



EFICIENCIA
ENERGÉTICA
EN ARGENTINA



Proyecto financiado
por la Unión Europea

DIAGNÓSTICO DEL SECTOR REFINACIÓN DE PETRÓLEO

OCTUBRE, 2019

Proyecto
implementado por:



La presente publicación ha sido elaborada con el apoyo financiero de la Unión Europea. Su contenido es responsabilidad exclusiva del consorcio de implementación liderado por GFA Consulting Group y no necesariamente refleja los puntos de vista de la Unión Europea



Eficiencia Energética en Argentina”, apostando por conformar un sector energético más sostenible y eficiente en Argentina

Este documento ha sido elaborado por el experto sectorial, Ing. Nicolás Di Sbroiavacca en el marco del Proyecto “Eficiencia Energética en Argentina” financiado por la Unión Europea.

© Consorcio liderado por GFA Consulting Group, 2019. Reservados todos los derechos. La Unión Europea cuenta con licencia en determinadas condiciones



INDICE

	Pág.
PRESENTACIÓN DEL PROYECTO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ARGENTINA	1
DIAGNÓSTICO DEL SECTOR REFINACIÓN DE PETRÓLEO	4
1. LA CADENA PRODUCTIVA, EVOLUCIÓN RECIENTE	4
1.1. Descripción de la situación tecno-productiva de la cadena	4
1.1.1. Eslabones, principales productos.....	4
1.1.2. Grado de concentración y las principales empresas del sector	7
1.1.3. Zonas de desarrollo (producción), ubicación del consumo.....	8
1.2. Evolución de la actividad y la balanza comercial de la cadena	9
1.2.1. Evolución de la cantidad de empresas.....	9
1.2.2. Evolución del empleo por sector	10
1.2.3. Evolución del nivel de actividad.....	10
1.2.4. Evolución del comercio exterior de productos	15
1.3. Diagnóstico de la realidad tecnológica y energética de la cadena	16
1.3.1. Esquema productivo	16
1.3.2. Consumos energéticos, fuentes energéticas y usos.....	17
1.3.3. Certificaciones, normas o estándares de calidad en procesos.....	21
1.3.4. Impactos sobre emisiones de GEI	21
1.4. Conclusiones. Aspectos positivos y negativos de la situación reciente	21
2. TENDENCIAS Y PERSPECTIVAS MUNDIALES EN EL SECTOR	23
2.1. Productos principales: los escenarios futuros. Proyecciones 2040 de la producción de refinerías.....	23
2.2. La oferta: nuevos desarrollos en ciencia y tecnología a nivel global	24
3. LA CADENA PRODUCTIVA EN ARGENTINA AL 2030: ESCENARIOS, TENDENCIAS Y DESAFÍOS	25
3.1. Perspectivas de crecimiento de la oferta nacional.....	25
3.2. Perspectivas y necesidades de futuras	26
3.3. El nuevo escenario de la industria en Argentina	27
3.3.1. El consumo energético y potenciales ahorros	27

ÍNDICE DE CUADROS

	PÁG.
Cuadro 1. Capacidad de Refinación en Argentina, expresada en millones de m ³ /año. Año 2015	7
Cuadro 2. Capacidad de Refinación por tipo de Unidad de las principales refinerías de Argentina (expresada en m ³ /día) e Índice de Complejidad.....	16
Cuadro 3. Consumo Propio en Refinerías e Intensidad energética (IE)	19
Cuadro 4. Consumo Propio en Refinerías por fuente. Año 2017	19
Cuadro 5. Demanda de derivados por fuente en Mbbl/día a nivel Mundial. Escenario de Nuevas Políticas	23
Cuadro 6. Capacidad de Refinación por Región en Mbbl/día a nivel Mundial. Escenario de Nuevas Políticas	24
Cuadro 7. Prácticas de Eficiencia Energética en Refinerías.....	29

ÍNDICE DE GRÁFICOS

	PÁG.
Gráfico 1. Empleos en el Sector Refinación de Petróleo.....	10
Gráfico 2. Evolución del Crudo Procesado en Refinerías Nacionales en m ³ /año	11



Gráfico 3. Evolución de la Producción de derivados de Petróleo en Ktep	12
Gráfico 4. Evolución de la Producción de derivados de Petróleo en %.....	12
Gráfico 5. Evolución de la Producción y Oferta interna de derivados de Petróleo en Ktep	13
Gráfico 6. Evolución de la producción y las importaciones de gasoil en Ktep	13
Gráfico 7. Evolución de la producción y las exportaciones de naftas en Ktep.....	14
Gráfico 8. Evolución de la producción y las exportaciones de fuel oil en Ktep.....	14
Gráfico 9. Evolución de la Balanza Comercial de los Derivados de Petróleo en U\$S	15
Gráfico 10. Evolución del Consumo Propio en Refinerías (en kTep).....	18

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁG.
Figura 1. Clasificación de los distintos tipos de unidades que componen una Refinería de Petróleo	5
Figura 2. Esquema de una Refinería de Petróleo	6
Figura 3. Mapa de Localización de las Refinerías de Petróleo	9
Figura 4. Estimación del uso de energía en los diferentes procesos de Refinación (en TBtu)	20
Figura 5. Rendimientos de los crudos nacionales	26



PRESENTACIÓN DEL PROYECTO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ARGENTINA

Este Diagnóstico del Sector Refinación de Petróleo¹ se enmarca en un proyecto de Cooperación entre la Unión Europea y Argentina, “EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ARGENTINA”, financiado por el *Partnership Instrument de la Unión Europea*.

El proyecto como tal tiene como **OBJETIVO GENERAL**, **contribuir a la estructuración de una economía nacional más eficiente en el uso de sus recursos energéticos disminuyendo la intensidad energética de los diferentes sectores de consumo**. Los **OBJETIVOS PARTICULARES** son:

- I. Contribuir al cumplimiento de los compromisos de reducción de gases de efecto invernadero asumidos en la Contribución Nacional de la República Argentina a través del Acuerdo de París de 2015.
- II. Desarrollar un Plan Nacional de Eficiencia Energética (PlanEEAr), junto con el marco regulatorio requerido para su implementación que se oriente, especialmente, a los sectores industria, transporte y residencial.
- III. Recibir asistencia técnica de la UE para determinar estándares de eficiencia y etiquetados de performance energética, implementar sistemas de gestión de la energía en industrias, optimizar el consumo energético en el sector público, y participar en actividades internacionales relacionadas, beneficiándose de buenas prácticas y mejoras tecnológicas de eficiencia en el uso de la energía.

El proyecto está implementado por un consorcio liderado por *GFA Consulting Group* (Alemania) junto con *Fundación Bariloche* (Argentina), *Fundación CEDDET* (España) y *EQO-NIXUS* (España) bajo la coordinación de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Secretaría de Energía de la Nación (SSERyEE), y de la Delegación de la Unión Europea (DUE) en Argentina.

El proyecto se encuentra estructurado en dos componentes y ocho actividades (Task) que se mencionan a continuación y que interactúan entre sí y alimentan al desarrollo del plan nacional de eficiencia. Cada task cuenta además con un conjunto de actividades.

COMPONENTE I: DESARROLLO DE UN MARCO PARA LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

- Actividad I.1: Asistencia técnica para el desarrollo del Plan Nacional de Eficiencia Energética.
- Actividad I.2: Balance Nacional de Energía Útil para los sectores: Residencial (Encuesta Nacional de Gastos de los Hogares ENGHO-INDEC), **Industria (5000 establecimientos a encuestar)** y Transporte (45000 encuestas en estaciones de servicio).
- Actividad I.3: Asistencia Técnica para reformas políticas.
- Actividad I.4: Eventos anuales Argentina-Unión Europea para la Eficiencia Energética.

COMPONENTE II: TECNOLOGÍAS Y KNOW-HOW PARA SECTORES CLAVE

- Actividad II.5: Diagnósticos en Eficiencia Energética para sectores clave de la industria
- Actividad II.6: Modelos de financiamiento para proyectos de Eficiencia Energética
- Actividad II.7: Soporte a planes municipales de Eficiencia Energética
 - Actividad II.7a: Certificación en edificios residenciales
 - Actividad II.7b: Auditorías en edificios públicos
 - Actividad II.7c: Eficiencia Energética en manejo de flotas
- Actividad II.8: Unión Europea – Argentina Matchmaking event

La elaboración de este diagnóstico se enmarca dentro de la Actividad I.1. en la que se desarrollará una propuesta de diseño de política energética. Ese diseño puede resumirse en torno un conjunto de preguntas clave que guiarán el trabajo y que se resumen así: ¿de qué se parte?, es decir la situación actual del país o región; ¿a qué se aspira?, la situación deseada, visión u objetivo final que se pretende alcanzar; y ¿cómo actuar?, el conjunto de estrategias sectoriales (conformadas por diferentes acciones) que forman parte de la planificación de las políticas públicas. Estas preguntas pueden ser

¹ Este documento ha sido elaborado por el experto sectorial, Ing. Nicolás Di Sbroiavacca



complementadas por aquellas que guían a la selección de sectores o subsectores prioritarios en los cuales actuar (¿dónde?), la selección de las líneas estratégicas u acciones que pueden motivar el alcance de los objetivos (¿cómo?), la identificación de los motivos por los cuales estas acciones no se implementan por parte de los actores, es decir las barreras o problemas que se enfrentan (¿por qué?), la identificación de los instrumentos a utilizar (¿con qué?), qué acciones implementar (¿por medio de qué?), y de qué forma evaluar (¿cómo medir?).

El proceso de elaboración del PlanEEAr se iniciará con un **diagnóstico de la situación actual** en el país en términos de consumo energético, eficiencia energética, planes y programas implementados a nivel nacional, del objetivo en términos de metas o *targets* de eficiencia energética; y de la situación de cada uno de los 19 sectores productivos que han sido definidos como relevantes por parte de la Secretaría de Energía, entre los que se encuentra la **Refinación Petrolera**.

El objetivo de los diagnósticos es dar una caracterización preliminar de la situación económica y energética, basados en información existente sobre trabajos desarrollados por la Secretaría de Gobierno de Energía y la opinión de actores clave, para ser utilizados en el PlanEEAr y en la elaboración de escenarios socioeconómicos y energéticos.

Es importante destacar que, si bien se ha definido un contenido de máxima de información a recopilar durante estos diagnósticos, el alcance de los mismos, depende de la información disponible y de la relevancia del sector en términos de consumo energético, emisiones o variables económicas. Así, no todos los diagnósticos sectoriales tienen el mismo grado de detalle, desarrollo o profundidad de diagnósticos.

