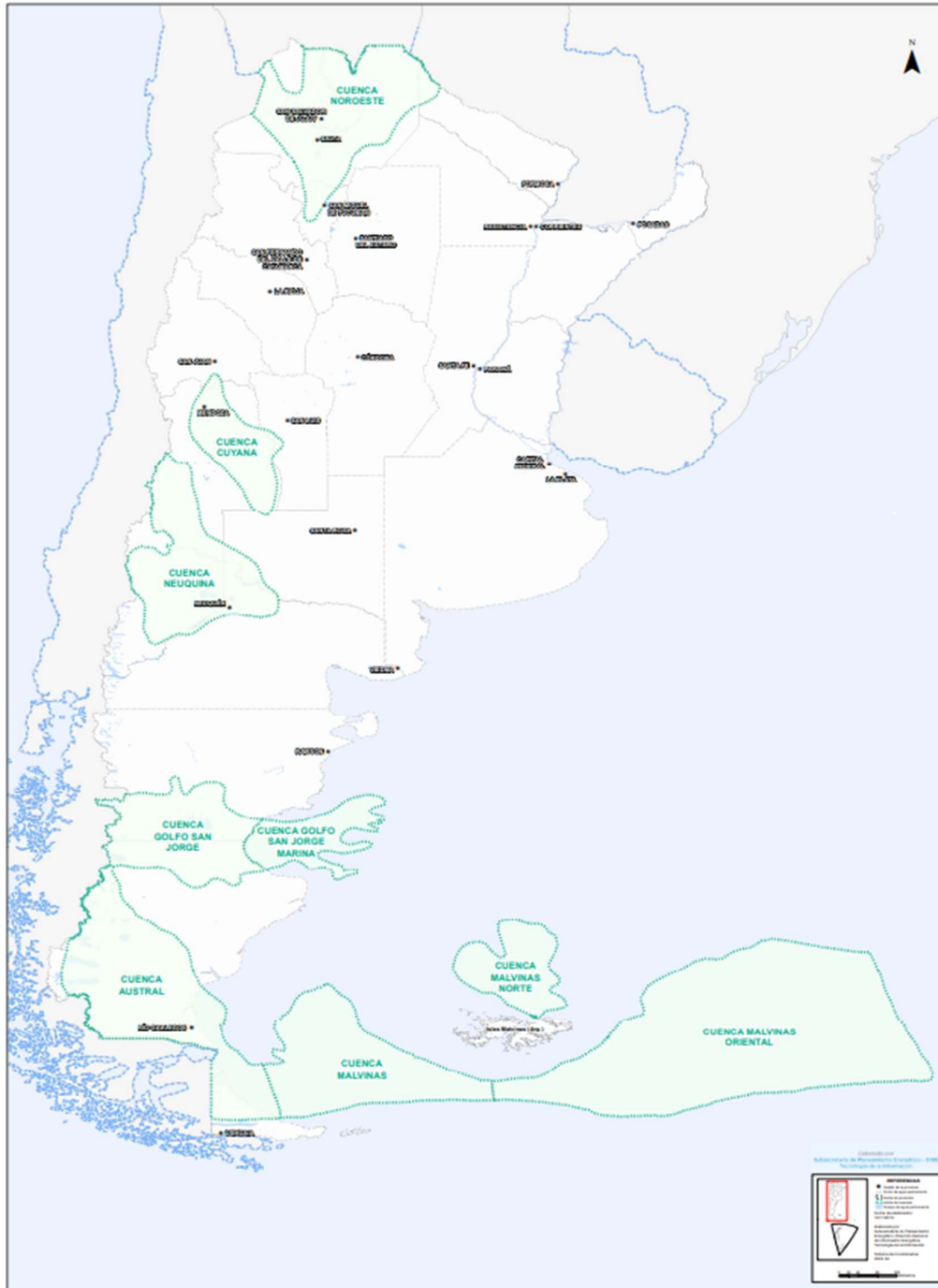


Gráfico II. 5. Mapa de cuencas productoras de petróleo en Argentina (Secretaría de Energía, 2019)

Existen otras cuencas sedimentarias en el país, pero no tienen producción. En el Gráfico II. 6 se presenta la evolución de la producción de petróleo por cuenca. Para la cuenca Neuquina, se

diferencia la producción convencional de la no convencional (tight y shale oil). En el Gráfico II. 7 se presenta la evolución de la producción total.

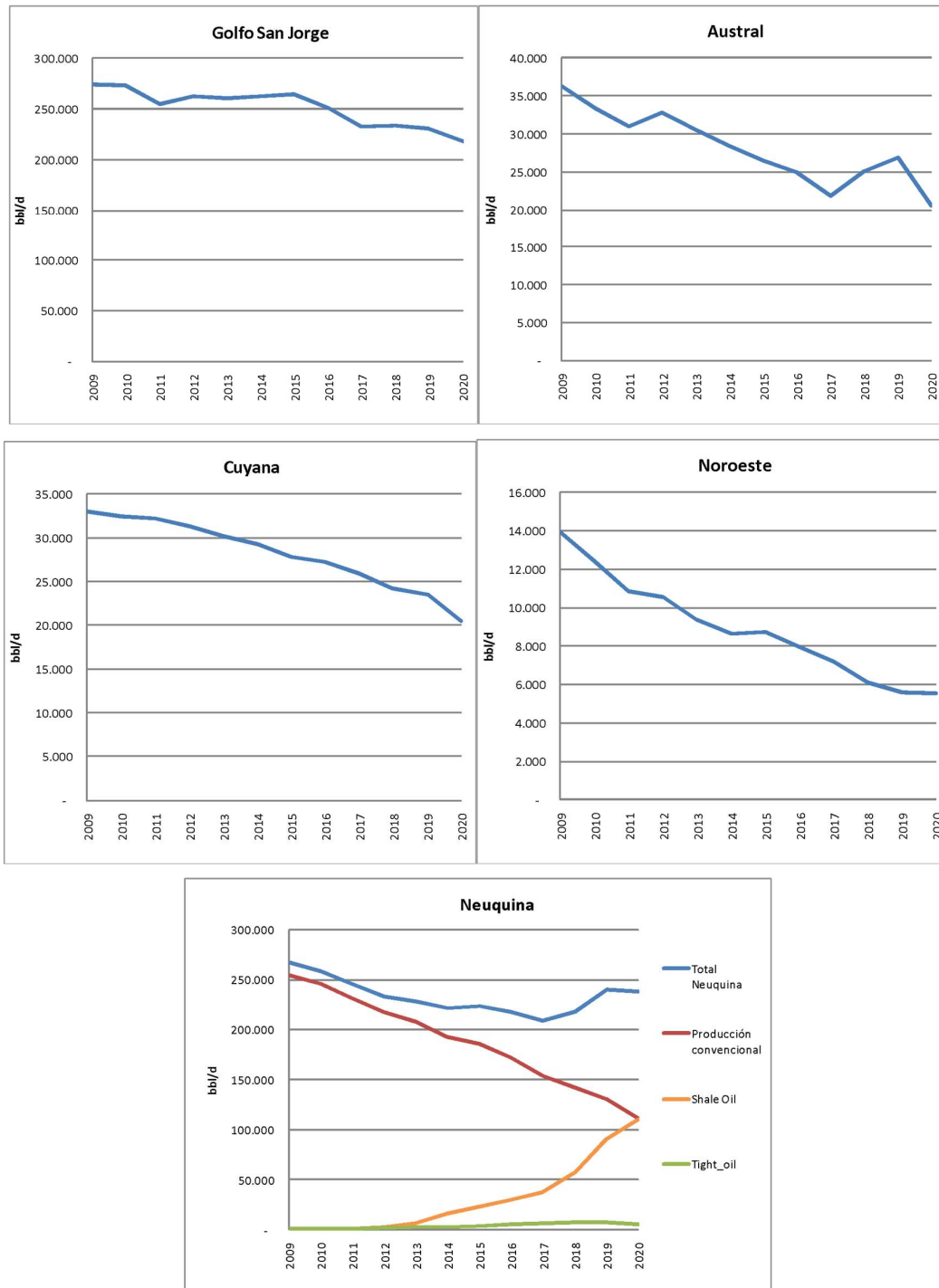


Gráfico II. 6. Evolución de la producción de petróleo por cuenca. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020)

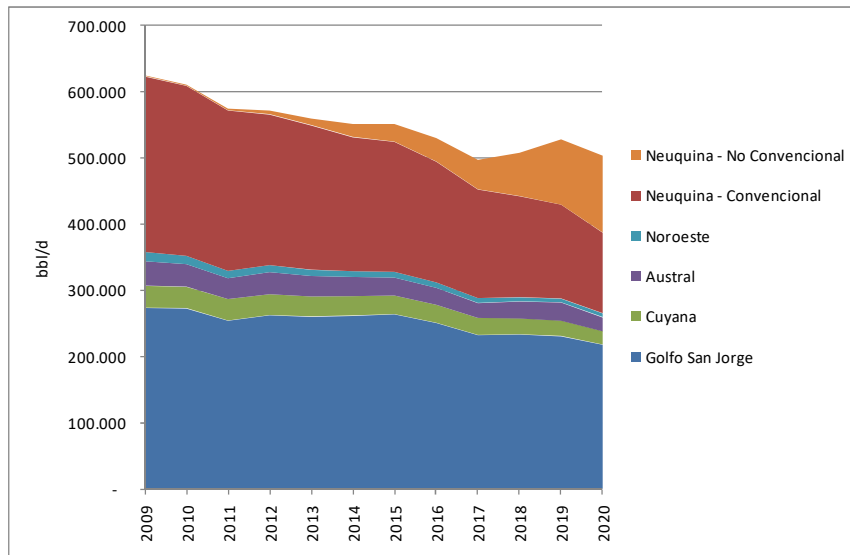


Gráfico II. 7. Evolución de la producción total de petróleo en Argentina. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020)

Se puede observar que:

- La cuenca del Golfo San Jorge y la cuenca Neuquina son completamente predominantes en lo que refiere a la producción de petróleo con valores de entre 200.000 y 250.000 barriles por día cada una.
- A excepción de la cuenca Neuquina, la producción de las cuencas argentinas es declinante.
- La producción convencional en la cuenca Neuquina también es declinante, pero la producción de hidrocarburo no convencional ha aumentando muy marcadamente, y ha logrado revertir la tendencia de la producción total de la cuenca, e incluso estabilizar la producción total del país.

Vale aclarar que las producciones aquí informadas incluyen la incorporación de la gasolina estabilizada que se obtiene de la producción de gas natural de los mismos yacimientos. La evolución específica de la producción de gasolina se detalla en el Gráfico II. 8. La mayor producción corresponde a las cuencas Austral y Neuquina, ya que son las mayores productoras de gas natural. El gráfico mencionado no incluye la recuperación de gasolina de las plantas de TGS (Cerri) y Mega.

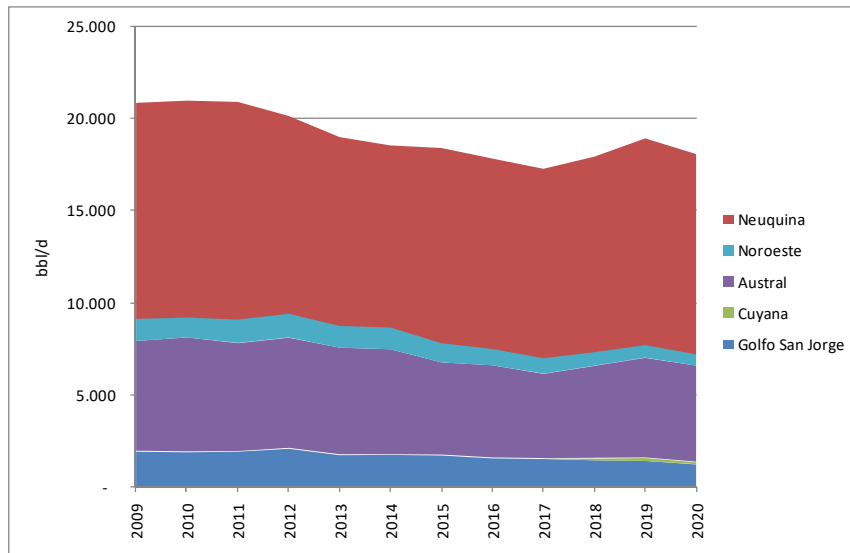


Gráfico II. 8. Evolución de la producción de gasolina estabilizada en Argentina. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020)

En la Tabla II. 1 se presenta la densidad en grados API de los crudos según la cuenca. Vale aclarar que la densidad es como la perciben las refinерías, con gasolina natural incorporada, y por ende puede ser inferior a la que se maneja en boca de pozo. Los grados API son una forma de expresar la densidad muy utilizada para petróleos: cuanto mayor es el valor, menor es la densidad y más liviano es el crudo: de forma general, se extraen por destilación productos livianos de mayor valor en el mercado.

Cuenca	Grados API
San Jorge	26-27
Cuyana	28-29
Neuquina	33-36
Austral	43-49
Noroeste	56-64

Tabla II. 1. Densidad en grados API por cuenca

En el Gráfico II. 9 se pueden observar los rendimientos aproximados de la destilación primaria del crudo Escalante del Golfo San Jorge (pesado), neuquino convencional (intermedio) y no convencional o shale (liviano). Para referencia, en dicho gráfico los destilados son kerosene y gasoil y el destilado de vacío es un fuel oil liviano que se utiliza como alimentación al cracking catalítico, para producir destilados livianos, naftas y gas licuado.

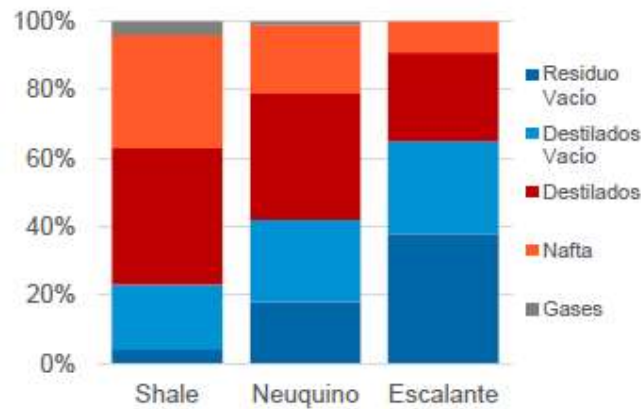


Gráfico II. 9. Rendimientos comparados por crudo (YPF, 2017)

II.3 Parque Refinador

En Argentina existen cuatro refinерías principales, y cuatro refinерías más chicas. Existen también otras refinерías de muy baja capacidad y complejidad, que no tienen incidencia a nivel país y no son objeto de este trabajo.