Respecto de la metodología para la elaboración de diagnósticos, la misma se basa en dos etapas. En primer lugar, revisión de escritorio de información secundaria. En segundo lugar, se realizan entrevistas con actores clave o informantes calificados.

Los diagnósticos permiten establecer el potencial de eficiencia energética y las medidas a implementar para alcanzar estos potenciales. Luego, se realizará un análisis de barreras para la implementación de dichas medidas. Esta etapa de análisis de barreras en los sectores priorizados para ser incluidos en el PlanEEAr debe ser realizado en conjunto con los actores, y es una etapa de especial importancia ya que para que el Plan se encuentre bien diseñado los instrumentos seleccionados deberán ser los adecuados para remover las barreras identificadas.

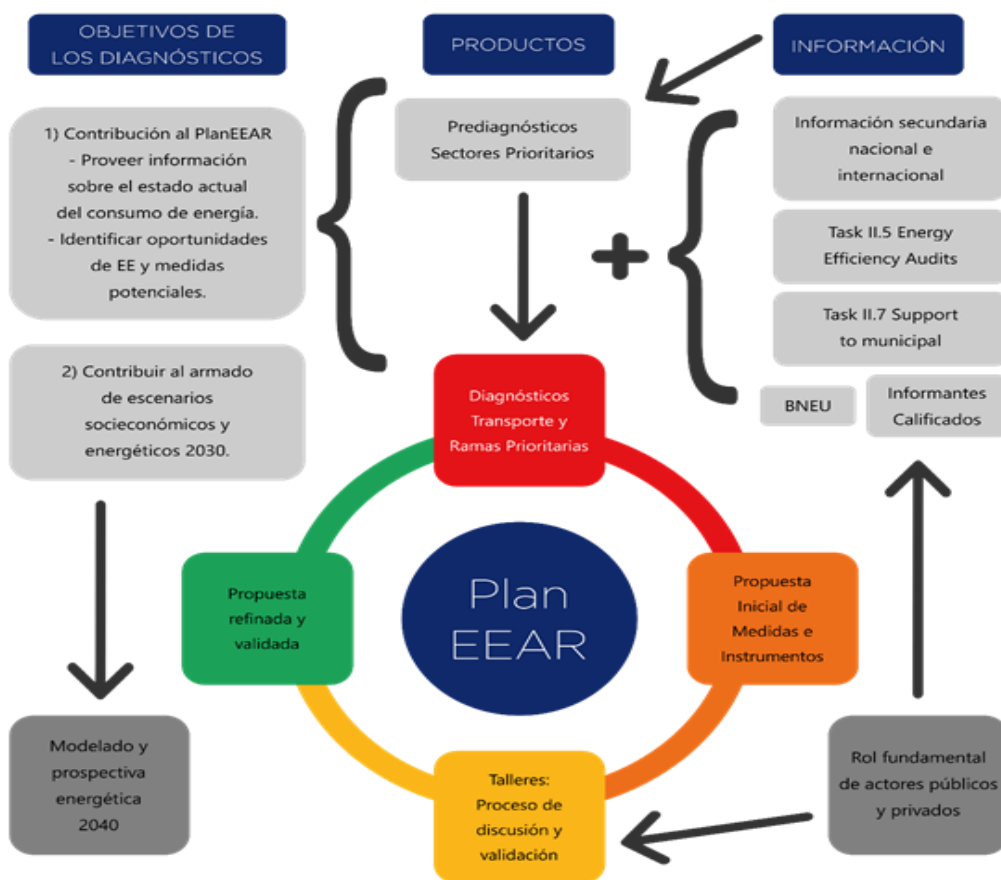
Se espera que en el avance del proceso participativo, se elaboren Escenarios Socioeconómicos y Energéticos (la situación deseada, visión u objetivo final que se pretende alcanzar) que serán modelados, con los que se simularán y cuantificarán los impactos de la implementación de las medidas de eficiencia finalmente adoptadas por los sectores en los procesos participativos del proyecto.

El esquema lógico adoptado en el que se insertan los diagnósticos es el que se representa en la figura siguiente



Esquema lógico de trabajo, incluyendo diagnósticos/prediagnósticos

DIAGNOSTICOS SECTORIALES



A continuación, se presenta el documento sectorial elaborado. El mismo ya ha sido entregado a diferentes actores de la Industria e incluye las principales observaciones recibidas.



DIAGNÓSTICO DEL SECTOR REFINACIÓN DE PETRÓLEO

1. LA CADENA PRODUCTIVA, EVOLUCIÓN RECIENTE

1.1. Descripción de la situación tecno-productiva de la cadena

1.1.1. Eslabones, principales productos

La industria de la refinación posee antecedentes de larga data en nuestro país. En el año 1906² se crea la Compañía Nacional de Aceites en Campana. El empresario austríaco Emilio Schiffner instaló en Campana, provincia de Buenos Aires, una pequeña refinería que procesaba materias primas importadas. Nació así la Compañía Nacional de Aceites, posteriormente rebautizada como “Compañía Nativa de Petróleo”³ (CNP). Se trataba de la primera refinería de petróleo de América.

Aunque a nivel mundial comenzaban a venderse gasolinas para automóviles, el destilado más importante seguía siendo el querosene, utilizado por las familias tanto para iluminación como para calefacción. La guerra europea y el desabastecimiento de carbón inglés fueron una excelente oportunidad para que la Standard Oil, a través de una subsidiaria, denominada West India Oil Company (WIOC), conocida como “la WICO”, adquiriera en 1911 a la Compañía Nativa de Petróleo.

La WICO amplió las instalaciones de la refinería de Campana y para 1916 abastecía a más del 90% del mercado argentino de derivados del petróleo con productos importados o producidos en el país a partir de petróleos extranjeros, ampliando notablemente su presencia en el mercado local y obtuvo así una alta rentabilidad con productos importados, y producidos en su refinería de Campana. En 1922 la Standard Oil (conocida en el país como ESSO) se hizo cargo definitivamente de la refinería de Campana.

Un hito adicional se dio en 1914, con la inauguración en Plaza Lorea, barrio de Congreso, del primer surtidor de combustible de la Argentina; en 1927 se abrió la primera estación de servicio del país, en el Boulevard Gálvez, en la ciudad de Santa Fe.

En mayo de 1913 entró en servicio en Comodoro Rivadavia una pequeña planta de destilación (actualmente no está en operación) que aportaría productos livianos para cubrir las necesidades de los yacimientos y de otras actividades de la zona, así como fuel oil de bajo punto de inflamación para buques de la Armada Nacional. En 1918 YPF instala la destilería, luego refinería (1975) de Plaza Huincul en Neuquén.

En 1925, Ricardo Eliçabe firmó el acta constitutiva de la refinería de petróleo La Isaura SA, con instalaciones industriales en Loma Paraguaya, Bahía Blanca, inauguradas en 1926.

En diciembre de 1925, se inauguró la planta de destilación de la nueva refinería de La Plata de YPF, a la que se agregarían en los tres años siguientes otras plantas de proceso, incluidas las de cracking. Desde sus orígenes hasta hoy La Plata fue la mayor refinería argentina.

Diadema, por entonces el nombre con el que operaba Shell en Argentina, inauguró en 1931 su refinería en Dock Sud.

² Ver: Una Historia de cien años. <https://www.lanueva.com/nota/2012-2-11-9-0-0-una-historia-de-cien-anos>

³ Ver: E. Stratta (2013). Cien años refinando petróleo Argentino.



En 1938, YPF construyó una refinería en San Lorenzo, provincia de Santa Fe, abastecedora de productos a lo largo del Río Paraná. La refinería de YPF de Luján de Cuyo, en Mendoza, fue creada en 1940. En 1962 YPF inaugura la refinería de Campo Durán, para procesar el petróleo de Salta y del norte del país.

En esta breve reseña se ha descrito la cronología de las inauguraciones de la 8 principales refinerías con las que cuenta actualmente el país, donde la primera de ellas fue inaugurada en el año 1906 y la última en 1975.

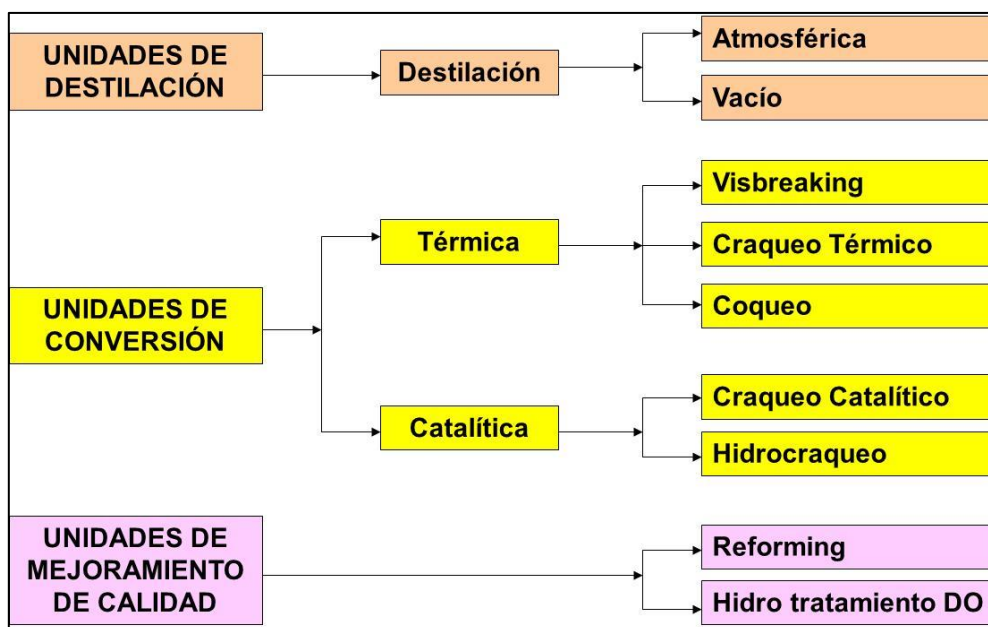
En cuanto al eslabonamiento de la actividad de refinación, dentro de la cadena de valor del sector hidrocarburos, la refinación de petróleo se encuentra en lo que se denomina el downstream (aguas abajo), dado que este emprendimiento industrial tiene como objetivo central convertir al petróleo en sus derivados, para que luego estos sean almacenados y distribuidos entre los consumidores (ej.: el sector transporte, la industria, la generación de electricidad, etc.). Es por ello que a la refinería se la denomina: Centro de Transformación, dado que a ella ingresa energía primaria (petróleo⁴) y se obtienen energía secundaria (sus derivados).

Las refinerías están compuestas por un conjunto de plantas y unidades orientadas a la producción de los derivados del petróleo (nafta, gasoil, kerosene, gasoil, diésel, fuel oil, lubricantes, etc.), y en virtud del tipo planta y unidades que éstas posean, será su complejidad.

Una refinería consiste en un conjunto de instalaciones donde a partir de una materia prima (petróleo crudo) y a través de una serie de procesos físicos y químicos (temperatura, presión, catalizadores, tiempo de retención) se obtienen los derivados de Petróleo.

Las diferentes unidades que componen una refinería se describen a continuación:

Figura 1. Clasificación de los distintos tipos de unidades que componen una Refinería de Petróleo



Fuente: Economía de la Refinación. Víctor Bravo, Nicolás Di Sbroiavacca. Fundación Bariloche.

⁴ Si bien por convención se indica que a una refinería sólo ingresa como materia prima petróleo, puede también ingresar gas natural y/o gasolina natural como otras materias primas, entre otras. También crudo reducido como el provenientes de la destilería de Plaza Huincul destinado a la Destilería de la Plata.



energía, los que se engloban bajo el concepto de Consumo Propio. Por lo tanto, cuando se hace referencia al consumo energético en las refinerías, no se contempla en él a los volúmenes de petróleo que ingresan a la planta para ser transformados en derivados, sino a los consumos de energía necesarios para poner en funcionamiento a la refinería (consumo propio).

En el marco del presente estudio se llevarán a cabo encuestas en las principales refinerías de petróleo, a los efectos de determinar los consumos propios de energía en el proceso de refinación de petróleo en Argentina, teniendo en cuenta para ello los diferentes usos, entre los que se destacan: generación de electricidad, bombeo, calderas, hornos, bombas, ventilación, iluminación, entre otros. No obstante, en este diagnóstico preliminar se presentarán estimaciones de los consumos propios de energía en refinación, en base a información secundaria.

1.1.2. Grado de concentración y las principales empresas del sector

Al año 2015, de acuerdo a los Informes de Cadenas de Valor, elaborado por Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo, el país contaba con una capacidad instalada de destilación del orden de 36,86 millones m³/año. Dicha capacidad de elaboración de petróleo se concentraba en 5 empresas (YPF, Shell, Axion, Petrobras y OIL), más un conjunto de PyMEs (éstas últimas representan el 3% de la capacidad productiva total nacional englobando a 14 plantas). De tal modo que el país cuenta con 22 plantas de refinación de petróleo, de las cuales 8 son grandes⁵.

Cuadro 1. Capacidad de Refinación en Argentina, expresada en millones de m³/año. Año 2015

En millones de m ³				
Refinería	Empresa	Capacidad productiva	Provincia	Año de inauguración
Total	-	36,86	-	-
La Plata	YPF	10,97	Buenos Aires	1925
Luján de Cuyo	YPF	6,27	Mendoza	1940
Dock Sud	Shell	5,80	Buenos Aires	1931
Campana	Axion	5,04	Buenos Aires	1911
San Lorenzo	Oil	2,92	Santa Fe	1938
Bahía Blanca	Petrobras	1,77	Buenos Aires	1926
Campo Duran	Refinor / YPF	1,53	Salta	1962
Plaza Huincul	YPF	1,46	Neuquén	1975
Resto	PyMEs	1,10	-	-

Fuente: Informes de Cadenas de Valor, elaborado por la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo. Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas. Julio 2016.

Cabe destacar que la refinería de San Lorenzo cambió de manos en octubre de 2018. La planta, que había quedado a la deriva luego de la quiebra de Oil Combustibles, fue adquirida finalmente por YPF, que en la subasta ofreció 85 millones de dólares y se impuso por sobre la holandesa Trafigura, la otra interesada. De esta manera YPF actualmente cuenta con una capacidad de refinación de 23,15 millones m³/año, seguida por Shell con 5,8 millones m³/año y Axion con 5,04 millones m³/año.

⁵ Ver: Informes de Cadenas de Valor. Secretaría de Política Económica del Ministerio de Hacienda de la Nación. Junio de 2018.



Entre las empresas YPF, Shell y Axion, se concentra entonces el 93% del mercado refinador, destacándose YPF con el 63%, seguida por Shell con el 16% y Axion con el 14%, lo que refleja que se trata de un mercado altamente concentrado.

En agosto del 2016 Shell Argentina vendió la destilería de Dock Sur y sus estaciones de servicio, es decir sus actividades en DOWN STREAM, a RAIZEN que es una sociedad de la misma Shell CAPSA y la brasileña Cosan. El monto de la operación habría sido de 950 millones de dólares. Esta sociedad es un gigante en Brasil y está conformada en un 50% por Shell y en un 50% por el grupo Cosan.

Otro de los recientes cambios del sector, se refiere a la venta por parte de la empresa Pampa Energía de la Refinería de Bahía Blanca, a la compañía Trafigura (uno de los mayores comercializadores de commodities del mundo). Esta operación se realizó en diciembre de 2017, pasando a manos de Trafigura, por un monto de 94 millones de dólares, toda la red de estaciones de servicio (más de 250), la refinería de Bahía Blanca, la planta de lubricantes en Avellaneda y la terminal de Caleta Paula.

Por lo tanto, con la presencia de Trafigura implica que el negocio de la Refinación quedó en manos de cuatro grandes: YPF, AXION, RAIZEN y TRAFIGURA.

A partir de esta configuración empresarial y frente a las nuevas condiciones de mercados que se implementaron a partir de fines de 2017 el mercado de combustibles líquidos en Argentina paso a estar desregulado y arbitrado con los precios internacionales, para lo cual los escenarios de precios juegan un rol determinante junto con la disponibilidad de crudos a la hora de analizar escenarios posibles de la evolución del parque refinador⁶. Se aprecia entonces que las oportunidades de mercado para la compra y venta de derivados (a partir de una mayor apertura al mercado internacional y con precios locales que reflejan dichos cambios), las refinerías locales no necesariamente operaran a plena capacidad, cuando haya conveniencia en importar derivados en lugar de producirlos localmente.

1.1.3. Zonas de desarrollo (producción), ubicación del consumo

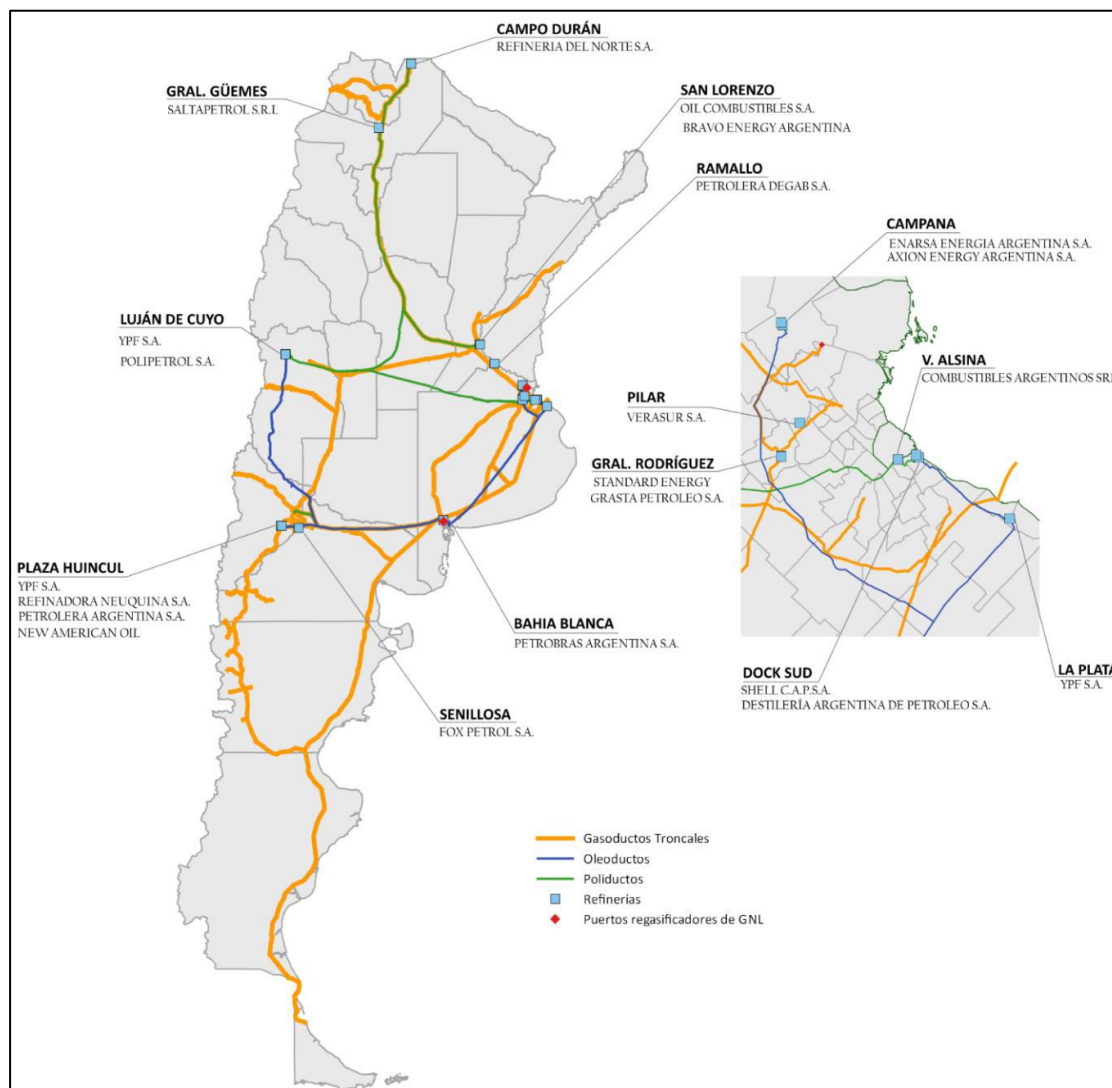
En el siguiente mapa se presenta la localización de las 22 refinerías de petróleo que posee el país. Se aprecia que 9 de ellas se ubican en cercanías a los yacimientos de petróleo; localizadas en las provincias de Neuquén (5), en Mendoza (2) y en Salta (2), mientras que el resto se ubica en cercanías de los centros de consumo.