Refinería	Capacidad (bbl/d)	Complejidad	Empresa
La Plata (*)	190.000	Alta	YPF
Luján de Cuyo (*)	105.000	Alta	YPF
Campana (*)	95.000	Alta	PAE
Dock Sud (*)	100.000	Mediana/Alta	Raízen
San Lorenzo	50.000	Baja	YPF
Bahía Blanca	30.000	Mediana	Trafigura
Campo Durán	30.000	Baja	Refinor
Plaza Huincul	25.000	Baja	YPF
Total	625.000	-	
(*) Total principales	490.000	-	

Tabla II. 2. Parque refinador de Argentina por capacidad y complejidad

La capacidad de refinación está altamente concentrada alrededor del área metropolitana de Buenos Aires, ya que allí se encuentran tres de las cuatro refinерías principales (La Plata, Campana y Dock Sud). Junto con San Lorenzo (cerca de Rosario), estas refinерías comparten una lógica de complejos de refinación cercanos a los grandes centros de consumo. Luján de Cuyo abastece de combustibles al centro y oeste del país. Junto a las refinерías de Bahía Blanca, Plaza Huincul (Neuquén) y Campo Durán (Salta) siguen una lógica de complejos de refinación ligados a la ubicación de las cuencas.

II.4 Crudos Procesados por Complejo

En el Gráfico II. 10 se presenta la evolución de los crudos procesados (por cuenca) en cada refinерía del país.

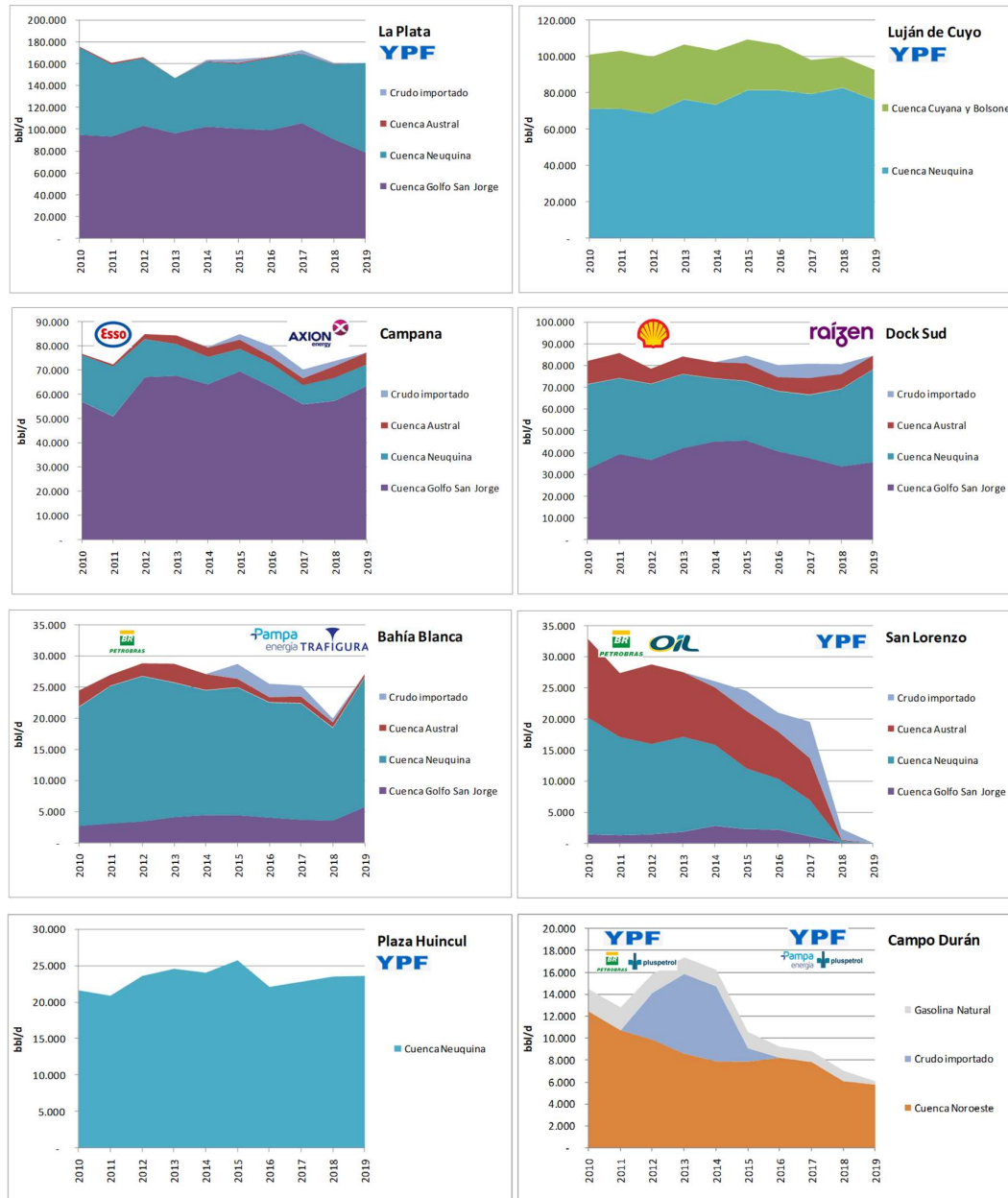


Gráfico II. 10. Proceso de crudo por refinería y por cuenca. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020)

Algunos rasgos que vale destacar:

- En líneas generales, las refinerías de La Plata, Campana, Dock Sud, San Lorenzo y Bahía Blanca basan su dieta en diferentes combinaciones de crudos de la cuencas San Jorge y Neuquina, las de mayor producción del país. Completan su procesamiento con crudos de la más livianos y menos abundantes de la cuenca Austral.
- La proporción en la que alimentan estos crudos está alineada con su complejidad. Mientras que Campana aprovecha su alta complejidad para procesar fundamentalmente los crudos pesados de la cuenca San Jorge, Bahía Blanca, de complejidad mediana, prioriza el

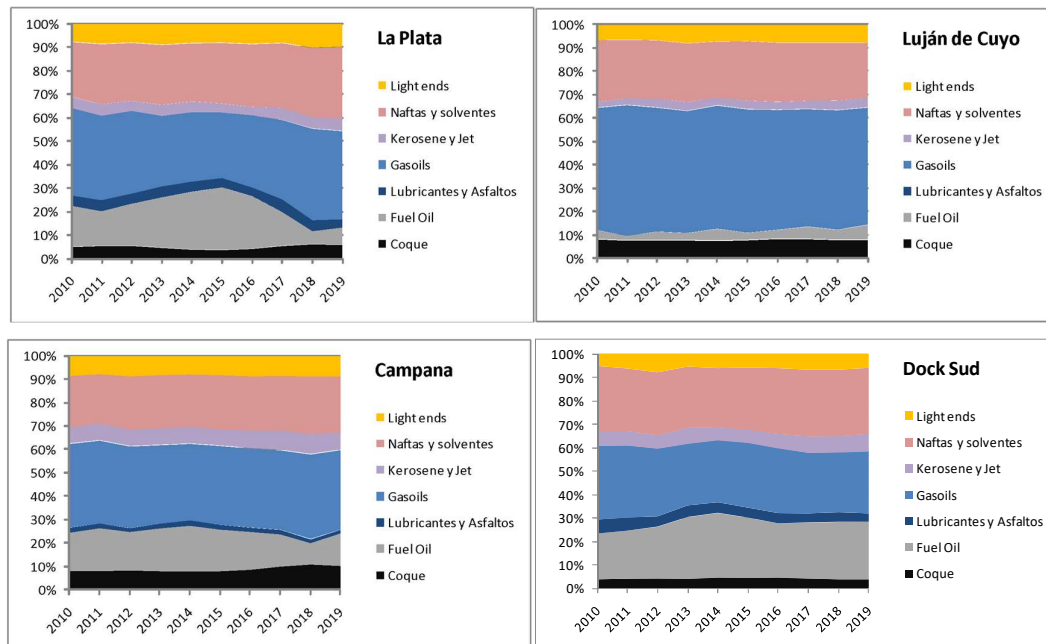
procesamiento de crudos de la cuenca Neuquina. San Lorenzo, de baja complejidad, prácticamente no ha alimentado crudos de la cuenca San Jorge, y procesa una proporción de crudo de la cuenca Austral mucho mayor que el resto.

- La Refinería de San Lorenzo detuvo su procesamiento de crudo en 2018 cuando pertenecía a Oil Combustibles por problemas financieros. Desde entonces, ha quedado en manos de YPF, pero no ha reanudado su actividad de procesamiento.
- Campo Durán procesa principalmente el crudo de la cuenca Noroeste. En la medida que esta cuenca declina, la continuidad de su operación está en duda. Dado que es una planta chica y de baja complejidad, no tiene sentido evaluar la posibilidad de trasladar crudos de otras cuencas hasta allí (actualmente no hay oleoductos) para su procesamiento.
- Plaza Huincul, en Neuquén, procesa exclusivamente crudo de la cuenca Neuquina. A pesar de su baja complejidad, está ubicada en una zona cuya producción de crudo prospera.
- Luján de Cuyo, en Mendoza, es la única que procesa crudo de la cuenca Cuyana. Completa su dieta con crudos de la cuenca Neuquina, de proporción cada vez mayor dado el ya comentado comportamiento de ambas cuencas.

II.5 Rendimientos

Como se indicó en la sección I.2, el rendimiento de productos que obtiene cada refinería está dado por su dieta y por su complejidad, determinada principalmente por su capacidad de convertir moléculas pesadas (como el fuel oil) en moléculas más livianas (gasoils, kerosene, naftas), de mayor valor.

En el Gráfico II. 11 se presentan los rendimientos de productos de cada uno de los principales complejos. Se denominan *light ends* a los productos más livianos que la nafta: principalmente son etano, propano y butanos:



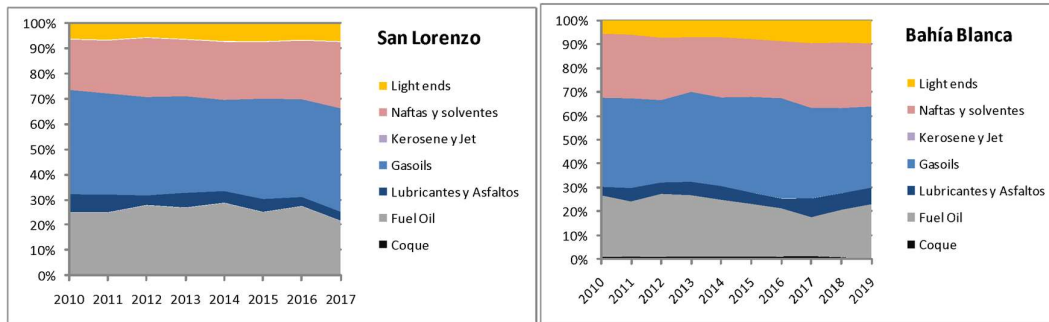


Gráfico II. 11. Rendimiento de productos por refinería. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020)

En el Gráfico II. 12 se ordenan las refinerías por rendimiento de fuel oil vs. grados API en la alimentación. El tamaño de las burbujas es proporcional a la cantidad de crudo total procesado por cada una, que se indica en barriles por día promedio para el período 2010 - 2019.

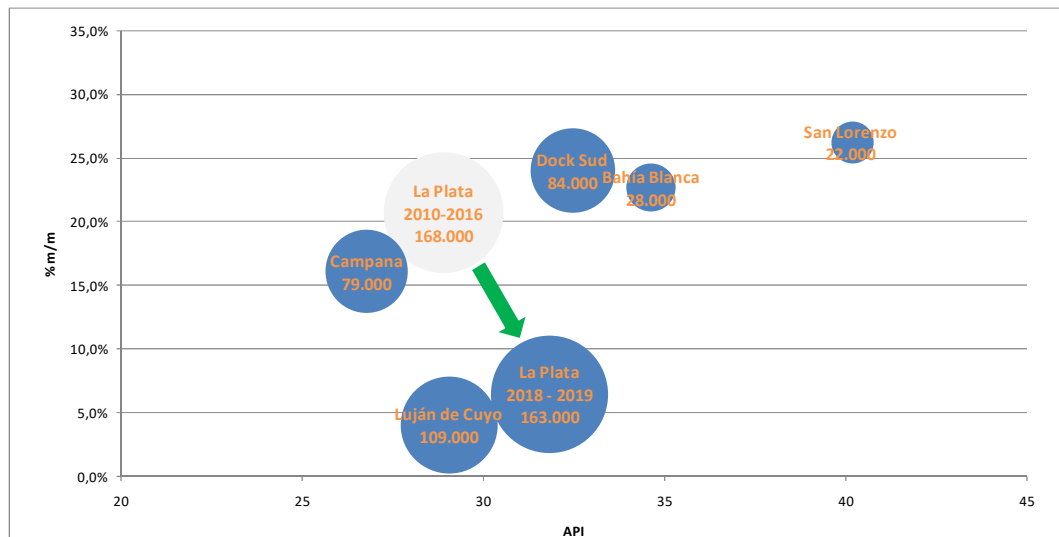


Gráfico II. 12. Rendimiento de fuel oil vs. grados API de la alimentación. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020)

- Una refinería que variase su alimentación manteniendo fija su configuración y complejidad podría ubicarse en puntos sobre una diagonal desde arriba a la izquierda (alimentaciones pesadas con alto rendimiento de fuel oil) hacia abajo a la derecha (alimentaciones livianas con bajo rendimiento de fuel oil).
- Se observa que las refinerías de alta complejidad (La Plata, Luján de Cuyo y Campana) obtienen rendimientos bajos de fuel oil procesando crudos más pesados. En condiciones normales, son las que obtendrían mayor margen por barril procesado, ya que procesan un crudo de menor precio y le extraen mayor valor. Las refinerías de Dock Sud (complejidad mediana-alta) y Bahía Blanca (mediana) eligen dietas más livianas, y obtienen rendimientos de fuel oil mayores. Mientras operó, la refinería de San Lorenzo procesaba la dieta más liviana, y aún así tenía un rendimiento de fuel relativamente alto, dada su baja complejidad.

- En el año 2016, la refinería de La Plata inauguró una planta de Coker (unidad que fundamentalmente convierte fuel oil en gasoil, nafta y coque). Puede observarse el desplazamiento dentro del gráfico. También alivió su dieta procesando más crudo de la cuenca Neuquina en detrimento del crudo del Golfo San Jorge.
- Durante 2020, se espera que la refinería de Campana ponga en marcha una nueva unidad de Coker (ya en la etapa final del proyecto) y se desplace en el gráfico como indica la flecha verde.

II.6 Exportaciones e Importaciones

El Gráfico I. 13 muestra la evolución de las exportaciones e importaciones de crudo en Argentina. La evolución del país de exportador a importador de energía como consecuencia de un aumento de la demanda y de una reducción en la oferta local fue tratada en la sección II.1. Las exportaciones predominantes son de crudos del Golfo San Jorge, que son los más pesados para procesarse en las refinерías locales. En 2019, aparece como novedad la exportación de crudos de la cuenca Neuquina.