La conectividad vía oleoductos o por transporte marítimo que posee el país, permite que buena parte del petróleo nacional sea transformado en sus derivados, en cercanías a las zonas más urbanizadas del país. De este modo el 72% del crudo es procesado fuera del área de producción de petróleo y el 28% en la zona donde se ubican los yacimientos.

⁶ Ver: Escenarios Energéticos 2030. Ministerio de Energía y Minería. Diciembre 2017.



Figura 3. Mapa de Localización de las Refinerías de Petróleo



Fuente Secretaría de Política Económica. Ministerio de Hacienda de la Nación. Informes de Cadenas de Valor. Junio de 2018

1.2. Evolución de la actividad y la balanza comercial de la cadena

1.2.1. Evolución de la cantidad de empresas

Las empresas que históricamente han liderado el sector refinador de petróleo, han sido principalmente YPF, Shell y ESSO. Esta última a partir del año 2013 comenzó a desprenderse de sus activos en el país. La marca de estaciones de servicio ESSO comenzó desde esa fecha gradualmente a desaparecer para llamarse Axion Energy, subsidiaria de la petrolera Bridas (de los hermanos Carlos y Alejandro Bulgheroni y la china CNOOC) que en el 2012 compró los negocios de ExxonMobil en la Argentina, Paraguay y Uruguay. Por su parte pasó a ser RAIZEN.

A mediados de la primer década del 2000 comenzaron a instalarse una serie de refinerías simples (sólo poseían unidades de destilación atmosférica), en diferentes zonas del país. En total al año 2011, se habían construido 15 refinerías de este tipo, cuya capacidad de procesamiento máximo se ubicaba en 0,4 millones m³/día (RAHASA en Campana). En la actualidad de éstas refinerías PYMES, quedan 14 en operación.



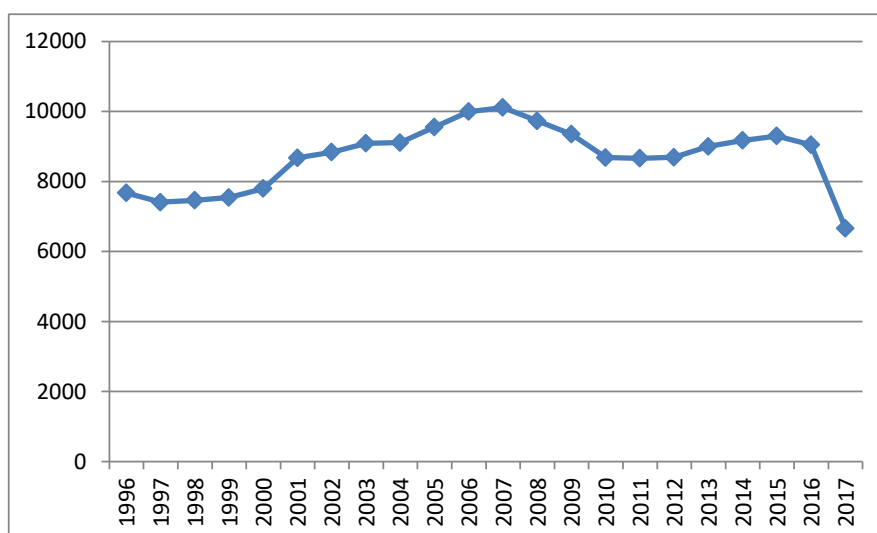
Actualmente operan en el sector cuatro grandes empresas que concentran la actividad: YPF (con el 63% de la capacidad nacional de refinación)⁷, AXION (14%), RAIZEN (16%) y TRAFIGURA (5%), (propietarias de las 8 refinarias más grandes del país) y unas 14 empresas PYMES (cerca del 3%), con refinarias simples (sólo poseen destilación atmosférica).

1.2.2. Evolución del empleo por sector

Respecto a la evolución del empleo directo en el sector refinación de petróleo, se observa que durante el período 1996 a 2016 el promedio de empleados del sector se ubicó entorno a los 8.800. Según datos del Ministerio de Trabajo, en 2017, se registró una baja sustantiva de empleos en la refinación de petróleo, llegando a 6.661. Representa el 0,1% del empleo en el sector privado a nivel nacional.

La caída en el empleo de este sector, registrada en el 2017, se vincula con la disminución de la demanda de derivados de petróleo (a ser analizada en el siguiente punto), lo que trajo aparejado una disminución en el factor de utilización promedio del parque refinador nacional (del orden del 79% en 2017 y del 71% en 2018, cuando el promedio nacional desde el año 2000 a la fecha se ubicó en el 83%) y al aumento observado en las importaciones (como se verá más adelante).

Gráfico 1. Empleos en el Sector Refinación de Petróleo



Fuente: Boletín de Empleo Registrado. Dirección General de Estudios y Estadísticas Laborales. Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social. Año 2017

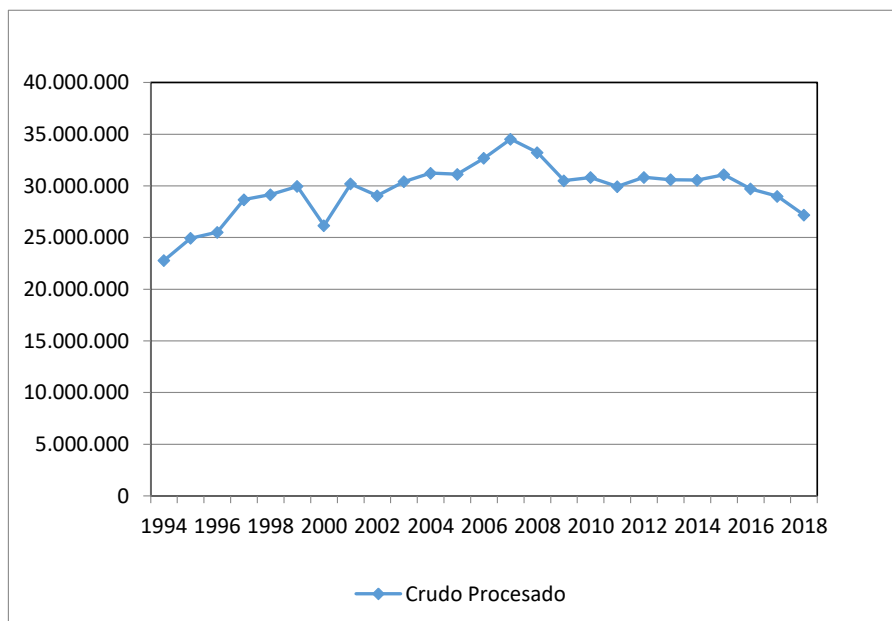
1.2.3. Evolución del nivel de actividad

A los efectos de analizar cómo evolucionó de la actividad del sector, se ha elaborado el siguiente gráfico, donde se presenta la evolución del crudo procesado en refinarias nacionales, durante el período 1994-2018, en base a información de la Secretaría de Energía.

⁷ Se le asigna a YPF el 100% de la Refinería de Campo Duran, propiedad de REFINOR, empresa que en un 28,5% pertenece a Pampa Energía.



Gráfico 2. Evolución del Crudo Procesado en Refinerías Nacionales en m3/año



Fuente: Elaboración Propia en base a información proveniente de las Tablas Dinámicas de Petróleo Procesado, elaborado por la Secretaría de Energía.

Aquí se aprecia que el nivel máximo de procesamiento de petróleo se alcanzó en el año 2007, con 34,5 millones m3/año de crudo procesado, resultando para ese año del 94% el factor de utilización de las refinerías.

Por su parte, durante el período 2009 al 2015, se procesaron en promedio 30 millones m3/año de petróleo, comenzando a declinar la cantidad de crudo procesado en el año 2016, alcanzando en el 2018 un valor de 27,2 millones m3/año (mínimo histórico que se asemeja al registrado en el año 2000).

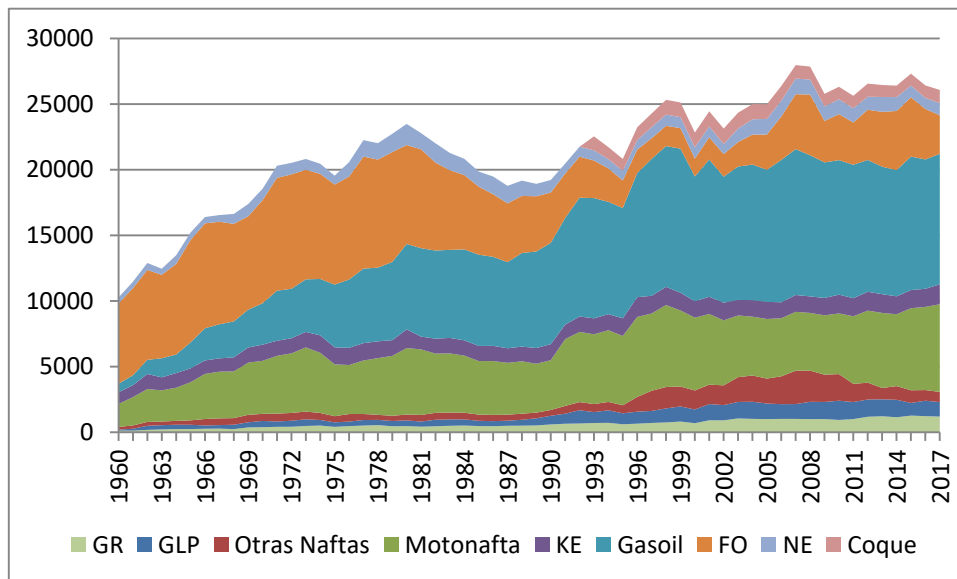
La disminución del crudo procesado, y por ende de la producción de derivados de petróleo en las refinerías locales, tiene varias explicaciones. Por una parte ha habido una caída en la actividad en la economía nacional, y por ende una disminución en la demanda, asociado a un aumento de las importaciones de ciertos derivados (principalmente gasoil, dadas las recientes condiciones de apertura de mercado) y además debido a que las características de los crudo nacionales se han modificado, produciéndose una mayor proporción de crudos pesados, que no son sujetos de ser procesados en todas las destilerías locales, lo que trajo asociado un incremento de las importaciones de crudo mediano a liviano, en dicho período.

A fin de brindar más detalle en cuanto a la evolución de la producción local de derivados, a continuación se presenta su evolución, durante el período 1960-2017.

Aquí se aprecia que acompañando el crecimiento del mercado, la producción nacional de derivados se incrementó en 1,5 veces entre los años 1960 y 2017, sin embargo entre 2009 y 2017 no se ha observado un crecimiento significativo en la producción de derivados (con una producción promedio de 26.300 kTep/año), sin embargo la oferta en dicho período creció en un 17% (como se observa en gráfico 5). Esto significó un incremento de las importaciones de derivados en dichos años, principalmente en el caso del gasoil.

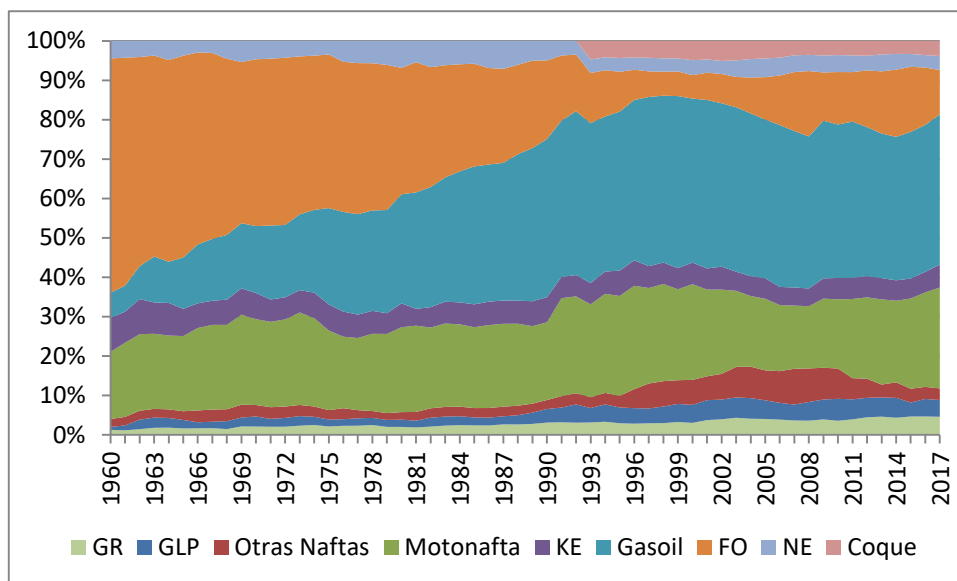


Gráfico 3. Evolución de la Producción de derivados de Petróleo en Ktep



Fuente: Elaboración Propia en base a información proveniente de los Balances Energéticos Nacional, elaborados por la Secretaría de Energía

Gráfico 4. Evolución de la Producción de derivados de Petróleo en %



Fuente: Elaboración Propia en base a información proveniente de los Balances Energéticos Nacional, elaborados por la Secretaría de Energía

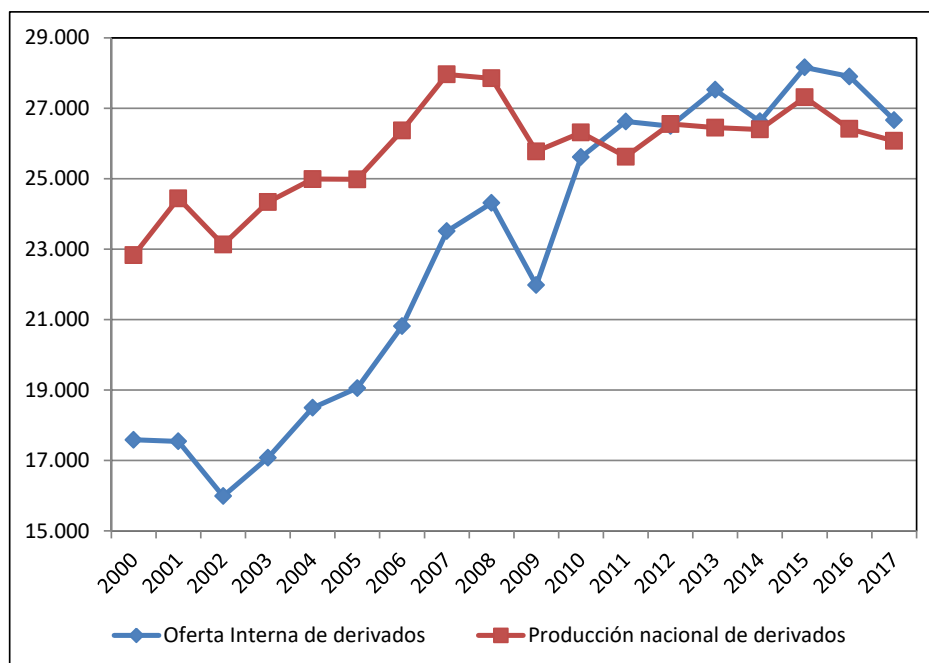
En cuanto a la estructura de la producción de derivados, se aprecia que a partir de la incorporación de unidades de conversión se fueron complejizando las refinerías locales, y esto permitió que se fuera produciendo menos fuel oil y una mayor proporción de gasoil y naftas. Este proceso se produjo, básicamente, entre los años 1960 y 1996. De allí en adelante, se aprecia que el porcentaje de naftas se incrementó aún más (actualmente representa el 26% de lo producido en 2017), mientras que el porcentaje de gasoil se redujo (actualmente representa el 38% de lo producido y en 1997 representó el 43%).



La falta de adecuación de las refinerías a una mayor demanda de gasoil observada en ese período, significó aumentos en las importaciones de dicho combustible.

A continuación se presenta con mayor detalle la evolución de la producción y la oferta interna local de derivados de petróleo, para el período 2000-2017.

Gráfico 5. Evolución de la Producción y Oferta interna de derivados de Petróleo en Ktep



Fuente: Elaboración Propia en base a información proveniente de las Tablas Dinámicas de Petróleo Procesado, elaborado por la Secretaría de Energía

A partir de este gráfico, se aprecia que se registró un crecimiento sostenido en la producción de derivados entre los años 2002 al 2008, alcanzando los 28 millones de Tep/año (con un incremento del 20% entre dichos años). A partir de allí, la caída de la actividad económica ubicó a la producción de las refinerías locales en un escalón menor (en el orden de 26 millones de Tep/año), con un leve repunte hasta el 2015 (27 millones de Tep/año). De allí en más nuevamente se registra una caída en la producción de derivados, del orden del 4,5% respecto al 2015, llegando en el 2017 a producirse nuevamente 26 millones de Tep/año.

Por otra parte, resulta importante destacar que hasta el año 2011 el país generaba excedentes netos exportables de algunos derivados de petróleo (principalmente naftas, fuel oil y en menor medida gasoil). Dicha situación se modifica a partir de dicho año, donde Argentina comienza a ser un importador neto de derivados, principalmente en el caso del gasoil.

En los siguientes tres gráficos se encuentra representada la evolución de la producción e importaciones, en el caso del gasoil, mientras que en el caso de las naftas y el fuel oil se presenta la evolución de la producción y las exportaciones.

En el caso del gasoil, se aprecia que desde el 2005 los porcentajes de importaciones por sobre la producción local han ido incrementándose, particularmente a partir del año 2012 en adelante. En la actualidad las importaciones de gasoil representan el 30% de la producción.