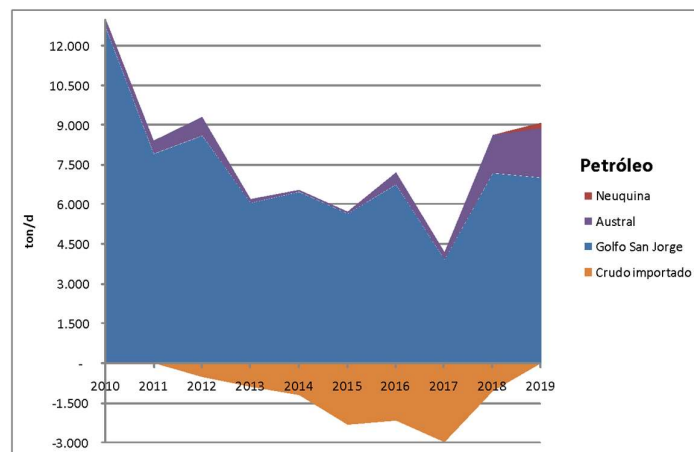


Gráfico II. 13. Exportaciones e importaciones de petróleo. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020)

En el Gráfico II. 14 se presenta la evolución de las exportaciones e importaciones de los principales derivados de petróleo. En el caso del kerosene y el fuel oil, se considera el abastecimiento para transporte internacional en línea con las exportaciones, aplicando el mismo enfoque que la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2019). Lo mismo vale para el gasoil, aunque la porción del transporte internacional en el mercado total de este derivado es marginal.

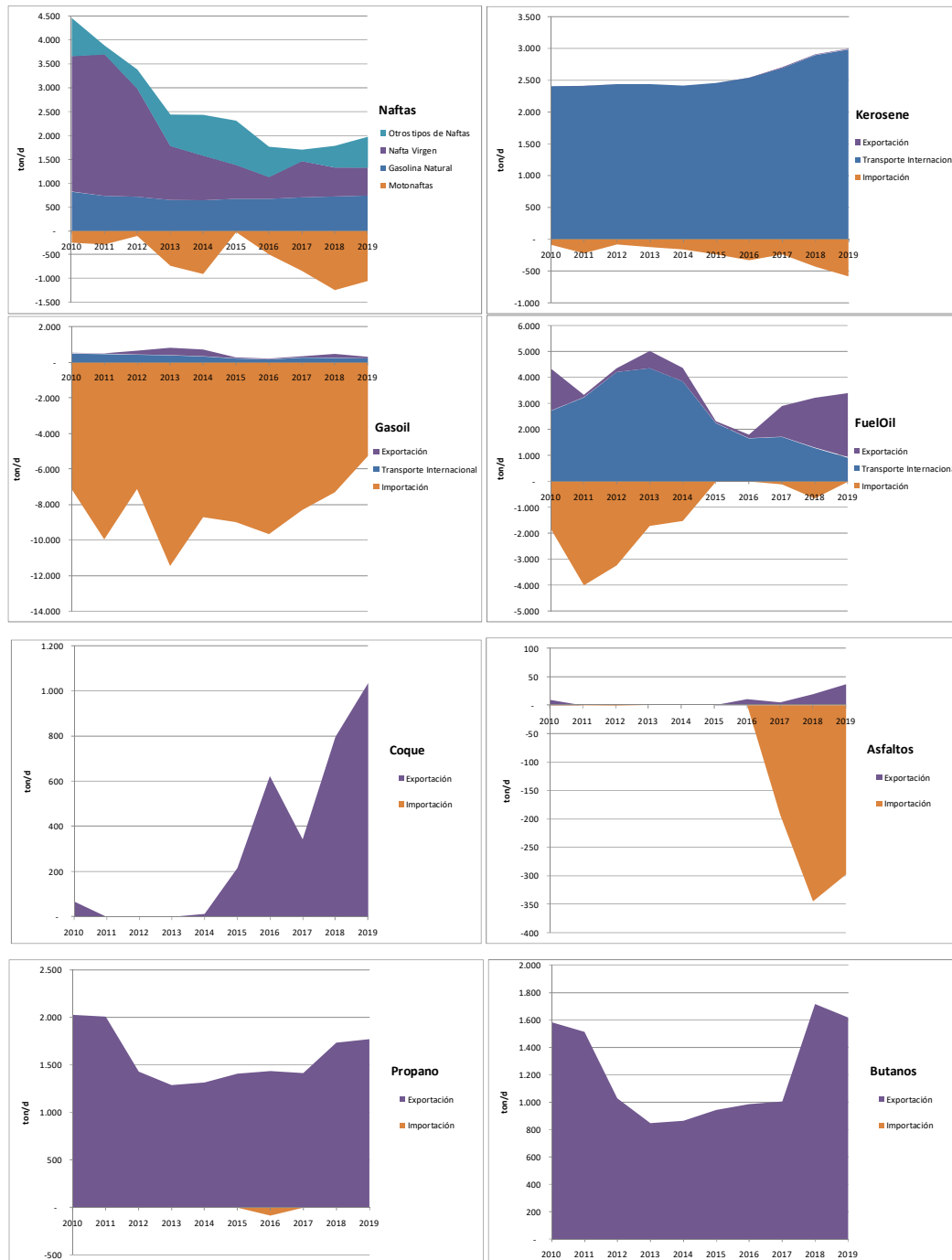


Gráfico II. 14. Exportaciones e importaciones de principales derivados de petróleo.

Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020)

Las principales observaciones son:

- Como se indica en la sección II.1, el país es importador neto de derivados
- La operación predominante es la importación de gasoil, que en el período analizado promedia las 8.400 toneladas por día. Entre 2012 y 2018, se importaron crudos de alto rendimiento en gasoil para moderar esta tendencia.

- En lo que refiere a naftas, se exporta nafta virgen (obtenida del crudo sin posterior proceso), naftas de bajo octano y gasolina natural (proveniente de la producción de gas natural) y se importan motonaftas (de alto octano, para automóviles).
- Si bien se importa una cantidad relativamente baja de kerosene, no es comparable al volumen de importaciones de gasoil. El abastecimiento al transporte internacional es muy significativo.
- Aunque su volumen es menos relevante que la nafta y el gasoil, cabe mencionar que el país ha desarrollado en los últimos años un excedente de coque, que se acentuará cuando la refinería de Campana ponga en marcha su nuevo Coker.
- Algo inverso sucede con los asfaltos, también de volumen minoritario frente a otros derivados, donde se observa un déficit que llegó a casi 300 ton/día en 2018, en tanto las refinerías locales producían unas 1250 ton/día.
- La producción de propano y butano está muy ligada a la producción de gas natural además de la refinación. Hoy existen saldos exportables importantes de ambas. Es esperable que se incrementen si se desarrolla la producción de gas natural no convencional, impactando negativamente en el valor de estos derivados para las refinerías.
- La exportación de crudos pesados y la enorme magnitud de las importaciones de gasoil evidencian una falencia estructural en la capacidad del parque refinador de procesar estos crudos para obtener derivados.
- Una conclusión similar puede obtenerse cuando se observan las exportaciones de nafta virgen, gasolina de bajo octano y gasolina natural, frente a la importación de motonaftas: se evidencia una capacidad deficiente de agregar valor a las gasolinas producidas.
- En líneas generales, los derivados con excedentes exportables suelen ser los de menor valor agregado por tonelada (propano, butano, nafta virgen, coque), en tanto las importaciones corresponden a los productos más valiosos (gasoil, motonaftas y recientemente asfaltos).

Estos puntos se profundizan en el Capítulo III, en la sección III.5.

II.7 Escenarios a 2030

La Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2019) planteó cuatro escenarios de demanda para 2030. Abarcan toda la matriz energética, y en particular el crudo y derivados.

- Tendencial: se modela teniendo en cuenta el comportamiento de los últimos años.
- Eficiente: incorpora el efecto de políticas de eficiencia energética que impactarían sobre la demanda.
- Electrificación: contempla una mayor penetración de la energía eléctrica en hogares y en el parque automotor.
- Gasificación: asume una fuerte inversión en industrias gas-intensivas debido a una mayor disponibilidad del recurso y a una creciente utilización del gas natural en el transporte (GNC y GNL).

En términos de oferta de crudo, el mismo estudio consideró dos escenarios en función de la evolución de los precios internacionales (medios o altos).

Si bien el trabajo de la Secretaría de Energía no detalla cómo es la evolución entre 2018 y 2030, sino puntos de partida y llegada, para esta tesis se asumió que la evolución será año a año igual en porcentajes.

El Gráfico II. 15 corresponde a la evolución de la producción de crudo para el escenario de precios medios, las evoluciones de la demanda para los cuatro escenarios mencionados, y el saldo resultante de exportación – importación. El Gráfico II. 16 es equivalente para el escenario de precios altos. En ambos se ha superpuesto la capacidad de refinación del país en dos modos: refinерías grandes (La Plata, Luján de Cuyo, Campana y Dock Sud) y refinерías operativas, donde se agregan Bahía Blanca y Plaza Huincul: no se contemplan Campo Durán (por basarse en la producción de una cuenca en declinación) ni San Lorenzo, ya que la reanudación de sus operaciones es incierta.

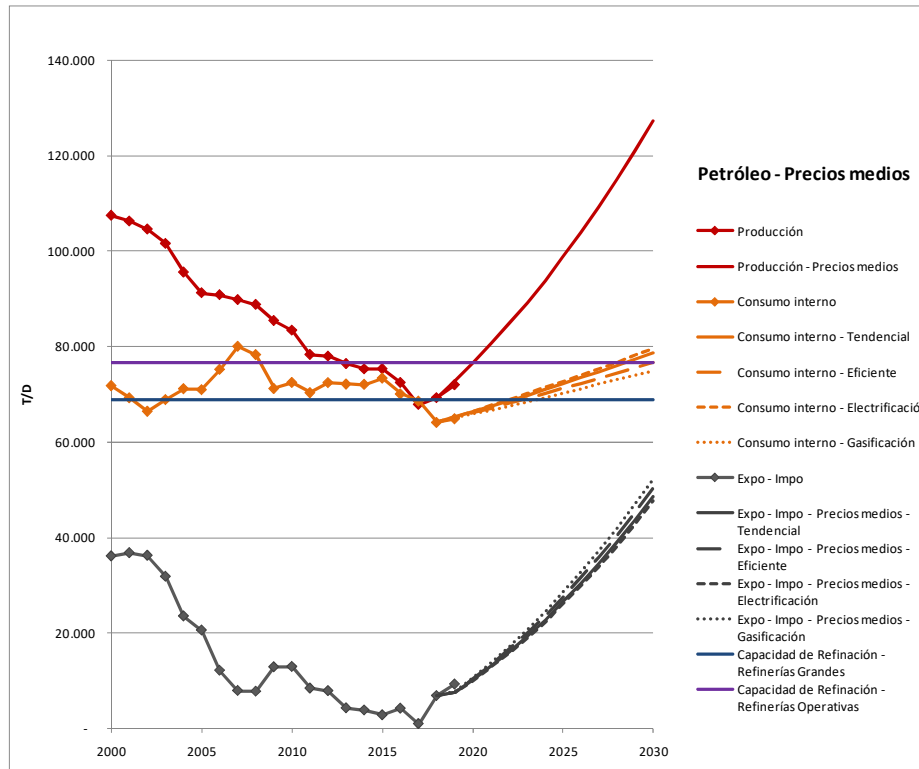


Gráfico II. 15. Evolución del crudo por escenarios de demanda. Producción según precios medios. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2019)

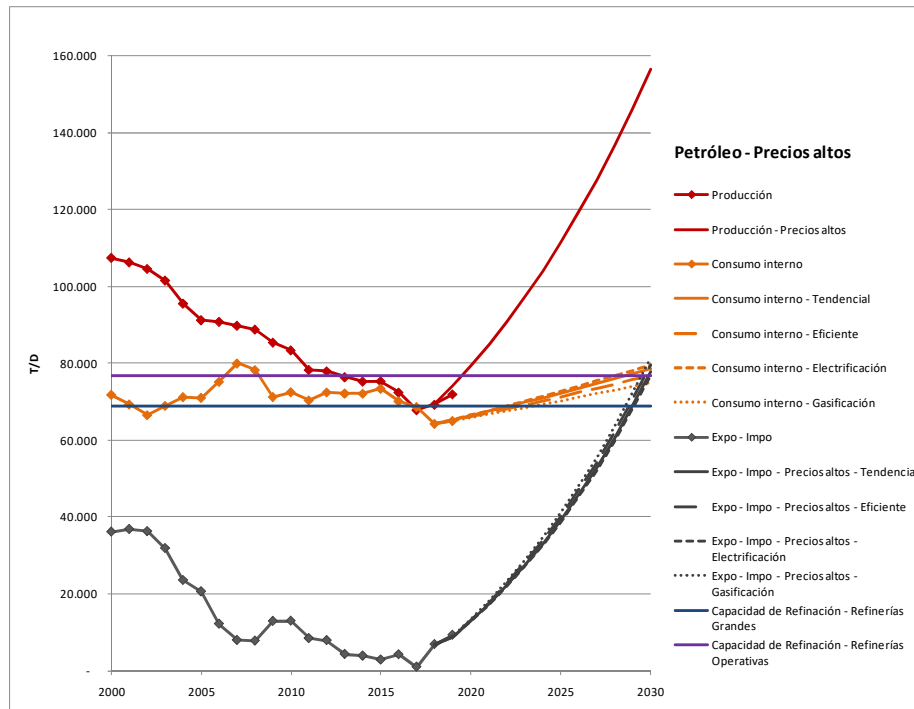


Gráfico II. 16. Evolución del crudo por escenarios de demanda. Producción según precios altos. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2019)

En función del comportamiento de la producción de crudo hasta hoy, ambas previsiones de evolución para precios medios y altos de la Secretaría de Energía parecen muy optimistas y generan saldos exportables de crudo muy superiores a los actuales. Se basan en un aumento considerable de la producción de crudo no convencional, mientras que continúa la declinación de la producción convencional.

Se elaboran en esta tesis un escenario de producción de crudo hasta 2030 de un valor promedio de 2015 a 2019, y un escenario de producción de crudo declinante, siguiendo la pendiente negativa de 2000 a 2019, con el respectivo efecto sobre los saldos comerciales. Se presentan las evoluciones en el Gráfico II. 17 y en el Gráfico II. 18 respectivamente.

En el primer caso, el saldo de crudo sería casi nulo, levemente importador. En cambio, si la producción continuara declinando hasta 2030 con la misma pendiente promedio de 2000 – 2019, el saldo importador sería de alrededor de 35.000 toneladas por día (T/D) para 2030.

Un punto a mencionar de los escenarios de producción considerados es que no se contempla la interrelación entre la producción y el consumo: es dudoso que en un escenario de precios internacionales medios, la evolución de la demanda interna sea igual que en un escenario de precios altos, y que el único efecto sea sobre la producción. Vale mencionar, sin embargo, que la demanda de crudo en cantidades suele ser bastante inelástica al precio.