Gráfico 6. Evolución de la producción y las importaciones de gasoil en Ktep

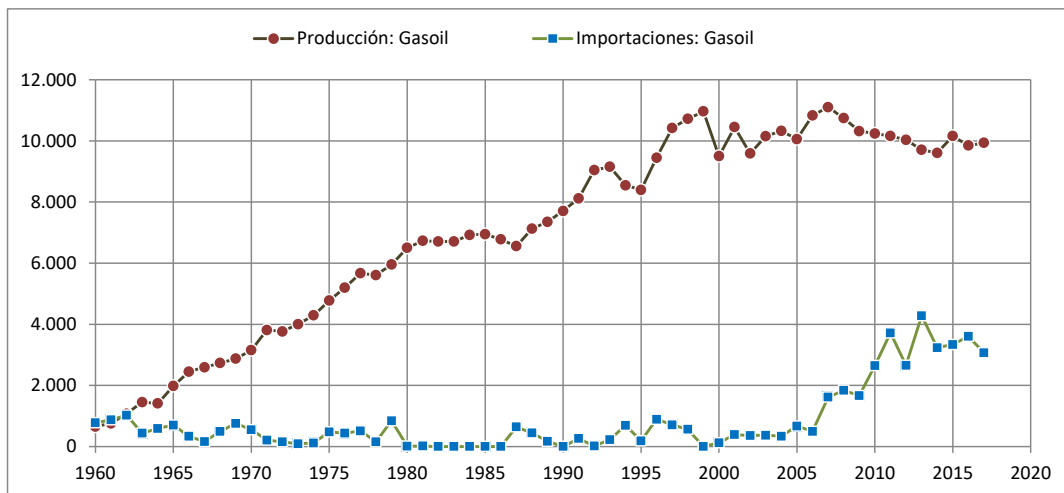


Gráfico 7. Evolución de la producción y las importaciones de naftas en Ktep

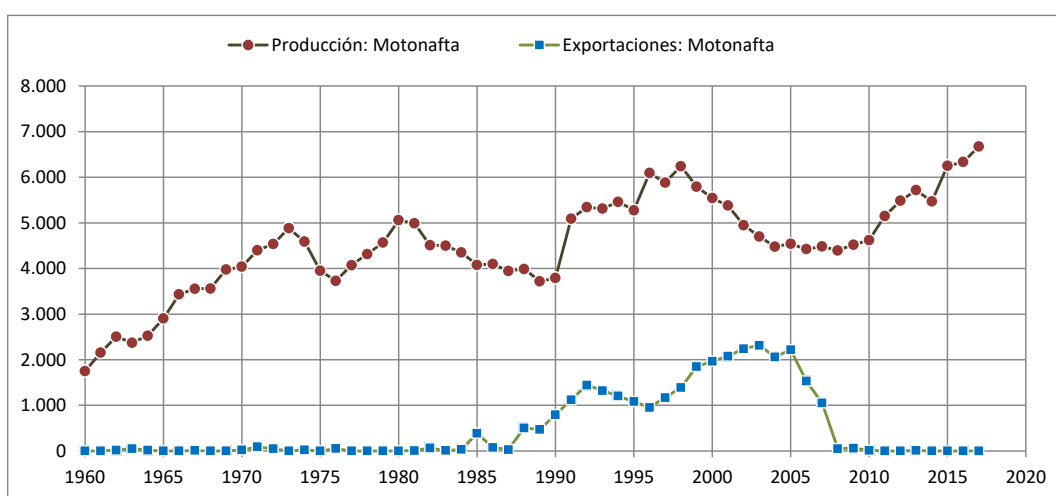
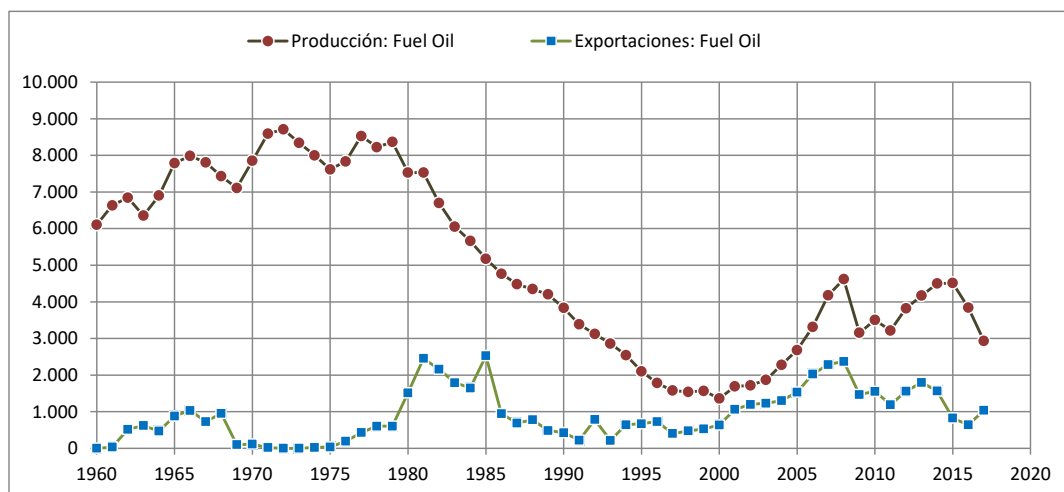


Gráfico 8. Evolución de la producción y las exportaciones de fuel oil en Ktep



Fuente: Elaboración Propia en base a balances energéticos nacionales de la Secretaría de Energía

Con relación a las naftas, las importaciones han sido históricamente marginales, aunque crecieron entre el 2015 y 2017, representando éstas el 6% de la producción (debido a los recientes cambios en las reglas de funcionamiento del sector). Por su parte desde el 2008 en adelante el país ha dejado de ser un exportador de naftas.



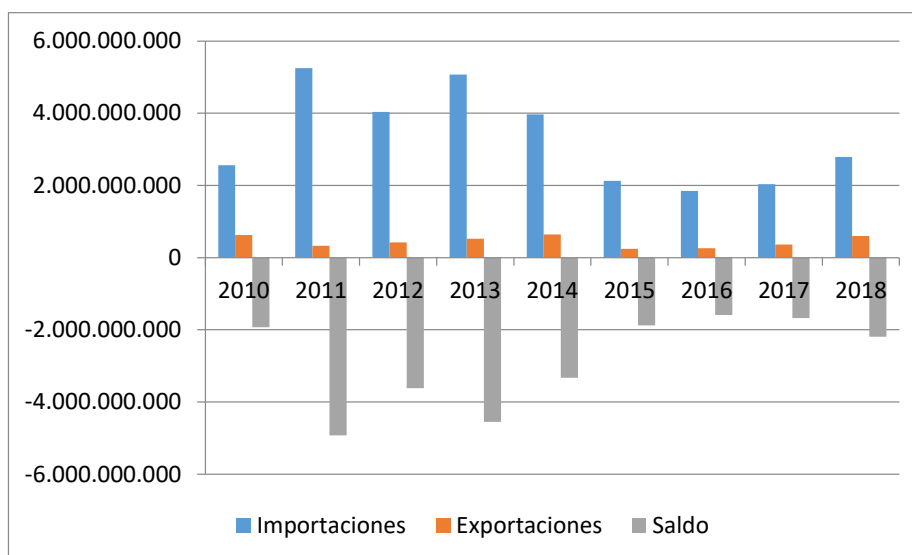
Por último, en lo que respecta al fuel oil, el 33% de la producción actualmente se exporta, aunque se observa una significativa disminución en la producción de fuel oil desde 2015 a la fecha.

1.2.4. Evolución del comercio exterior de productos

A partir de información de la Secretaría de Energía, se puede apreciar que ha habido una disminución del saldo negativo de la balanza comercial de derivados de petróleo durante los últimos 8 años, ubicándose actualmente en -2.200 millones de dólares.

La caída de la demanda interna, junto con la disminución de los precios internacionales, observado desde finales de 2014 y la disminución de saldos exportables de naftas y fuel oil, contribuyeron a lograr esta situación.

Gráfico 9. Evolución de la Balanza Comercial de los Derivados de Petróleo en U\$S



Fuente: Elaboración Propia en base a información proveniente de las Tablas Dinámicas de Compra Venta y Transferencia, elaborado por la Secretaría de Energía

Adicionalmente, las nuevas reglas de funcionamiento del sector y la caída local de demanda, han llevado a altas tasas de capacidad ociosa de refinación (26% en 2018), al aumento de las importaciones de gasoil y naftas y a una disminución en las exportaciones de fuel oil.

La falta de actualización en la configuración de algunas refinería locales (como se verá a continuación) a fin de adaptarse a las características de la nueva configuración de la oferta nacional de crudo (con mayor presencia de crudos medios a pesados), así como la no incorporación de plantas de unidades de conversión como las de hidrocrackeo (orientadas principalmente a la producción de gasoil), han generado un mayor desbalance entre oferta y demanda de derivados.



1.3. Diagnóstico de la realidad tecnológica y energética de la cadena

1.3.1. Esquema productivo

Tal como fuera oportunamente descripto, una refinería está compuesta por un conjunto de plantas, unidades y servicios, orientados a la producción de derivados del petróleo (nafta, gasoil, kerosene, gasoil, diésel, fuel oil, lubricantes, etc.), y en virtud del tipo planta y unidades que éstas posean, será su complejidad.

A continuación se presenta el detalle de las principales unidades que poseen las 8 refinерías más importantes del país, junto a una estimación del grado de complejidad de las mismas. A los efectos de establecer el grado de conversión de un parque refinador, se puede calcular el Índice de Complejidad de Nelson⁸. Para ello se debe normalizar la capacidad instalada de cada unidad, con respecto a la capacidad de destilación atmosférica. Los resultados de dichos índices se presentan en el siguiente cuadro.

Cuadro 2. Capacidad de Refinación por tipo de Unidad de las principales refinерías de Argentina (expresada en m³/día) e Índice de Complejidad

Empresa Refinería	Destilación Atmosférica (m ³ /día)	Destilación en Vacío (m ³ /día)	Reductor Viscosidad (m ³ /día)	Cracking térmico (m ³ /día)	Reforming (m ³ /día)	Coking (m ³ /día)	Hydrocracking (m ³ /día)	Cracking catalítico (m ³ /día)	Hidrotratamiento Gas Oil (m ³ /día)	Alkilación (m ³ /día)	Isomerización (m ³ /día)
YPF											
La Plata	28.000	16.400			1.550	6.900		11.700	1.650		1.000
Luján de Cuyo	20.000	10.500			1.550	6.400	4.100	6.800	2.000	500	5.000
Plaza Huincul	3.900				480						
San Lorenzo	5.000	1.900	1.300	700							
AXION											
Campana	13.000	8.340			1.400	3.200		4.000	2.200		
RAIZEN											
Dock Sud	16.800	9.300	4.600		1.700	1.000		5.100		270	
TRAFIGURA											
Bahía Blanca	4.000	2.300	700		860			1.400			430
REFINOR	4.500				500						
8 Refinerías	95.200	48.740	6.600	700	8.040	17.500	4.100	29.000	5.850	770	6.430

Empresa Refinería	Destilación Atmosférica (m ³ /día)	Destilación en Vacío (m ³ /día)	Reductor Viscosidad (m ³ /día)	Cracking térmico (m ³ /día)	Reforming (m ³ /día)	Coking (m ³ /día)	Hydrocracking (m ³ /día)	Cracking catalítico (m ³ /día)	Hidrotratamiento Gas Oil (m ³ /día)	Alkilación (m ³ /día)	Isomerización (m ³ /día)	Índice de Complejidad de Nelson
YPF												
La Plata	100%	59%			6%	25%		42%	6%		4%	7,1
Luján de Cuyo	100%	53%			8%	32%	21%	34%	10%	3%	25%	11,8
Plaza Huincul	100%				12%							1,6
San Lorenzo	100%	38%	26%	14%								2,8
AXION												
Campana	100%	64%			11%	25%		31%	17%			6,5
RAIZEN												
Dock Sud	100%	55%	27%		10%	6%		30%		2%		5,6
TRAFIGURA												
Bahía Blanca	100%	58%	18%		22%			35%			11%	7,4
REFINOR	100%				11%							1,6
8 Refinerías	100%	51%	7%	1%	8%	18%	4%	30%	6%	1%	7%	7,0

Fuente: Elaboración Propia en base al ABC del Petróleo y el Gas, IAPyG y Economía de la Refinación. Fundación Bariloche

El índice de complejidad de Nelson, plantea que una refinaría posee un bajo nivel de conversión si su índice de ubica entre 2-3, de mediana conversión si sus valores se encuentran entre 5-6 y de alta conversión con valores de 9-10⁺.

⁸ Ver: Economía de la Refinación. Fundación Bariloche. 2018.



En base a ello se puede apreciar que para el promedio del parque de refinación nacional ese indicador se ubica en 7, con lo cual se puede concluir que la Argentina posee una complejidad mediana de conversión. Sólo la refinería de Luján de Cuyo posee un alto nivel de conversión (11,8). Se aprecia además que dicha refinería es la única a nivel nacional con unidades hidrocrackeo, orientadas a producir gasoil, siendo por ello, entre otros factores, lo que explica las importaciones sistemáticas y crecientes que se observan de este derivado en los últimos años.