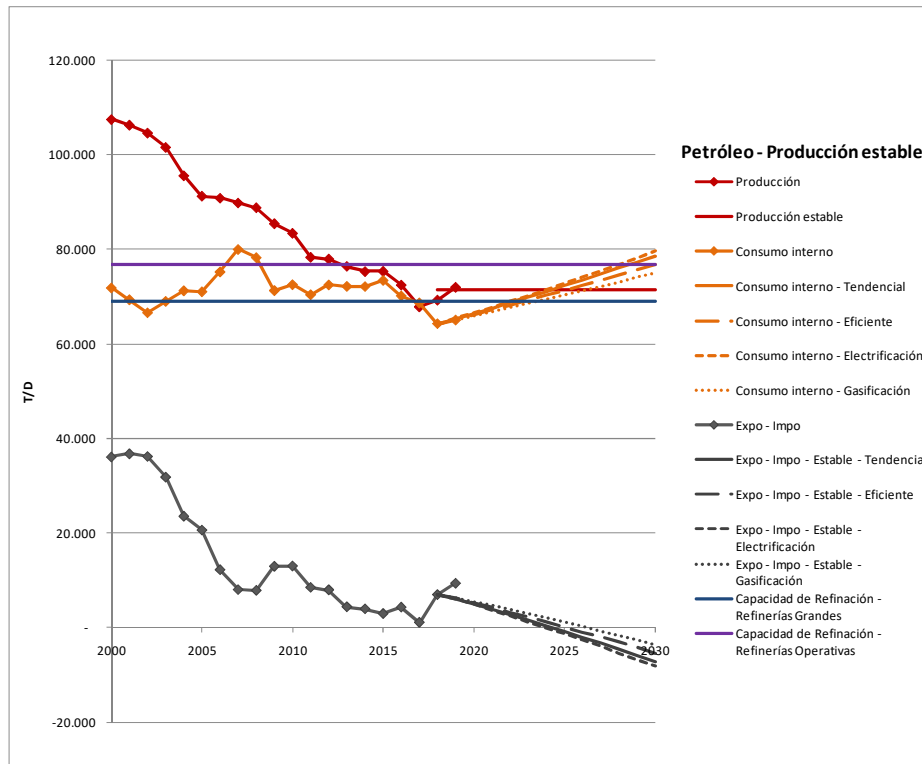


Gráfico II. 17. Evolución del crudo por escenarios de demanda. Producción estable.

Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2019)

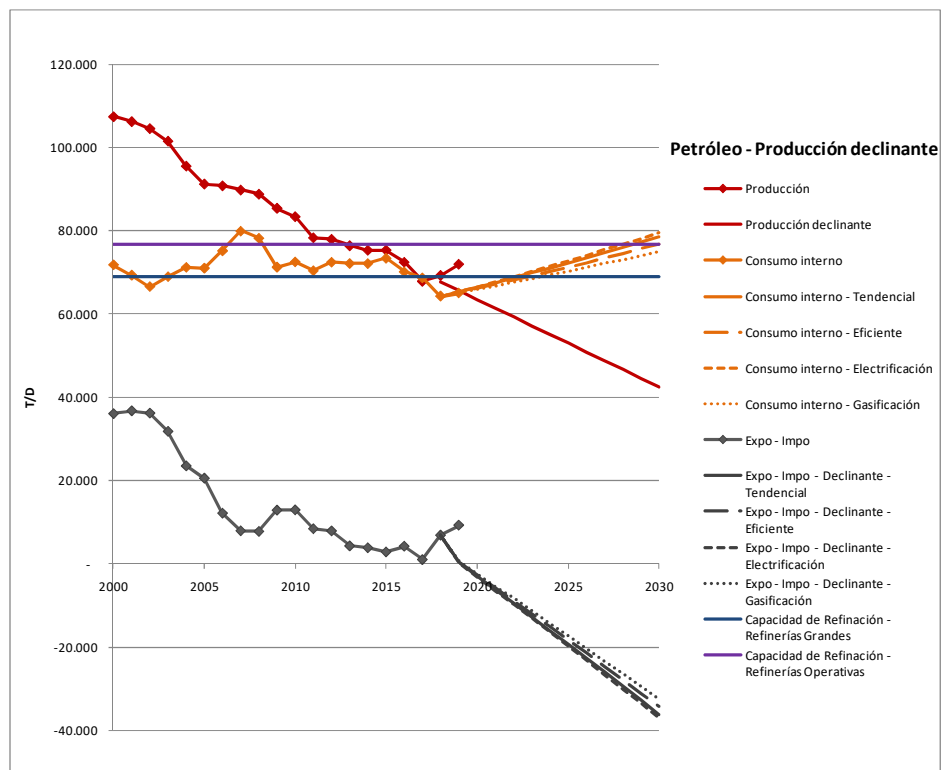
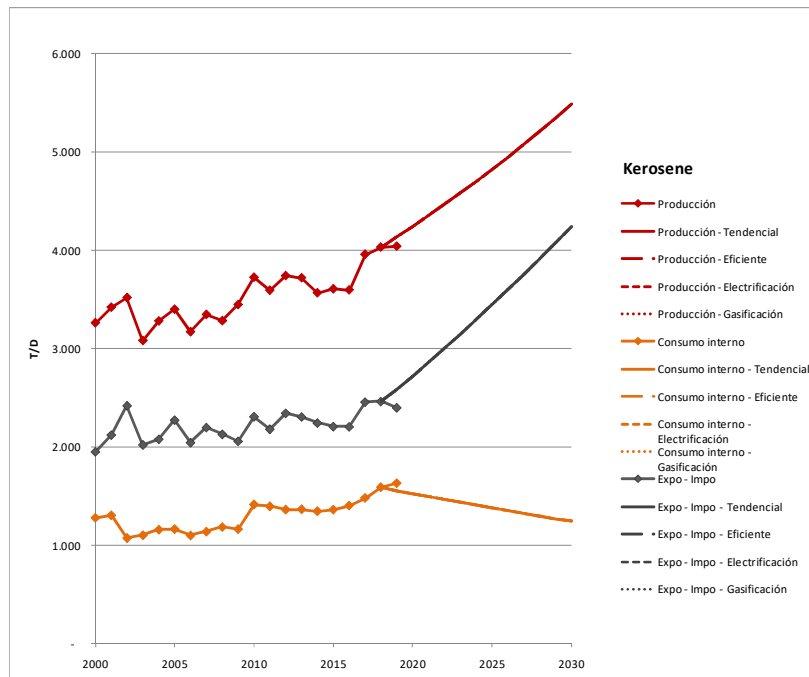
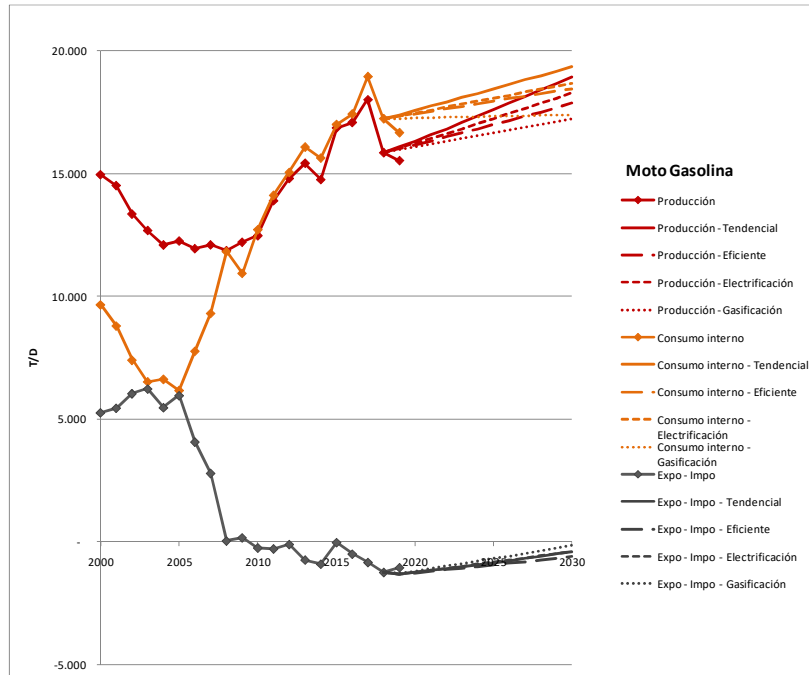


Gráfico II. 18. Evolución del crudo por escenarios de demanda. Producción declinante.

Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2019)

Para cualquiera de los escenarios, al comparar la evolución del consumo interno de crudo requerido y la capacidad de refinación, la Secretaría concluye que no sería necesario aumentarla para 2030.

Respecto de la evolución en la demanda y en la producción de derivados, y los consecuentes saldos comerciales, también se plantea su evolución en base a los cuatro escenarios planteados por la Secretaría de Energía, que se presentan en el Gráfico II. 19.



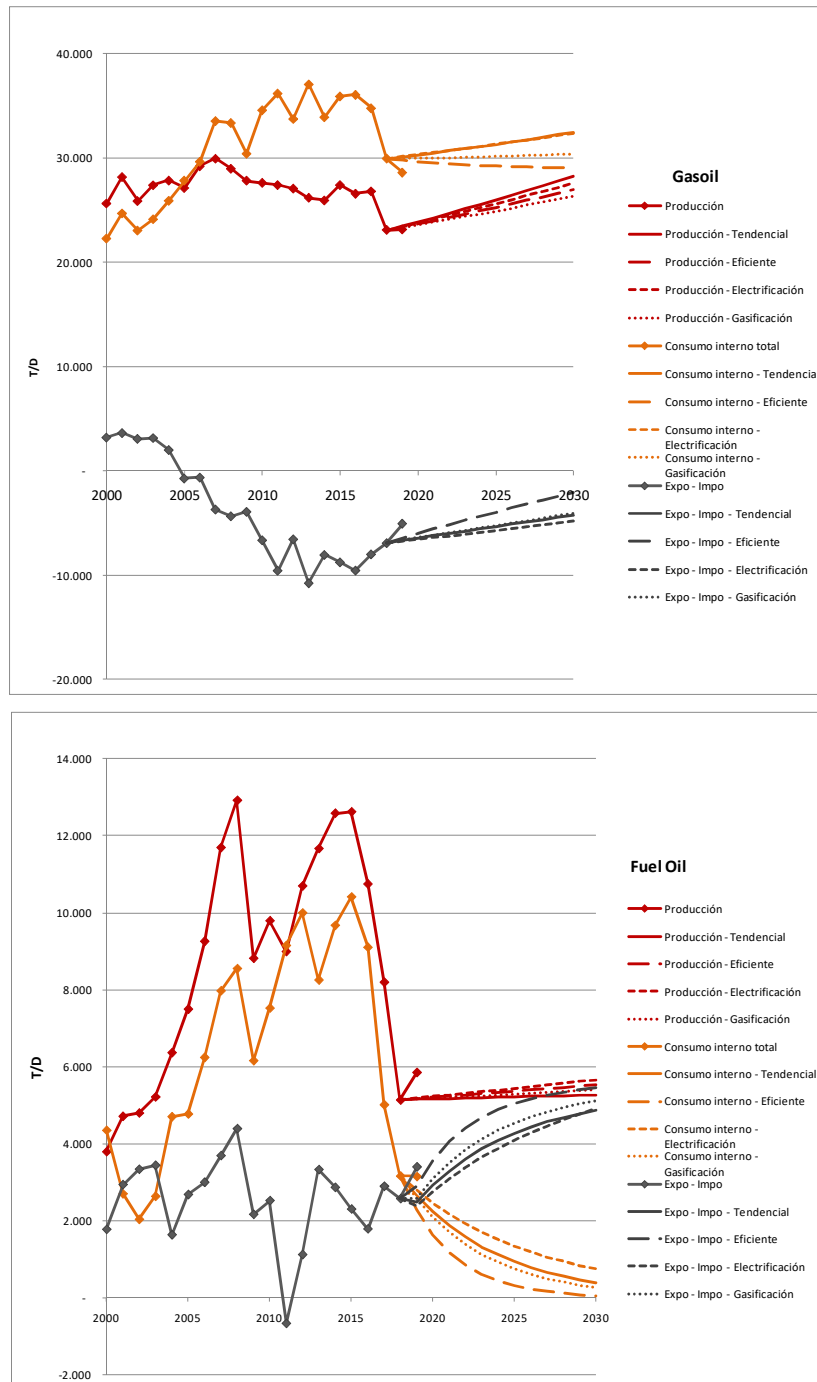


Gráfico II. 19. Evolución de derivados de petróleo por escenarios de demanda. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2019)

De acuerdo a estos escenarios:

- La producción de todos los derivados aumenta levemente, en consonancia con el consumo interno de crudo.
- Tanto en motogasolina como en gasoil, el aumento en el consumo es superado por el aumento en la producción, reduciendo significativamente las importaciones. Esto se debe al

mayor rendimiento de nafta y gasoil del crudo no convencional, que constituirá una parte creciente de la dieta de las refinerías.

- En sus proyecciones de demanda de derivados del petróleo, la Secretaría prevé para 2030 un aumento del corte efectivo de biodiesel de 10% a 11,5% sobre el producto comercializado al parque automotor, y de 12% a 16% para el corte de bioetanol en motogasolina.
- El marcado aumento previsto de la producción de kerosene y la reducción en su consumo interno derivan en un marcado aumento del volumen destinado a exportaciones y transporte internacional.
- En cuanto al fuel oil, las previsiones de la Secretaría en 2019 esperan producciones estables y bajas, y un marcado descenso del consumo en favor del gas natural, lo cual genera mayores excedentes que se destinarán a exportación y transporte internacional.
- Vale destacar que estos comportamientos se corresponden con un escenario de fuerte despegue de la producción de crudo no convencional, más liviano, en línea a los escenarios de precios medios y altos de crudo que previstos por la Secretaría. En el caso de los escenarios agregados de producción de crudo estable y declinante, el rendimiento de productos obtenidos dependería mucho del tipo de crudo que se importara. Esto se discute en la sección III.5.

II.8 Nuevas especificaciones para gasolina y gasoil

La Resolución 5/2016 de la Secretaría de Energía, y sus Resoluciones modificatorias 558/2019 y 576/2019 (Boletín Oficial, 2019) disponen que a partir de 2024 las naftas y gasoils deben reducir su contenido de azufre como se detalla en la Tabla II. 3.

	2019	2024
Nafta Grado 2	150	50
Nafta Grado 3	10	10
Gasoil Grado 2	1000/500*	350
Gasoil Grado 3	10	10

Tabla II. 3. Especificaciones de azufre en ppmw (mg/kg) para nafta y gasoil.

*El límite en el contenido de azufre del Gasoil Grado 2 es menor para grandes centros urbanos, y mayor para el resto del país.

Esto está obligando a las refinerías a aumentar su capacidad de remover el azufre en los combustibles que producen, mediante plantas nuevas o aumentando la capacidad de sus plantas existentes de hidrotratamiento.

Algunas consecuencias de este punto son:

- Las refinerías deben invertir sumas relevantes de capital en aumentar su capacidad de remover azufre en los combustibles, sin que por ello vean aumentado su margen de refinación. Esto pone presión sobre sus finanzas.

- Como en cualquier inversión en refinación, la escala es condicionante: es evidente que las refinerías chicas tendrán que realizar inversiones mayores en proporción a su capacidad de procesamiento para producir combustibles en especificación.
- Las empresas refinadoras que no realicen estas inversiones deberán, o bien venderle sus combustibles a otras empresas con capacidad sobrante de hidrotratamiento y recomprarle los productos hidrotratados, o bien exportar productos con alto contenido de azufre e importar los equivalentes con bajo azufre. En el caso de la opción de exportar – importar, conlleva una doble penalidad en fletes, además de costos impositivos y riesgo de acceso al Mercado Único y Libre de Cambios (MULC) para el pago de las importaciones.
- En un caso extremo, algunas de las refinerías chicas pueden volverse inviables y esto impactará en la capacidad de refinación del país.