En líneas generales se aprecia que la demanda de derivados ha venido superando la producción, principalmente en el caso del gasoil, estando más equilibrada la situación en el caso de las naftas (aunque se han incrementado recientemente las importaciones) y el fuel oil. Por otra parte, el parque refinador nacional fue diseñado principalmente para correr crudos livianos (del tipo Medanita/Cuenca Neuquina, de donde proviene actualmente el 32% de la producción nacional), cuya producción viene en descenso, aumentando en los últimos años la producción de un crudo más pesado como el Escalante (Cuenca del Golfo San Jorge), con el 48% de la producción nacional. Esto implica la necesidad de una adaptación del parque refinador a esta situación vinculada con la calidad de la oferta de crudo. Como se verá más adelante en este informe, la oferta desde el 2010 de crudo no convencional (shale oil), permite avizorar un horizonte diferente, ya que éste último es un crudo liviano. Según expertos del sector⁹, las refinerías nacionales operan en general a su máxima capacidad sustentable, con baja conversión por diseño y condicionadas por la disponibilidad de crudos livianos cuya producción está en declinación. Esto genera importantes desafíos hacia futuro para el sector.

1.3.2. Consumos energéticos, fuentes energéticas y usos

La refinación de petróleo es una actividad intensiva en el consumo de energía. El consumo propio en dicho sector en Argentina (donde los usos energéticos se dan principalmente en hornos, calderas y en la generación de electricidad), ha representado (en términos energéticos), el 6,7%¹⁰ de la carga de petróleo en el año 2010 y en el 2017 se incrementó al 8,7%. Si bien este porcentaje se mantuvo relativamente estable entre los años 2013 al 2015 (en el orden del 7,5%), se aprecia que en los últimos dos años el volumen de crudo procesado ha disminuido (por las razones antes presentadas) y por ende se perdieron economías de escala que han generado importantes incrementos en el consumo propio. En términos absolutos el consumo propio en refinerías en el 2017 ascendió 2.160 kTep.

Según diversos estudios de eficiencia energética llevados a cabo en refinerías de Estados Unidos¹¹ y Europa¹², una refinería debería consumir (en términos energéticos), el equivalente al 5% del crudo procesado, mientras que una refinería ineficiente estaría consumiendo del orden del 8% del petróleo comprado. En tal sentido, y si bien la estadística aquí presentada refleja el conjunto del parque refinador nacional, se aprecia que más allá de las economías de escala que coyunturalmente se perdieron en algunas de ellas entre los años 2016 y 2017, habría espacio para reducir el consumo propio del sector, dado que ese valor en promedio se ubicó entre 2010 y 2017 en el 7,5%.

⁹ Ver: Tendencias en la Refinación de Petróleo a partir de recursos no-convencionales. Luis E. Fredes. Septiembre 2014.

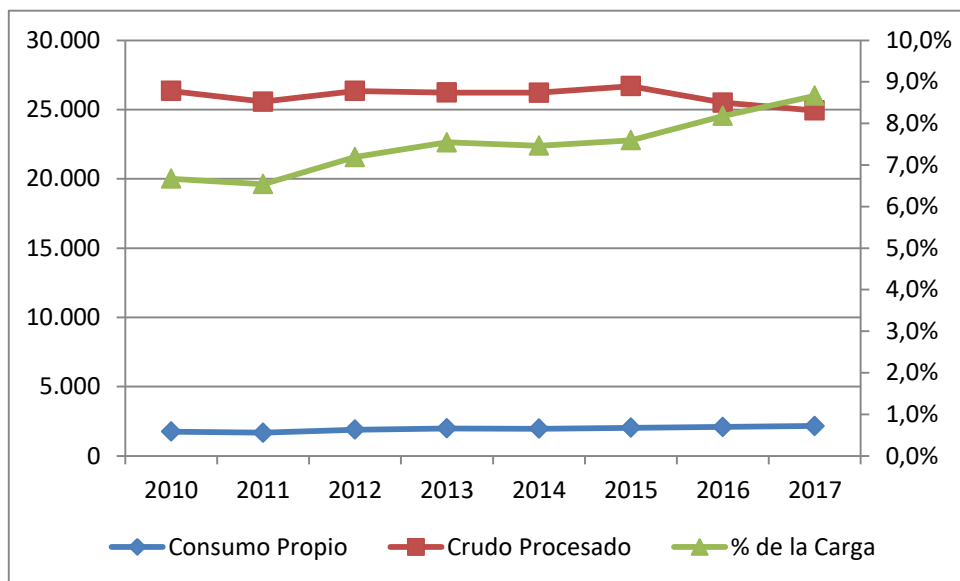
¹⁰ Dicho porcentaje se obtiene a partir del cociente en Ktep entre el consumo propio y el crudo procesado.

¹¹ Ver: F. Rikhtegar, S. Sadighi, PPG Consultant Engineering. Optimization of Energy Consumption. Q2, 2015.

¹² Ver: Europa. CEPS Benchmarking: European Petroleum Industry association. July 2009.



Gráfico 10. Evolución del Consumo Propio en Refinerías (en kTep)



Fuente: Elaboración Propia en base a información proveniente de las Tablas Dinámicas del Consumo Propio en Refinerías y Balances Energéticos Nacionales, elaborados por la Secretaría de Energía

A fin de contextualizar dicho consumo, se aprecia en el Balance Energético Nacional del año 2017, que el consumo de todo el sector energía se ubicó en 8.739 kTep (este incluye el consumo en el upstream, así como en refinerías, coquerías y en centrales eléctrica), por lo tanto el 24,7% del consumo de todo el sector energía, correspondió a refinerías. Cabe destacar que el consumo final de energía del 2017, (el cual corresponde a la suma del consumo energético de todos los sectores de la economía), resultó 56.395 kTep, con lo cual el consumo propio en refinerías, equivalió al 3,8% del consumo final.

En la refinación, el consumo de energía no se dicta solo por tamaño de la misma, (por ejemplo, en términos de procesamiento de crudo) sino también, y en gran medida, por la complejidad de la refinería. Como resultado, cada instalación operativa tiene su consumo de energía estructural propio, que refleja las tareas específicas que allí se realiza y el medio ambiente en el que opera.

El consumo energético específico, una métrica relativamente simple, puede ser inadecuado como una métrica de rendimiento energético porque no tiene en cuenta esta diversidad. Es por ello que en sector del refinado, la mayoría de las empresas confían en Energy Intensity Index™ (EII®) desarrollado por Solomon y Asociados.

La empresa Solomon lleva a cabo estudios de Benchmarking, contratados por las propias empresas, a partir de los cuales se calcula lo que se denomina el Energy Intensity Index (EII). Éste se determina a partir del cociente entre el consumo propio de la refinería y el consumo de energía estándar (el cual considera la calidad de la carga, la complejidad y severidad de las unidades de proceso operativas y los utilities de la refinería). Los valores de este índice van entre 50 y 150, donde aquellas refinerías con un EII de 120 a 150 son ineficientes, cercanas a 90 y 100 son eficientes y por debajo de esos valores muy eficientes¹³. En Brasil al año 2009, el conjunto de las principales refinerías de dicho país presentaba un EII de 110 y existía un plan para reducirlo a 108 a lo largo de 12 meses¹⁴. En el marco del presente estudio no se tuvo acceso al EII de las refinerías nacionales, por no tratarse de información pública.

¹³ La refinería de Jamnagar ubicada en la India, posee un EII de 64.

¹⁴ Ver: Petrobras. Energy Performance Management in PETROBRAS Refineries. Octubre 2010. República Dominicana



No obstante, y como proxi y a los efectos de brindar más detalles sobre el consumo propio en refinerías, en el siguiente cuadro se aprecia la evolución de dicho consumo expresado en términos absolutos y relativos, en Tep (toneladas equivalentes de petróleo) consumidas por Tep de petróleo procesado. Tal como fuera antes expuesto, se observa en los últimos años, un crecimiento en el consumo propio así como del indicador Tep consumido/Tep procesado, reflejando valores promedios, que resultan elevados, en comparación con datos internacionales.

Cuadro 3. Consumo Propio en Refinerías e Intensidad energética (IE)

	Consumo Propio en kTep	Tep Consumido/ Tep Procesado
2010	1.757	0,067
2011	1.672	0,065
2012	1.894	0,072
2013	1.978	0,075
2014	1.957	0,075
2015	2.028	0,076
2016	2.086	0,082
2017	2.160	0,087

Fuente: Elaboración Propia en base a información proveniente de las Tablas Dinámicas del Consumo Propio en Refinerías y Balances Energéticos Nacionales, elaborados por la Secretaría de Energía

Para el año 2017 se presenta una estimación propia del detalle del consumo propio desagregado por las diversas fuentes de energía utilizadas. Cabe destacar que para realizar este cuadro se recurrió a información publicada en los balances energéticos nacionales, a datos obtenidos a partir de las tablas dinámicas que reflejan los consumos en refinación, a información de CAMMESA (en términos de la electricidad comprada por las refinerías al servicios público) y a datos de la autoproducción de electricidad. Las encuestas que se realizarán en el marco del presente estudio permitirán mejorar estas estimaciones.

Cuadro 4. Consumo Propio en Refinerías por fuente. Año 2017

	kTep	%
Gas Distribuido por Redes	475,4	22%
Gas de Refinería	1108,5	51%
Gas Licuado	33,9	1,6%
Motonafta Total	0,011	0,0005%
Diesel Oil + Gas Oil	6,4	0,3%
Coque	130,8	6,1%
Fuel Oil	330,4	15,3%
Electricidad SP	75,0	3,5%
TOTAL	2160,4	

Fuente: Elaboración Propia en base a información proveniente de las Tablas Dinámicas del Consumo Propio en Refinerías y Balances Energéticos Nacionales, elaborados por la Secretaría de Energía

El gas de refinería, junto al gas natural, el fuel oil y el coque, representan el 95% del consumo de energía. Los principales usos de la energía se realizan en hornos, calderas y en la generación de electricidad. De acuerdo a estimaciones para refinerías de Estados Unidos, el 55%¹⁵ se consume en

¹⁵ Ver: F. Rikhtegar, S. Sadighi, PPG Consultant Engineering. Optimization of Energy Consumption. Q2, 2015.