II.9 Nuevas especificaciones del fuel oil para transporte

La regulación IMO 2020 obliga a los buques a emplear fuel oil con un contenido de azufre máximo de 0,5 % m/m a partir de enero de 2020. Dado que los crudos argentinos tienen relativamente bajo azufre (0,2 % m/m en el Golfo San Jorge, 0,1 % m/m en la cuenca Austral y 0,2 – 0,5% m/m en la cuenca Neuquina), el fuel oil producido a partir de ellos también lo tiene. En particular, el crudo no convencional tiene un contenido de azufre menor que el que solía ser típico para la cuenca Neuquina. No se prevé que las refinerías locales deban hacer proyectos para cumplir con estas especificaciones: en cambio, es esperable que el fuel oil local se valore relativamente a nivel internacional.

En el Gráfico II. 19 se puede observar el peso relativo que tiene el mercado local de fuel oil frente a la exportación. En un escenario optimista de desarrollo de Vaca Muerta, el gas natural desplazará al consumo de fuel oil generando crecientes saldos exportables. En tal contexto, el precio internacional será muy relevante. Sin embargo, si en los próximos años se da un escenario de restricción de gas natural (si no se desarrolla la producción de gas natural de Vaca Muerta), las usinas e industrias se verán obligadas a consumir fuel oil (como muestra el gráfico para el período 2004 – 2017) lo cual tendrá un impacto significativo en el precio local, más allá de lo que suceda con el precio internacional.

II.10 Evolución del precio del crudo – internacional y ‘criollo’

Una de las características más relevantes del mercado argentino es el desacople de precios entre el crudo local (denominado por ello barril ‘criollo’) y el precio internacional. En todo el mundo, el crudo tiene un valor de referencia, hoy principalmente el Brent. Los demás crudos valen más o menos según sus características frente al Brent (contenido de azufre, rendimiento en la destilación, densidad, etc.). Cuando los valores del crudo en algún lugar del mundo varían significativamente respecto del resto, se produce un arbitraje, que generalmente se cierra relativamente rápido transportando crudo desde los mercados donde el precio es menor hacia donde el precio es mayor.

En Argentina, sin embargo, el precio local ha estado desacoplado del internacional, como se muestra en el Gráfico II. 20: allí se representa la evolución de los precios del crudo de referencia Brent en el mercado internacional, del crudo del Golfo San Jorge en el mercado externo (que sigue de cerca al Brent, con una penalidad por calidad), del mismo en el mercado interno (incluyendo precios de transferencia dentro de empresas) y del total promedio recibido por los productores. Hasta 2014, se deprimió el precio local respecto del internacional mediante importantes retenciones a la exportación. Entre fin de 2014 y 2016 el precio local se mantuvo más alto que el internacional (que sufrió una importante caída) mediante acuerdos impulsados por el gobierno entre productores y refinadores para favorecer la producción doméstica. Desde 2017 a 2019 la intervención se eliminó, pero es evidente que ambos tipos de intervención son posibles en el futuro cercano.

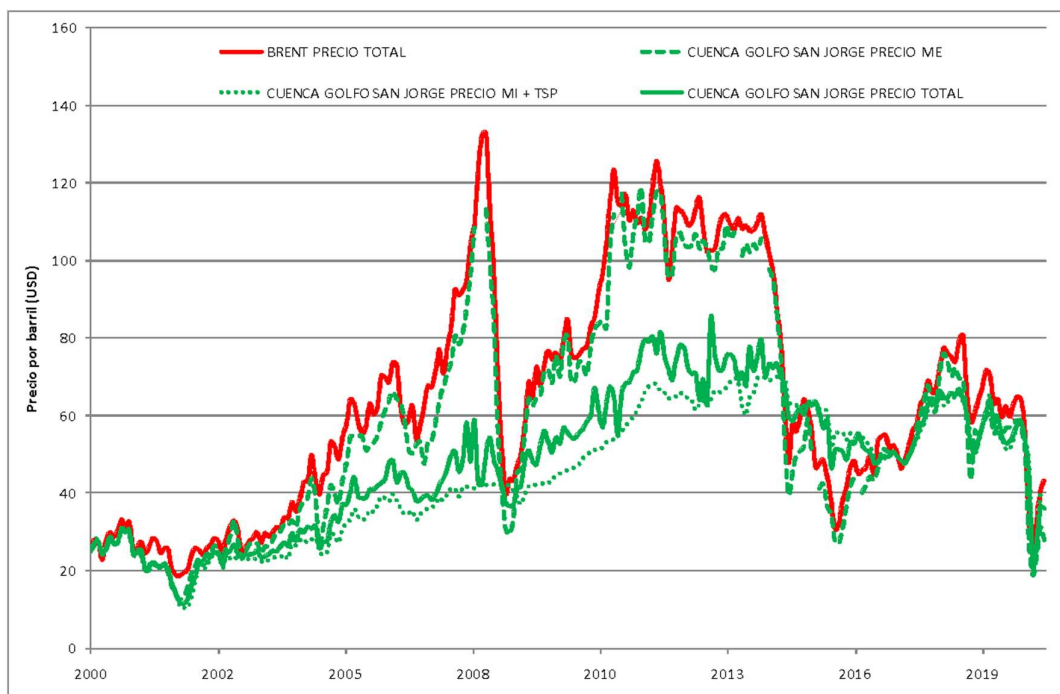


Gráfico II. 20. Precio internacional del crudo (Brent) y precios del crudo del Golfo San Jorge. Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020)

El impacto en la industria de la refinación es muy relevante, dado que el crudo es el principal insumo:

- A nivel internacional, el precio de los derivados sube y baja con el del crudo, manteniendo el margen de refinación en niveles acotados. En años de grandes caídas del precio del crudo, los refinadores han podido capturar temporalmente buenos márgenes hasta que los precios de los derivados fueron arrastrados hacia abajo. Lo opuesto ha sucedido en períodos de incrementos repentinos de precio, en que los refinadores no han podido pasar el aumento a sus clientes inmediatamente. En general, salvo estos efectos temporales, los márgenes de refinación se mantienen relativamente estables y los precios de crudo y derivados se siguen.

- A nivel local, mientras el precio del crudo local estuvo por debajo del internacional, se impidió que los refinadores locales capturaran un margen extraordinario exportando derivados al mercado internacional mediante retenciones a la exportación y obligándolos a abastecer el mercado local, de precios regulados. Las importaciones de derivados (como ya se mencionó, especialmente de gasoil) tenían márgenes bajos o incluso negativos, ya que el gasoil importado seguía al precio más alto del crudo internacional.
- Durante los años en que el precio del barril criollo fue mayor que el internacional, se creó el incentivo a los refinadores locales de importar derivados (de menor precio) y minimizar el procesamiento de crudo local, relativamente más caro. Esto se evitó parcialmente mediante regulaciones que restringieron las importaciones de derivados. Se permitió, en cambio, que las refinerías importaran crudos con buenos rendimientos en gasoil.
- Es evidente que un escenario como el último descrito desincentiva cualquier inversión de parte de los refinadores tendiente a reducir importaciones de derivados aumentando la capacidad de refinación (ya sea en barriles procesados o en rendimientos de derivados a obtener). Dichas inversiones tienen sentido únicamente para empresas integradas que, al refinar más, reemplazan las exportaciones de crudo a precio menor que el local por proceso propio.

II.11 Estrategias de las Principales Refinadoras

- La Plata: procesa una proporción creciente de crudo no convencional proveniente de la cuenca Neuquina (más liviano) y está realizando adaptaciones en su tren de destilación para ello. Ya se mencionó que puso en marcha una nueva unidad de Coker en 2016. Actualmente está llevando a cabo un proyecto para incorporar una hidrotratadora de gasolina y una hidrotratadora de gasoil que le permitan cumplir con las nuevas especificaciones de contenido de azufre. También planean aumentar su capacidad de reformado, para incrementar la producción de motogolina.
- Luján de Cuyo: en la medida que el crudo de la cuenca Neuquina siga aumentando su disponibilidad, lo procesará en cantidades crecientes frente al de la cuenca Cuyana. Ya tiene un esquema de alta complejidad y alta conversión. Está desarrollando un proyecto para incorporar una hidrotratadora de gasoil y aumentar su capacidad de hidrotratamiento de gasolina.
- Campana: Se orienta al proceso de crudo pesado del Golfo San Jorge, donde la misma empresa tiene producción de crudo. Para ello, requiere de alto nivel de conversión. En ese sentido, está culminando un proyecto de expansión de 1500 millones de USD que incluye:
 - Una unidad de Coker que convierte fuel oil en nafta, gasoil y coque, que se estará poniendo en marcha durante 2020.
 - Una hidrotratadora de gasoil y de nafta de Coker.
 - Una unidad de tratamiento de gases.

También planea incorporar una hidrotratadora de nafta más para cumplir con las especificaciones de azufre que entran en vigencia en 2024.

- Dock Sud: procesa una proporción creciente de crudo no convencional proveniente de la cuenca Neuquina, lo cual le requiere adaptaciones en su tren de destilación: actualmente está ejecutando un proyecto en este sentido. También está llevando a cabo un proyecto para incorporar una hidrotratadora de gasolina y una hidrotratadora de gasoil que le permitan cumplir con las nuevas especificaciones de contenido de azufre. Como se indica en la sección II.5, su rendimiento de fuel oil es relativamente alto si se lo compara con las demás refinerías grandes. Al respecto, es posible que en los próximos años deba desarrollar un proyecto que le permita agregar más valor a este corte. Sobre esto se discute en el próximo capítulo, sección III.5.
- Plaza Huincul: está desarrollando un proyecto de una nueva hidrotratadora de gasoil para cumplir con las nuevas especificaciones. A su vez, está adaptando su tren de destilación para procesar la proporción creciente del crudo no convencional (más liviano) de la cuenca neuquina.

CAPÍTULO III: ANÁLISIS ESTRATÉGICO

III.1 Metodología de la investigación

Se utilizan tres herramientas cualitativas para hacer un análisis estratégico de la industria en general: un análisis de la cadena de valor, un análisis de ciclo de vida y un diagrama de fuerzas. Se basan en los panoramas internacional y regional descritos en el Capítulo I. Luego se analizan posibles proyectos estratégicos de crecimiento para la refinación en Argentina basados en las conclusiones extraídas de las tres herramientas y en el panorama nacional elaborado en el Capítulo II.

III.2 Análisis de la cadena de valor

En el Gráfico III. 1 se ha elaborado la cadena de valor en la que se inserta la industria de la refinación con el objetivo de evaluar opciones de integración vertical con otros eslabones.

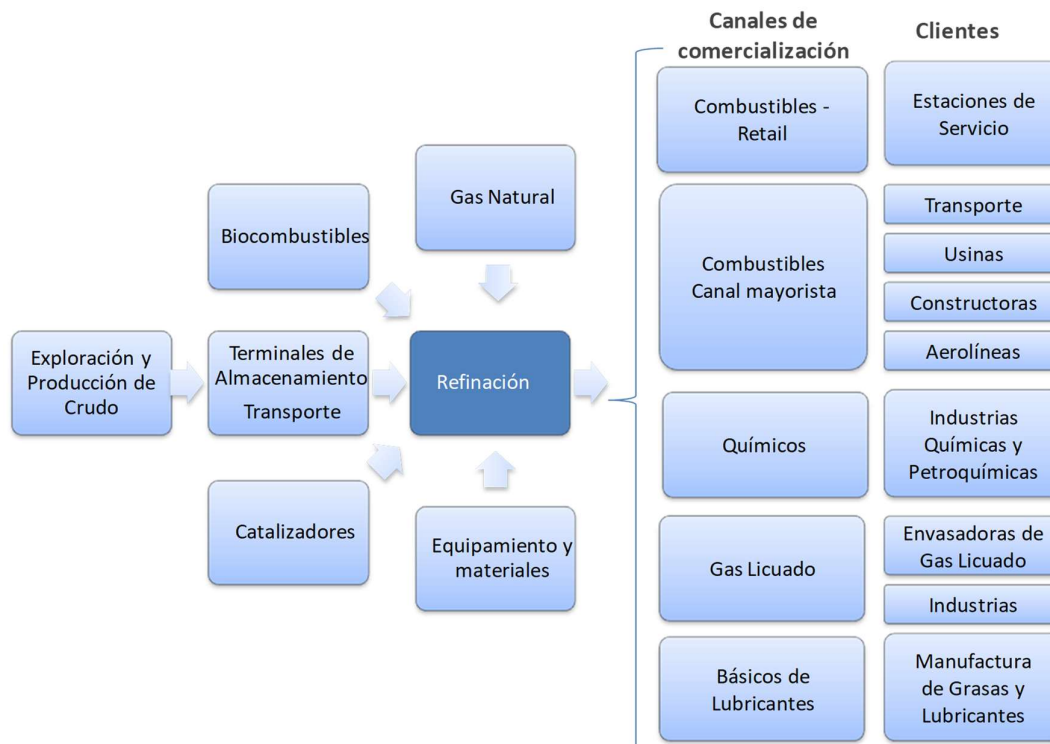


Gráfico III. 1. Cadena de valor de la industria de la refinación.

En general, el petróleo representa aproximadamente un 80% de los costos de la industria. Históricamente, existía una integración vertical de la cadena de exploración, producción, refinación, distribución y comercialización de hidrocarburos (especialmente para transporte) en manos de IOCs. Hoy, dicha integración persiste en IOCs y NOCs, pero han surgido múltiples empresas independientes de menor tamaño y de integración parcial (refinación, distribución y comercialización) (Gary, Handwerk, & Kaiser, 2007). Aún en las empresas verticalmente integradas, en los mercados abiertos las refinerías suelen tratarse como negocios prácticamente independientes, donde se compran y venden insumos a otras compañías.

El Gráfico I. 14 detalla el peso relativo de los canales de comercialización actuales a nivel global, y muestra que actualmente más de la mitad de los productos de la refinación son utilizados como combustibles para medios de transporte. En la cadena están representados por estaciones de servicio, empresas de transporte mayorista (trenes, barcos, etc) y aerolíneas. Sin embargo, dependiendo del escenario, el consumo de derivados en estos segmentos a nivel global no crecerá, o se reducirá marcadamente.

Como se mencionó en el Capítulo I, la integración vertical hacia la industria química y petroquímica está cobrando importancia creciente en la estrategia de las refinadoras, en línea con el crecimiento esperado de este segmento frente al consumo de combustibles para transporte. Al igual que la refinación, la industria petroquímica es intensiva en capital y también se desarrolla en gran escala.

Otra posibilidad de integración vertical de interés para la refinación es aquella con generadoras de energía eléctrica. En Argentina, en particular, las usinas son importantes consumidoras de derivados de petróleo, especialmente de fuel oil, debido a las restricciones invernales de consumo de gas natural. Si la producción de gas natural aumenta (como se espera en el estudio de la Secretaría de Energía de 2019) a partir del desarrollo de Vaca Muerta, el consumo de fuel oil para generación será marginal, ya que el gas natural es mucho más económico. La integración sólo se justificaría en un escenario de poco desarrollo en la producción de gas natural y restricciones de consumo a usinas. En un sentido más general, la integración con usinas puede permitir a las refinadoras crecer en una industria más vinculada al mercado eléctrico, siendo la electrificación del consumo una de las tendencias más importantes que se espera en las próximas décadas. Es un primer paso posible para que las empresas petroleras migren hacia empresas de energía.

La integración con eslabones aguas arriba de la cadena de valor ha sido históricamente una estrategia exitosa para cubrirse de variaciones en el precio del crudo. Cuando el precio baja, la refinación obtiene un margen sustancial hasta que los precios de los productos derivados siguen al del crudo. Cuando el precio sube, el sector refinador queda temporalmente con márgenes mínimos o negativos hasta que puede transferir el aumento a los segmentos aguas abajo, pero el segmento de exploración y producción se ve beneficiado. No obstante, ante un futuro donde en mayor o menor medida la producción y refinación de petróleo se reducirá, integrarse verticalmente no parece una buena estrategia, ya que se corre el riesgo de vincular dos negocios en declinación y agrandar el problema.

En este sentido, resulta más atractiva una estrategia de diversificación, donde las refinadoras tengan presencia en otros negocios, por ejemplo vinculados a la generación de energía a partir de fuentes alternativas a los hidrocarburos.

III.3 Análisis de ciclo de vida

En forma general, las industrias pasan por cuatro etapas en su ciclo de vida: embrionaria, de crecimiento, de madurez y de decadencia. La actividad evoluciona en el tiempo cualitativamente como refleja el Gráfico III. 2. En función de los escenarios descritos en el Capítulo I, se ubica a la industria de la refinación en una etapa madura. La entrada próxima en decadencia depende del escenario considerado y de la región (primero los países más desarrollados, y luego los emergentes). Es evidente que de no darse una segunda ola de crecimiento impulsada por una transformación, la actividad en general no crecerá en las próximas décadas.

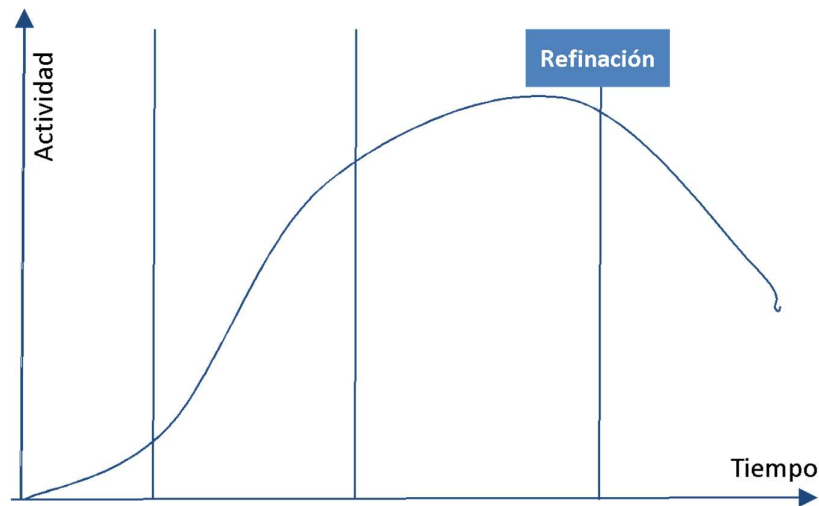


Gráfico III. 2. Ciclo de vida para la industria de la refinación

Algunos patrones típicos de las industrias en etapa madura que coinciden con lo que ocurre en la industria de la refinación son:

- Número de competidores relativamente estable
- Altas barreras de entrada.
- Lazos comerciales maduros entre proveedores y refinadores, y entre refinadores y clientes.
- Importancia fundamental del costo en la estructura del margen. Esto se ve acentuado por tratarse una industria comoditizada, tomadora de precios, y con márgenes bajos respecto del costo del barril de petróleo.
- Líneas de productos en renovación, con foco en aquellas cuya demanda no decae, y potenciales reducciones para mejorar eficiencias.

Como resultado de este análisis, las estrategias genéricas para industrias maduras que son aplicables a la refinación son:

- Inversiones orientadas a reducir costos como variable fundamental para mejorar el margen. El principal costo de las refinerías (además lógicamente del crudo) es el consumo energético, por lo que la eficiencia energética es decisiva.

- Foco en mejorar eficiencias operativas. Hoy existe en la industria de la refinación una tendencia de digitalización de los procesos orientado a maximizar eficiencias.
- Racionalización de la línea de productos: se priorizan segmentos eficientes o con perspectivas de crecimiento por sobre aquellos donde los márgenes son bajos o las demandas decaen.
- Destino de generación de caja a la financiación de proyectos innovadores: en la medida que el negocio actual todavía no decae, la industria tiene la posibilidad de innovar y tomar un rol relevante en la adopción de nuevas tecnologías. En este sentido, muchas empresas petroleras hoy se redefinen como empresas de energía, que invierten cantidades crecientes en energías renovables, biocombustibles, producción de hidrógeno, litio, etc. La industria de la refinación en particular tiene una mentalidad muy fuerte de estandarización y reducción de riesgos, poco ágil para desarrollarse en industrias más innovadoras. Esto lleva a las empresas a formar unidades de negocio independientes para incursionar en nuevas tecnologías.

III.4 Análisis de fuerzas

En función de la información presentada, se ha elaborado un diagrama de Porter para ilustrar las fuerzas externas a la industria, su peso relativo y cómo se espera que evolucionen. Se evalúan con círculos las fuerzas relativas frente a la industria de la refinación, y con flechas la tendencia esperada de dichas fuerzas.

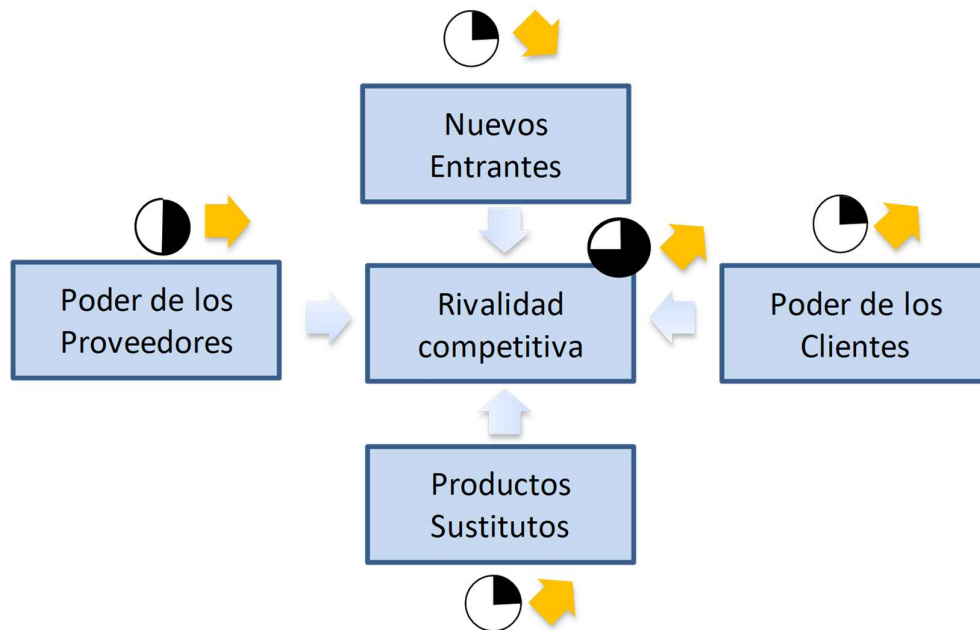


Gráfico III. 3. Diagrama de Porter para la industria de la refinación

- Los principales proveedores de las refinерías son los productores de petróleo. La fuerza relativa de ambos sectores depende de la cantidad de jugadores en cada segmento para cada mercado. Es una dinámica que depende mucho de las características locales.

- La competencia existente es alta ya que el tamaño del mercado es bastante inelástico, y la diferenciación entre productos es menor. Refinerías mayores y eficientes desplazan a las menores, menos complejas o más ineficientes. Es esperable que si la demanda crece como se prevé, la competencia aumente aún más.
- Los refinadores tienen hoy poder frente a sus clientes, que dependen en general fuertemente de los derivados del petróleo. Sin embargo, en la medida que avance el cambio cultural y la regulación ambiental avance, es esperable que los consumidores finales tengan disponibles y prefieran el uso de energías con menor huella de carbono, o de productos fabricados a partir de energías renovables, y esto se traduzca en una pérdida de poder relativo de la industria de la refinación. El mejor ejemplo es el incipiente pero marcado avance del auto eléctrico.
- Independientemente del cambio de paradigma que pueda sufrir la industria, los nuevos entrantes hoy no representan una amenaza para los jugadores existentes, ya que la actividad es muy intensiva en capital, altamente especializada y por ende tiene altas barreras de entrada.
- Los productos sustitutos, en cambio, son la gran amenaza de la industria de la refinación, como se explica en la sección I.4. Las energías renovables están creciendo en forma sostenida, y se espera que dicho comportamiento se acentúe en las próximas décadas. En particular, la refinación se verá seriamente afectada por los cambios en el transporte debido a la electrificación, el reemplazo por biocombustibles y la mayor eficiencia de los motores de combustión interna.
- Un análisis de fuerzas de Porter similar desarrollado en (da Silva, 2020) llega a conclusiones similares.

En definitiva, el análisis de fuerzas indica una presión creciente sobre la industria de parte de clientes y sustitutos, que incrementará la competencia haciendo prevalecer a las refinerías más eficientes, complejas y de mayor escala. La integración con otros eslabones de la cadena de valor puede tener sentido en casos puntuales (usinas, industria petroquímica), pero en general no supone una buena estrategia si todos los segmentos retroceden. Es evidente que en la medida que el mercado se siga cerrando para todos los jugadores, deberán diversificarse en segmentos o actividades alternativas.

III.5 Posibles Proyectos Estratégicos en Argentina

El desarrollo de proyectos de crecimiento para la refinación en Argentina depende fundamentalmente de:

- El panorama de la producción de crudo local, especialmente del desarrollo o no del potencial de producción de crudo no convencional y de gas natural en la cuenca Neuquina.
- La evolución de la demanda local de derivados, vinculada al desarrollo económico en general y a la evolución de fuentes de energías alternativas.

- Las condiciones económicas y financieras para llevar a cabo estos proyectos (fundamentalmente márgenes de refinación, costo de capital y competitividad frente a proyectos de refinación en otros países).

A continuación se analizan algunos proyectos posibles.

III.5.i Nueva refinería

Si el desarrollo de crudo no convencional en los próximos años es de la magnitud que planteó la Secretaría de Energía en 2019 en sus escenarios para 2030, el país se convertirá en un gran exportador de crudo no convencional. Existe una posibilidad de agregar valor a este crudo refinándolo localmente, y exportando derivados. La capacidad de las refinерías locales se vería ampliamente superada, por lo que debería desarrollarse una nueva refinería.

Como nuestro país está lejos de los principales mercados, la penalidad por flete afectaría más las exportaciones de derivados por separado que la exportación de crudo, por lo que sería importante poder vender dichos derivados a países de la región como Brasil y Chile, que son los principales importadores de derivados en Sudamérica, en forma sostenida, como puede observarse en el Gráfico III. 4. En el caso de Brasil, predominan las importaciones netas de gasoil, y nafta para petroquímica (7850 y 6000 ktoe anuales promedio entre 2010 y 2019). En el caso de Chile, importa unas 6000 ktoe anuales de gasoil y unas 1300 de gas licuado (IEA - Data and Statistics, 2020).

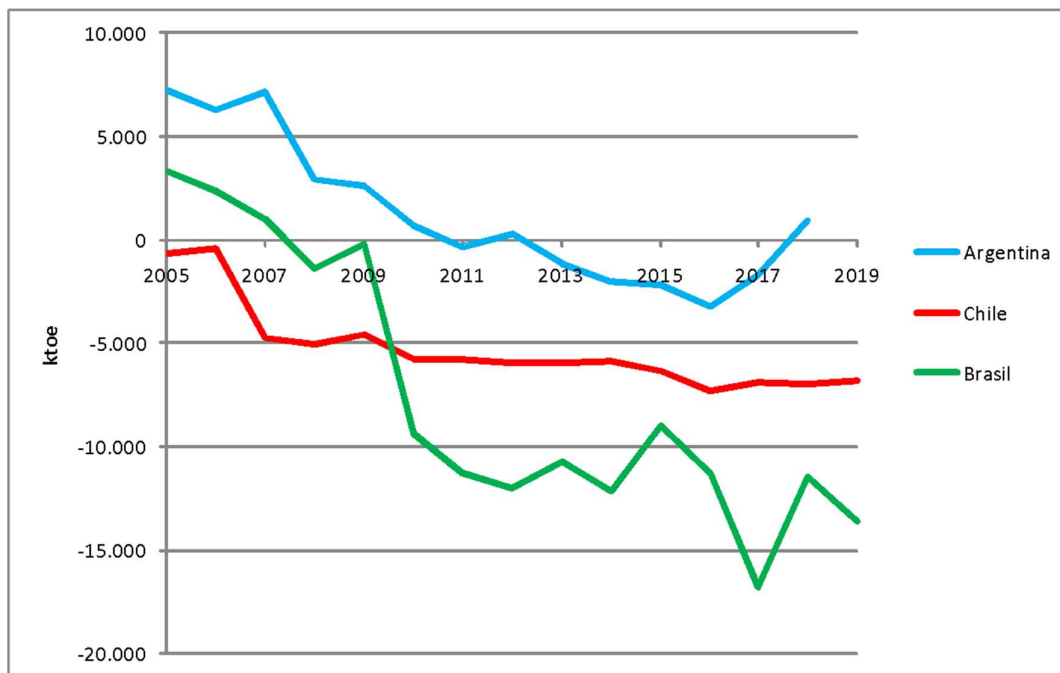


Gráfico III. 4. Balance de derivados de petróleo en Argentina, Brasil y Chile. Elaboración propia a partir de datos de la International Energy Agency (IEA - Data and Statistics, 2020)

En línea con lo presentado en el Capítulo I y en las secciones anteriores de este capítulo, una nueva refinería debería estar al menos parcialmente integrada con la producción petroquímica.

Por ejemplo, podría desarrollar la producción de benceno-tolueno-xileno a partir del reformado de naftas, y orientar el cracking catalítico a la producción de olefinas como el propileno, insumo en la producción de polipropileno

Para este escenario, en el Capítulo IV se lleva a cabo una evaluación económica preliminar de un proyecto de nueva refinería.

La realización de este proyecto requeriría además que el precio del barril ‘criollo’ y el internacional permanecieran acoplados: no tendría sentido refinar un barril criollo a precio sostenido mayor al internacional (como en 2014 – 2016) para exportar derivados a precios internacionales. Una situación de barril criollo a precio deprimido respecto del precio internacional (mediante retenciones a la exportación, como hasta 2014) sí generaría incentivos para refinar y exportar derivados: el problema es que ante este escenario no se invertiría en producción en Argentina, por lo que el excedente de crudo tampoco se generaría.

Si la producción de crudo no convencional no se desarrolla, o lo hace en mucha menor medida, el país puede convertirse en importador neto de crudo. En la medida que la demanda local de derivados no aumente significativamente, o sea cubierta por fuentes de energía alternativas, no habrá incentivo para aumentar la capacidad de refinación del país. En cambio, serán necesarios proyectos que adapten el parque refinador al proceso de crudos importados. En función del déficit estructural de gasoil, es esperable que el país importe crudos con buenos rendimientos en dicho corte, o bien crudos pesados, más baratos, que permitan aprovechar la capacidad de conversión de refinerías como Campana y La Plata.

III.5.ii Unidades de conversión de la fracción pesada

El excedente de crudo pesado y el déficit estructural de gasoil evidencian en la actualidad falencias en la capacidad de conversión del parque refinador y hacen potencialmente atractivos los proyectos que permitan agregar valor a la fracción pesada del crudo. Sin embargo, vale destacar que:

- Las unidades de conversión (como el Coker) son muy intensivas en capital.
- La producción de crudo pesado del Golfo San Jorge está en descenso.
- Si la producción de crudo no convencional aumenta como lo preveía la Secretaría de Energía en 2019, es esperable que las importaciones de gasoil se reduzcan considerablemente debido al mayor rendimiento obtenido localmente, dada la dieta más liviana de las refinerías. Si en cambio Argentina pasa a ser importadora neta de crudo, las refinerías con mayor capacidad de conversión podrán comprar crudos pesados (más baratos) en el mercado internacional y agregarles mayor valor.
- El fuel oil producido localmente para transporte internacional es relativamente atractivo dado su bajo contenido de azufre, tras la entrada en vigor del IMO 2020. Esto reduce el incentivo para convertir el fuel oil en cortes más livianos.

- En el mismo sentido, si la producción de gas no aumenta como se espera por el desarrollo de Vaca Muerta, la demanda de fuel oil local por parte de usinas para producir energía eléctrica será creciente. En consecuencia, comprometer grandes inversiones para reducir la producción de fuel puede no ser una estrategia conveniente hasta que no se haga evidente que la demanda de las usinas pueda ser mayormente satisfecha por gas natural. Actualmente el país ya produce un excedente de coque (ver Gráfico II. 14), que aumentará cuando Campana ponga en marcha su nuevo Coker. Una unidad de conversión adicional agrandaría dicho excedente.
- La producción de asfaltos y lubricantes es una forma alternativa de agregar valor a la fracción pesada del crudo. El mercado de los lubricantes evoluciona hacia la producción sintética (es decir, no a partir del crudo), pero la de asfaltos puede ser atractiva para las refinerías. Ya se mencionó que el país ha desarrollado en los últimos años un déficit de este derivado. Cabe preguntarse si la tendencia será sostenida, o si se debió a un pico en la demanda.

III.5.iii Reformado de gasolinas

Como se mencionó en la sección II.6, existe un déficit de gasolinas de alto octano, y se exporta nafta virgen, lo cual denota un déficit en la capacidad de reformar naftas. Un aumento en la producción de crudo no convencional con buen rendimiento en gasolinas generará un incremento en la producción de nafta virgen. Por ende, serán necesarios proyectos que permitan incrementar la capacidad de reformar gasolina. Actualmente, tanto La Plata como Campana están desarrollando proyectos en este sentido.

III.5.iv Conversión de butano.

Dado el excedente estructural de butano en el país, pueden ser atractivas nuevas unidades de alquilación que permitan convertir butano en motogolina. Cabe destacar que esto sólo permitiría lidiar con el excedente de butano de las refinerías, y no con el de la producción obtenida a partir de gas natural, pero en la medida que la producción de butano a partir de gas natural aumente, hará más atractivo tal proyecto para las refinerías.

Otra opción, más alineada con el futuro orientado a la petroquímica de la industria global discutido anteriormente, sería agregar valor al butano mediante la producción de químicos: el n-butano se puede utilizar para producir anhídrido maleico, y los butilenos para producir polibutenos, MTBE y MEK (Friedlander, 2019).

III.5.v Conversión de gasolina natural

Actualmente la mayor parte de la gasolina natural que se recupera en los yacimientos de gas natural se inyecta en el crudo y termina en las refinerías. Allí, es demasiado liviana para reformarse (y aumentar su octano), por lo que una parte termina exportándose para petroquímica.

Otra porción se recupera en las turbinas de Cerri y Mega (también a partir del gas natural) y también se exporta para la utilización en la industria petroquímica.

En un escenario de desarrollo de reservorios no convencionales, con un consecuente incremento esperable de la producción de gas natural, la producción de gasolina natural aumentaría significativamente, impulsando las exportaciones argentinas tanto directas como a través de las refinerías de nafta liviana para petroquímica.

Siguiendo el esquema propuesto por da Silva (da Silva, 2020) y reflejado en el Gráfico I. 12, cabe preguntarse si podría ponerse una planta de steam cracking de gasolina para producir olefinas (etileno, propileno y butilenos, insumos petroquímicos por excelencia) en el país. En general, las plantas nuevas de este proceso son de gran escala (más de 1,5 millones de toneladas por año, (Friedlander, 2019)): hoy el país produce en total una magnitud similar, pero como ya se mencionó, se espera que aumente. A su vez, la nafta liviana como materia prima de steam cracking es desventajosa frente al uso de etano, recuperable del gas natural. Si se desarrollan los reservorios no convencionales en Argentina, abundarán tanto el etano como la nafta liviana, siendo el primero una materia prima más conveniente.

Un proceso más sencillo para las refinerías es obtener solventes a partir de la nafta liviana, mediante destilación. Los solventes son insumos para la industria petroquímica: por ejemplo, el hexano se utiliza para la extracción de aceites, y el pentano para la producción de poliestireno expandible (Friedlander, 2019).

III.5.vi Proyectos de eficiencia energética

Como se mencionó en la sección I.5, la intensidad energética de las refinerías en Latam es un 30% mayor que en EE.UU. Las refinerías argentinas siguen este comportamiento (YPF, 2017). Dados los bajos márgenes de refinación, existe una oportunidad de mejorarlos reduciendo el costo de la energía mediante aumentos de eficiencia en la generación para consumo propio. Esto está en línea con las estrategias recomendables para una industria madura. Por ejemplo, se están desarrollando proyectos de cogeneración dentro de las refinerías, que incluso les permiten exportar electricidad a la red.

CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UNA NUEVA REFINERÍA

IV.1 Metodología de la investigación

En este capítulo se presenta una evaluación económica preliminar para una nueva refinería en el país mediante la simulación de un flujo de fondos del proyecto. Los costos de la inversión y operativos se obtienen de benchmarks, y el rango de márgenes de refinación corresponde a valores para los principales mercados en los últimos 15 años. El costo de capital se calcula como WACC (weighted average cost of capital). La información utilizada es de fuentes de acceso abierto.

Se evalúan sensibilidades frente a las principales variables externas (margen de refinación y costo de capital) y propias del proyecto (monto de la inversión y futuros costos operativos). Si bien se comprueba que hoy este proyecto no sería rentable, se presentan las principales variables a considerar, y qué valores deberían adoptar para que el mismo tuviera sentido económico.

IV.2 Capacidad

Para el ejercicio de evaluación, se toma una refinería con una capacidad de procesamiento de 200.000 barriles de crudo por día. Como se mencionó en los capítulos anteriores, es una industria de gran escala. Hoy prácticamente no se construyen refinerías nuevas y, cuando sucede, tienen capacidades similares o superiores a esta, como puede verse en la Tabla IV. 1.

Para Argentina, el escenario optimista de precios medios planteado por la Secretaría de Energía en 2019 muestra un excedente hacia 2030 de 350.000 barriles por día. Una refinería de esta capacidad prácticamente duplicaría a la más grande del país. Se estima más conservador tomar la capacidad de 200.000 barriles. De todos modos, el ejercicio de estimación puede adaptarse a otras capacidades en futuros trabajos.

IV.3 Configuración

Dado que es un ejercicio preliminar, no se ha detallado la configuración, pero es evidente que debe tratarse de una refinería compleja, ya que como se ha mencionado en capítulos anteriores, las refinerías de menor complejidad no serán competitivas en el mediano plazo. En función de lo discutido en los capítulos previos, podría orientarse al menos parcialmente a la producción de insumos para la industria petroquímica, y no solamente a la producción de combustibles para generación y transporte. Se adopta en forma genérica un índice de complejidad de 10.

IV.4 Capital a invertir

El monto a invertir depende fundamentalmente de la capacidad de la refinería, de su complejidad y de las singularidades del país o entorno donde se instale. En este caso, se ha adoptado un valor de referencia de 21.000 USD por barril diario procesado.

Para la capacidad evaluada, la inversión requerida se estima en 4200 millones de dólares. En la Tabla IV. 1 se presentan valores de referencia para refinerías construidas ‘grassroot’ (desde

cero) entre 2010 y 2014. Se puede observar que 21.000 USD por barril procesado es una buena base para una estimación preliminar. Valores similares pueden tomarse de Compass (Compass International Inc., 2018).

Grassroots Refineries, 2010–2014

Refinery	Cost (\$ billion)	Capacity (Mbpd)	Unit Cost (\$/bpd)
Al-Jubail, Saudi Arabia	9.6	400	24,000
Jazan, Saudi Arabia	7	400	17,500
Tangshan, China	3	240	12,500
Jieyang, China	9	400	22,430
Recife, Brazil	5	220	25,000
Lianyungang, China	6.5	240	26,875
Average			21,385

Tabla IV. 1. Capacidades y costos de refinerías grassroot (Kaiser, Klerk, Gary, & Handwerk, 2020)

IV.5 Margen de refinación

Como se mencionó en la sección I.3, los márgenes de refinación son muy volátiles. A partir de información recopilada por IEA entre 2006 y 2020 (IEA - Data & Publications, 2020), se ha elaborado la Tabla IV. 2, donde para cada mercado y tipo de refinería se presenta un promedio del margen de refinación por barril, y valores de P2,5 (no superados en un 2,5% de los casos), P25, P50, P75 y P97,5.

Config.	US Golf Coast					
	50/50 HLS/LLS (Cracking)	Mars (Cracking)	ASCI (Cracking)	50/50 LLS/HLS (Coking)	50/50 Maya/Mars (Coking)	ASCI (Coking)
P2.5	0.84	-3.07	-3.85	1.81	0.94	0.14
P25	3.62	0.70	0.41	5.06	4.55	4.89
P50	6.41	2.99	2.74	7.87	7.75	8.26
Prom.	6.53	3.04	2.67	8.22	7.88	8.11
P75	9.01	5.14	4.76	10.59	10.34	10.49
P97.5	13.65	9.73	9.30	16.41	19.70	18.18

Config.	US Midwest					
	WTI (Cracking)	30/70 WCS/Bakken (Cracking)	Bakken (Cracking)	WTI (Coking)	30/70 WCS/Bakken (Coking)	Bakken (Coking)
P2.5	1.11	6.01	6.91	3.41	8.88	7.53
P25	7.42	11.26	13.05	8.60	14.81	13.82
P50	12.31	16.62	18.35	14.02	20.30	18.40
Prom.	13.03	17.45	18.75	14.93	20.49	19.29
P75	16.99	22.08	23.60	19.44	25.13	24.03
P97.5	29.65	32.90	35.38	32.07	36.13	36.09

Configuración	North West Europe			
	Brent Cracking	Brent Hydroskimming	Urals Cracking	Urals Hydroskimming
P2.5	1.56	-3.64	1.76	-5.14
P25	3.33	-1.32	4.04	-1.87
P50	4.57	-0.03	5.48	-0.33
Promedio	4.99	0.16	5.69	-0.57
P75	6.52	1.55	7.14	1.18
P97.5	10.15	4.56	11.36	3.34

Configuración	Mediterranean			
	Es Sider (Cracking)	Es Sider (Hydroskimming)	Urals (Cracking)	Urals (Hydroskimming)
P2.5	2.96	-2.05	2.38	-5.86
P25	4.61	-0.01	4.56	-1.85
P50	6.15	1.51	6.07	-0.40
Promedio	6.41	1.80	6.40	-0.65
P75	7.91	3.50	7.89	1.10
P97.5	11.08	6.25	12.21	3.52

Config.	Singapore			
	Dubai (Cracking)	Dubai (Hydroskimming)	Tapis (Cracking)	Tapis (Hydroskimming)
P2.5	0.83	-5.51	-1.74	-5.46
P25	3.53	-1.82	1.67	-2.02
P50	4.93	-0.20	3.51	-0.32
Promedio	4.90	-0.60	3.57	-0.05
P75	6.17	0.86	5.54	2.24
P97.5	8.71	2.75	9.18	4.94

Tabla IV. 2. Márgenes de refinación por mercado y configuración; elaboración propia a partir de datos de la International Energy Agency (IEA - Data & Publications, 2020)

Se puede observar que:

- Todos los mercados y configuraciones tienen alta dispersión en sus márgenes.
- Los márgenes más altos se ubican en los mercados de Estados Unidos, especialmente en Midwest. Coincide con las configuraciones de refinerías más complejas.
- Los mercados de Europa y Asia presentan márgenes menores. En particular, las refinerías de configuración simple o Hydroskimming tienen márgenes en promedio nulos.

En la sección IV.9, se evalúan sensibilidades con márgenes de refinación promedio de entre 4 y 20 USD, tomando un valor base de 12 USD.

Algunas aclaraciones adicionales:

- Estos márgenes tienen en cuenta el consumo de energía de las refinerías, pero no los demás costos.

- Utilizarlos para una evaluación económica es únicamente válido para un ejercicio preliminar como el que se propone en esta tesis. Cada sitio y refinería tiene sus singularidades, costos de flete hacia y desde mercados de referencia, etc.
- La aplicación de un margen para una evaluación económica requiere afectar la capacidad por un factor de utilización: las refinerías requieren paradas de planta por mantenimiento, tienen a su vez paradas de planta no planeadas e, incluso operando normalmente, no lo hacen siempre al máximo de su capacidad por limitaciones puntuales de mercado. Para este trabajo, se adopta un factor de utilización del 85%, que es un promedio mundial entre procesamiento y capacidad (BP Statistical Review of World Energy, 2020)

IV.6 Costo de capital

Para calcular el costo de capital se recurre al método de WACC:

$$WACC = r_D \frac{D}{D+E} (1-t) + r_E \frac{E}{D+E}$$

Donde r_D es la tasa de endeudamiento, r_E es la tasa de descuento para el equity, t es la tasa de impuesto a las ganancias, y las fracciones $D/(D+E)$ y $E/(D+E)$ son las fracciones del capital tomado como deuda y aportado por accionistas respectivamente.

Para esta evaluación se adopta:

- $D/(D+E) = 14,8\%$ y $E/(D+E) = 85,2\%$, de acuerdo al valor sugerido para compañías de gas y petróleo integradas en países emergentes (Damodaran, 2020).
- $t = 35\%$.

Se calcula r_D según:

$$r_D = r_f + EMBI_{Arg} + Spread$$

Donde r_f es la tasa libre de riesgo, el $EMBI_{Arg}$ es el riesgo país, y se agrega el spread sobre los bonos soberanos.

Para esta evaluación se adopta:

- $r_f = 2,27\%$. Se toma un promedio de las tasas entre 2015 y 2019 de los bonos del tesoro de EE.UU a 10 años (Macrotrends, 2020)
- $EMBI_{Arg} = 6,84\%$. Se toma un promedio de los valores entre julio de 2005 y julio de 2019 (período en que las tasas no eran de default) (Ámbito, 2020). Evidentemente, para tasas del período más reciente (2020 y 2021), un análisis financiero mostraría que el proyecto sería inviable para casi cualquier condición. De todos modos, se presenta la sensibilidad más adelante.
- Spread: en este caso se toma un spread nulo. Se han comparado las tasas de las obligaciones negociables en dólares emitidas por YPF (compañía de gas y petróleo integrada y nacional) desde 2014 (YPF, 2020) con la suma $r_f + EMBI_{Arg}$ y no hay prácticamente diferencia.

Con esto se obtiene un valor de $r_D = 9,1\%$.

Se calcula r_E según:

$$r_E = r_f + EMBI_{Arg} + \beta_u(r_m - r_f)$$

$$\beta_u = \beta_l \left(1 + (1 - t) \frac{D}{E} \right)$$

Para esta evaluación se adopta:

$r_m - r_f$ (premio de mercado) = 4,5% como valor promedio histórico (Damodaran, 2020).

$\beta_l = 1,062$, para compañías de gas y petróleo integradas en países emergentes (Damodaran, 2020).

Con esto se obtiene un valor de $r_E = 14,4\%$.

Finalmente, resulta un costo de capital promedio WACC = 13,2%.

IV.7 Costos operativos

Los márgenes por barril presentados en IV.5 sólo incluyen costos variables como el consumo energético. Se debe descontar de dicho margen el costo de mantenimiento, de personal operativo, técnico y de soporte, licencias tecnológicas, químicos, catalizadores, etc. Se toma un valor de referencia 3,4 USD/barril en línea con la International Energy Agency (IEA, 2012). Con una capacidad instalada de 200.000 barriles/día, se estiman 250 millones de USD de costos operativos por año, sin incluir costo energético y amortizaciones.

IV.8 Evaluación económica

Para armar la evaluación económica del proyecto, además de lo expuesto en las secciones anteriores, se asume que:

- La inversión se desarrollaría en seis años (del año 0 al 5), distribuyéndose así: 1%, 4%, 10%, 25%, 30% y 30%. En rigor estos números pueden afectarse relativamente sin alterar demasiado el resultado del ejercicio, pero se asume que los primeros años, de desarrollo de ingeniería los gastos son moderados y crecientes, en la medida que en los últimos tres años se gasta el grueso del capital invertido para comprar equipos y llevar a cabo la construcción y montaje.
- El proyecto se amortizaría en 20 años en promedio.
- El primer año en operación (año 6) se obtendría la mitad del margen operativo que en los demás años (ya que las unidades se marchan progresivamente). El margen a partir del año 7 se toma como valor estable.

Como se ha adelantado, los resultados para este ejercicio indican que para estas condiciones el proyecto no es conveniente:

VAN = -1.223 millones de USD

TIR = 7,52 %

Período de repago sin descontar: 17 años.

IV.9 Sensibilidad

En una primera instancia, se evalúa cómo varía el valor del proyecto en función del margen de refinación y el costo de capital. Se trata de variables predominante externas a la ejecución del proyecto. Los resultados se muestran en la Tabla IV. 3.

VAN (MUSD)		Márgenes de refinación (USD/bbl)								
		4	6	8	10	12	14	16	18	20
WACC	6%	-3.502	-2.139	-1.036	-125	779	1.684	2.588	3.492	4.396
	7%	-3.381	-2.236	-1.289	-525	232	989	1.745	2.501	3.258
	8%	-3.267	-2.294	-1.474	-826	-186	455	1.095	1.735	2.375
	9%	-3.158	-2.324	-1.609	-1.054	-506	42	589	1.136	1.683
	10%	-3.054	-2.333	-1.705	-1.225	-753	-280	192	664	1.135
	11%	-2.955	-2.328	-1.773	-1.354	-943	-532	-122	288	698
	12%	-2.860	-2.311	-1.818	-1.450	-1.090	-730	-371	-12	347
	13%	-2.770	-2.285	-1.846	-1.521	-1.204	-886	-569	-253	63
	14%	-2.684	-2.254	-1.861	-1.572	-1.290	-1.009	-728	-448	-168

Tabla IV. 3. VAN estimado del proyecto según margen de refinación y costo de capital

- Se puede observar que para el costo de capital considerado de 13,2%, se requeriría un margen de refinación sostenido de 18 a 20 USD/barril para que el mismo tuviera sentido, lo cual es sumamente improbable.
- Por otro lado, con un margen del orden de 12 USD/barril, el costo de capital debería ser máximo de 7 a 8%. Al observar los factores contribuyentes al costo de capital, es evidente el impacto que tiene el riesgo país:
 - Debería ser de aproximadamente 1% en lugar de ser de 6,8% (promedio para el período 2005 – 2019 ya mencionado) para que el WACC bajara lo suficiente.
 - Si se adoptara el riesgo país argentino del primer bimestre de 2021, de 14,5% (Invenomica, 2021), el WACC ascendería a 20,4% y el VAN del proyecto sería negativo en 1.489 millones de USD.
 - Si en cambio se adoptara el riesgo país promedio de Uruguay y Chile para el mismo bimestre, de 1,36% (Invenomica, 2021), el WACC bajaría a 7,96%, prácticamente alcanzando la TIR de 7,52% calculada. En tal caso, el VAN sería negativo en 171 millones de USD.
- Para márgenes de refinación sostenidamente menores a 12 USD/barril, el proyecto se haría inviable, aún si el costo de capital fuera propio de los países más desarrollados.

En segunda instancia, se compara la sensibilidad del proyecto respecto del margen de refinación, el costo fijo de operación y la inversión requerida, modificándolos en un $\pm 15\%$ respecto de su valor base. En el Gráfico IV. 1. se presenta la variación de la TIR para cada caso. Al trabajar con dicha variable, se elimina del análisis el costo de capital.

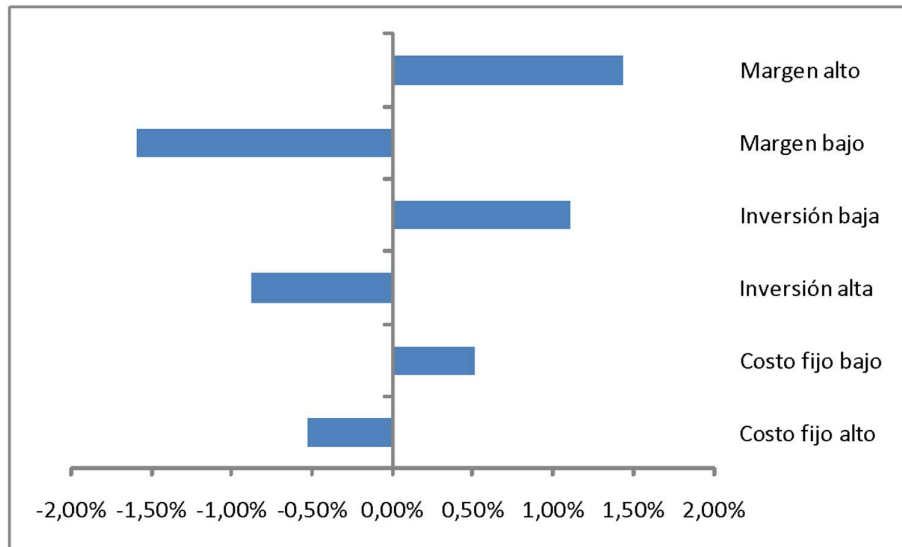


Gráfico IV. 1. Efecto sobre la TIR de una variación de $\pm 15\%$ en las variables principales.

Se puede observar que para variaciones relativas equivalentes, el proyecto es más sensible al margen de refinación, en segundo lugar al monto de la inversión requerido y, en tercero, a los costos fijos de la operación.

A efectos ilustrativos, si el costo de la inversión requerido se estimara en 17.850 USD por barril instalado (15% menos que los 21.000 USD considerados de base), el monto total a invertir bajaría de 4.200 a 3.570 millones de USD, el VAN, aún negativo, pasaría de -1.223 a -860 millones de USD, y la TIR aumentaría de 7,52% a 8,63%.

CONCLUSIONES Y PROPUESTAS

De los análisis realizados en esta tesis se concluye que el proyecto de una nueva refinería en Argentina no es económicamente viable mientras que el costo de capital en el país no disminuya. A su vez, tal refinería tendrá sentido en la medida que la producción de petróleo de yacimientos no convencionales aumente, lo cual está ligado directamente al desarrollo de Vaca Muerta. Deberá estar orientada a la exportación de derivados de petróleo.

La conveniencia de instalar nuevas unidades de conversión en las refinerías argentinas también depende del desarrollo de yacimientos no convencionales: se trata de crudos livianos, con alto rendimiento en gasolina y gasoil y bajo rendimiento de fuel oil. Si tal desarrollo no ocurre, el país continuará siendo importador neto de gas natural y el fuel oil seguirá siendo un combustible con alta demanda local por parte de usinas e industrias.

El país produce excedentes de derivados como la nafta virgen, la gasolina natural y de bajo octano, y el butano, con potencial para agregarles valor mediante nuevos proyectos que los conviertan en insumos petroquímicos. Tales proyectos estarían alineados con la dirección en la que se está moviendo la industria de la refinación a nivel global.

Las refinerías locales deben además realizar proyectos que les permitan mejorar su eficiencia energética e igualarla a la de los principales centros de refinación: se trata de una estrategia necesaria en una industria madura, que se volverá cada vez más competitiva debido a la futura reducción del mercado en favor de fuentes alternativas energía.

Como continuación de esta tesis, se propone realizar evaluaciones económicas preliminares de proyectos de eficiencia energética en refinerías locales y realizar estudios de mercado y evaluaciones económicas preliminares para la producción de insumos petroquímicos a partir de derivados de petróleo excedentes y de bajo valor agregado.

Retomar la evaluación económica de una nueva refinería sólo tendrá sentido si el costo de capital en el país se reduce, la industria de la refinación evoluciona hacia mayores márgenes en forma sostenida (al menos localmente) y si la producción de petróleo no convencional en el país se desarrolla de acuerdo a las proyecciones más optimistas.

BIBLIOGRAFÍA

- Ámbito. (2020). *Riesgo País Histórico*. Obtenido de <https://www.ambito.com/contenidos/riesgo-pais-historico.html>
- BASF. (2020). The Shifting Balance - Petrochemicals versus Motor Fuels from Crude Oil. *Latin American Refining Technology Conference*.
- Boletín Oficial. (2019). *Legislación y Avisos Oficiales*. Obtenido de Resolución 576/2019 - Ministerio de Hacienda, Secretaría de Gobierno de Energía: <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/217616/20190930>
- BP Energy Outlook. (2020). Obtenido de <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>
- BP Statistical Review of World Energy. (2020). Obtenido de <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- Compass International Inc. (2018). Obtenido de <https://compassinternational.net/capex-opex-refinery-cost-per-barrel-day-benchmarks-total-installed-engineering-procurement-construction-epc-2018-cost-basis/>
- da Silva, M. W. (2020). *Linkedin*. Obtenido de The Five Porter's Competitive Forces in the Downstream Industry: <https://www.linkedin.com/pulse/five-porters-competitive-forces-downstream-industry-da-silva-mba/>
- da Silva, M. W. (2020). *Linkedin*. Obtenido de Improving the Added Value to Naphtha Streams through Molecular Management – More Petrochemicals in the Refining Hardware: <https://www.linkedin.com/pulse/improving-added-value-naphtha-streams-through-more-da-silva-mba/>
- Damodaran, A. (2020). *Historical Returns on Stocks, Bonds and Bills: 1928-2020*. Obtenido de http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/histretSP.html
- Damodaran, A. (2020). *Levered and Unlevered Betas by Industry - Emerging Markets*. Obtenido de http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html
- Friedlander, A. (2019). *Química del Petróleo, Gas Natural y Petroquímica*. Ciudad de Buenos Aires: Autores de Argentina.
- Gary, J. H., Handwerk, G. E., & Kaiser, M. J. (2007). *Petroleum Refining Technology and Economics*. Boca Raton, FL: CRC Press.
- IEA - Data and Statistics. (2020). *Balances*. Obtenido de <https://www.iea.org/data-and-statistics/datatables/?country=WORLD&energy=Balances>
- IEA - Data & Publications. (March de 2020). Obtenido de Oil Market Report: <https://webstore.iea.org/oil-market-report-march-2020>
- IEA. (2012). *IEA Refinery Margins - Methodology Notes*. Obtenido de https://iea.blob.core.windows.net/assets/cbf37dfc-5fe1-4854-b248-95e6a2e5240a/Refining_Margin_Supplement_OMRAUG_12SEP2012.pdf
- IFC. (2017). IFC & Refinery Trends - A Global Perspective. *Latin American Refining Technology Conference*.
- Invenomica. (2021). Obtenido de <https://www.invenomica.com.ar/riesgo-pais-emi-america-latina-serie-historica/>
- Kaiser, M. J. (2017). A review of refinery complexity. *Pet. Sci.* , 14, 167-194.
- Kaiser, M. J., Klerk, A. d., Gary, J. H., & Handwerk, G. E. (2020). *Petroleum Refining Technology, Economics, and Markets*. Boca Ratón, FL: CRC Press.
- Macrotrends. (2020). *10 Year Treasury Rate - 54 Year Historical Chart*. Obtenido de <https://www.macrotrends.net/2016/10-year-treasury-bond-rate-yield-chart>>10 Year Treasury Rate - 54 Year Historical Chart
- McKinsey. (2017). Outlook for Latin America Downstream. *Latin American Refining Technology Conference*.

Secretaría de Energía. (2019). *Balances Energéticos*. Obtenido de <http://datos.minem.gob.ar/dataset/balances-energeticos>

Secretaría de Energía. (2019). *Escenarios Energéticos 2030*. Obtenido de <http://datos.minem.gob.ar/dataset/escenarios-energeticos>

Secretaría de Energía. (2019). *Mapas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos*. Obtenido de Cuencas productivas - República Argentina: <http://datos.minem.gob.ar/dataset/mapas-de-exploracion-y-produccion-de-hidrocarburos>

Secretaría de Energía. (2020). *Producción de petróleo y gas por pozo (Capítulo IV)*. Obtenido de <http://datos.minem.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-por-pozo>

Secretaría de Energía. (2020). *Refinación y Comercialización de petróleo, gas y derivados (Tablas Dinámicas)*. Obtenido de <http://datos.minem.gob.ar/dataset/refinacion-y-comercializacion-de-petroleo-gas-y-derivados-tablas-dinamicas>

Secretaría de Energía. (2020). *Regalías de Petróleo Crudo, Gas Natural, GLP, Gasolina y de Condensado*. Obtenido de <http://datos.minem.gob.ar/dataset/regalias-de-petroleo-crudo-gas-natural-glp-gasolina-y-condensado>

YPF. (2017). Developing Argentina's Refining and Petrochemical Industry. *Latin American Refining Technology Conference*.

YPF. (2020). *Estados Contables Consolidado 31-03-2020*. Obtenido de <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Paginas/informacion-financiera.aspx>