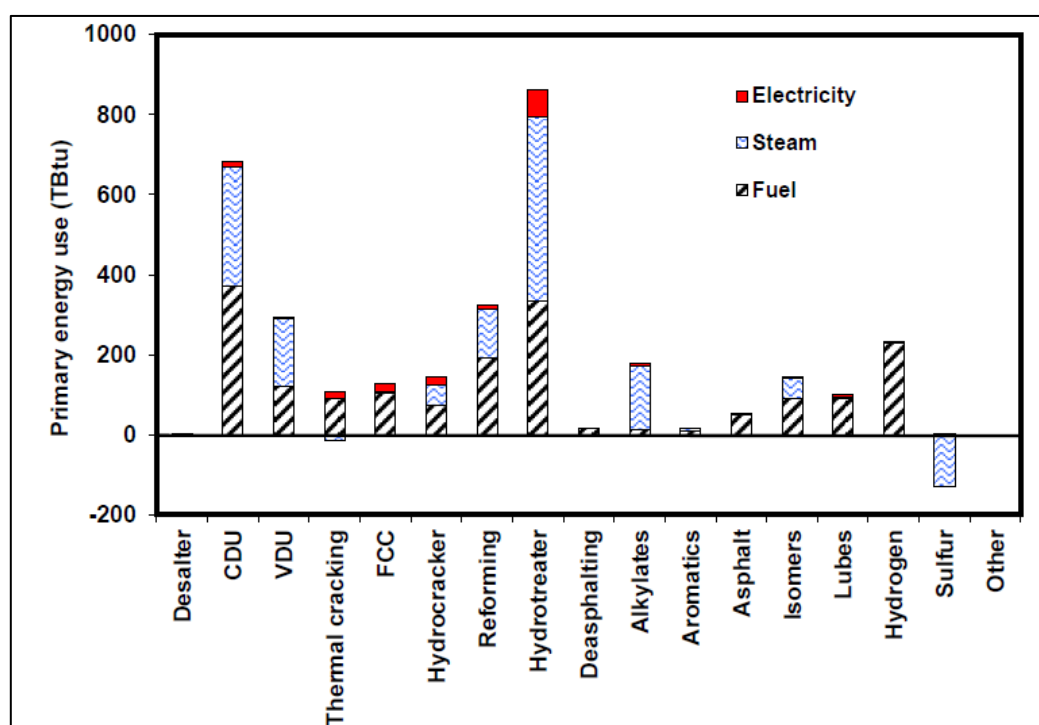


hornos, el 20% en calderas (para producir vapor) y el 25% restante en energía eléctrica comprada a la red y en insumos intermedios para autoproducir electricidad.

La electricidad adquirida al sistema nacional eléctrico en el año 2017, ascendió a 869 GWh (75 kTep) y la autogenerada a 338 GWh (29 kTep), por lo tanto el 28% se autogeneró y el 78% se compró al sistema nacional. La potencia instalada en autoproducción en refinerías se ubica en 135 MW. Los insumos consumidos en las refinerías para producir esos 29 kTep de electricidad, fueron del orden de 254 kTep (de acuerdo a la Secretaría de Energía, año 2016)¹⁶. Esto implica que aquí se observa un nicho importante para mejorar la eficiencia energética en la autoproducción de electricidad. Las fuentes utilizadas para su generación han sido: Fuel oil (51%, con 129 kTep), gas de refinería (27%, con 68 kTep) y gas natural (22%, con 57 kTep).

Dentro de los principales procesos que se llevan a cabo en una refinería, de acuerdo a estudios llevados a cabo por la EPA (United States Environmental Protection Agency)¹⁷, la mayor cantidad de energía se consume en las plantas de hidrotreatment, seguido por las unidades de destilación atmosférica (CDU) y las unidades de reforming.

Figura 4. Estimación del uso de energía en los diferentes procesos de Refinación (en TBtu)



Fuente: Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Petroleum Refineries. EPA. Energy Star. 2015.

Existe una gran variedad de oportunidades dentro de las refinerías de petróleo para reducir el consumo de energía, manteniendo o mejorando la productividad de la planta. Estudios realizados por diversas empresas de las industrias de refinación de petróleo y petroquímica han demostrado la existencia de un potencial sustancial para mejorar la eficiencia energética en casi todas las instalaciones¹⁸. Las áreas principales para mejorar la eficiencia energética son los servicios o utilities (30%), en hornos (20%), a

¹⁶ Ver: Secretaría de Energía. C2. Autoproducción 2016. Informe Estadístico del Sector Eléctrico - Año 2016. Al no contar con información del 2017, se utilizó como proxy la información del 2016 para elaborar el Cuadro 4.

¹⁷ Ver: Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Petroleum Refineries. EPA. Energy Star. 2015.

¹⁸ Ver: Energy Efficiency Improvement in the Petroleum Refining Industry. Lawrence Berkeley National Laboratory. 2005.



partir de procesos de optimización (15%), en intercambiadores de calor (15%), en motor y sus aplicaciones (10%) y en otros sectores (10%).

De estas áreas, la optimización de los servicios o utilities, los intercambiadores de calor y los hornos ofrecen la mayoría de las oportunidades de inversión baja, mientras que en otras áreas existirán oportunidades de bajo costo, pero oportunidades adicionales pueden requerir inversiones. Experiencias de diversas empresas han demostrado, que la mayoría de las inversiones son relativamente modestas. Sin embargo, todos los proyectos requieren también costos operativos como recursos de ingeniería para desarrollar e implementar el proyecto. Los ahorros y costos del proyecto serán diferentes para cada refinería. Sobre la base de cada situación única es que se debe realizar la selección de las oportunidades de eficiencia energética más favorables.

1.3.3. Certificaciones, normas o estándares de calidad en procesos

Muchas empresas en el sector de la industria del petróleo y el gas ya han implementado Sistemas de gestión, principalmente en los campos de la calidad (ISO 9001) y medio ambiente (ISO 14001). Esto debería facilitar la implementación de un sistema de gestión de la energía (SGE) según ISO 50001, porque la mayoría de los requisitos son de naturaleza similar, en particular los relacionados con el mantenimiento de registros. En aquellos casos donde se va a implementar un SGE, como un sistema independiente, puede ser necesario definir los procesos básicos.

A partir de experiencias internacionales¹⁹ sobre la aplicación de la ISO 50.001 en unidades de destilación atmosférica y de vacío, se han logrado ahorros en el consumo de energía del orden del 2%.

1.3.4. Impactos sobre emisiones de GEI

En base al inventario de gases de efecto invernadero del sector energía, incluido en la Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, las emisiones correspondiente al consumo propio en refinerías ascendieron en el año 2012 a 4.360 GgCO₂eq..

Las emisiones de este sector representaron el 1,2% del total de las emisiones nacionales de GEI a nivel nacional de dicho año.

1.4. Conclusiones. Aspectos positivos y negativos de la situación reciente

A partir del presente análisis se aprecia que el sector posee una capacidad de refinación que la ubica entre las más antiguas de la región. Desde el año 1975 que no se construye en la Argentina una refinería (más allá de la construcción de un conjunto de destilerías con bajo nivel de conversión durante la década del 2000).

A lo largo de los años las refinerías argentinas se fueron complejizando (incorporando o ampliando, principalmente nuevas unidades de conversión y de mejoramiento en la calidad de los productos), a los efectos de adecuar la oferta a la demanda, sin embargo se observa que existe un desfase

¹⁹ Ver: Industrial Energy Efficiency. Islamic Republic of Iran.



estructural en lo que respecta al gasoil. El nivel de complejidad del parque refinador nacional se ubica en 7 (índice de complejidad de Nelson), lo cual significa que el grado de conversión es mediano.

Las recientes condiciones de apertura internacional del sector condujeron a menores exportaciones y mayores importaciones de derivados, junto a una caída en el empleo del sector.

En la actualidad, y luego de recientes cambios en la propiedad de algunas refinerías, en 4 grandes empresas se concentra el 98% de la capacidad de refinación nacional (YPF con el 63%, AXION con el 14%, RAIZEN con el 16% y TRAFIGURA con el 5%).

La caída observada recientemente en la demanda de derivados, a consecuencia de un menor crecimiento de la economía, significó que en el año 2018, el factor de utilización de la refinerías nacionales, se ubicara en promedio en el 74%. Esta situación ha generado un aumento en el peso del consumo propio, con relación al crudo procesado, que lo ubicó en el 8,7%. Por su parte, durante el período 2009 al 2015, se procesaron en promedio 30 millones m³/año de petróleo, comenzando a declinar la cantidad de crudo procesado en el año 2016, alcanzando en el 2018 un valor de 27,2 millones m³/año (mínimo histórico que se asemeja al registrado en el año 2000).

A partir de información de la Secretaría de Energía, se observa que hubo una disminución del saldo negativo de la balanza comercial de derivados de petróleo durante los últimos 8 años, ubicándose actualmente en -2.200 millones de dólares (2018). La disminución de la demanda interna, junto con la disminución de los precios internacionales, y la disminución de saldos exportables de naftas y fuel oil, contribuyeron a llegar a ésta situación.

Sobre un consumo propio total en el año 2017 de 2.160 kTep, el gas de refinería, junto al gas natural, el fuel oil y el coque, representan el 95% del consumo de energía. Los principales usos de la energía se realizan en hornos, calderas y en la generación de electricidad. La encuesta de consumos energéticas que se realizará en éste sector, permitirá identificar los porcentajes de cada uno de esos usos y las fuentes utilizadas.

La electricidad comprada al sistema nacional eléctrico por parte de las refinerías en el año 2017, ascendió a 869 GWh (75 kTep) y la autogenerada a 338 GWh (29 kTep), por lo tanto el 28% se autogeneró y el 78% se compró al sistema nacional. Las fuentes utilizadas para su generación han sido: Fuel oil (51%), gas de refinería (27%) y Gas natural (22%). Se observa un nicho importante para mejorar la eficiencia energética en la autoproducción de electricidad.

Las áreas principales para mejorar la eficiencia energética son los servicios o utilities (30%), en hornos (20%), a partir de procesos de optimización (15%), en intercambiadores de calor (15%), en motor y sus aplicaciones (10%) y en otros sectores (10%).

Dado que el parque refinador nacional fue diseñado principalmente para correr crudos livianos (tipo Medanita), cuya producción viene en descenso, esto implica la necesidad de adaptaciones de las refinerías a esta situación vinculada con la calidad de la oferta de crudo. La llegada del crudo no convencional (shale oil), plantea un horizonte diferente, ya que éste último es un crudo liviano. En conclusión las refinerías nacionales operan en general a su máxima capacidad sustentable (salvo en estos últimos años), con baja conversión por diseño y condicionadas por la disponibilidad de crudos livianos cuya producción está en declinación. Esto genera importantes desafíos hacia futuro para el sector.



2. TENDENCIAS Y PERSPECTIVAS MUNDIALES EN EL SECTOR

2.1. Productos principales: los escenarios futuros. Proyecciones 2040 de la producción de refinerías

En base a la prospectiva energética mundial que anualmente elabora la Agencia Internacional de la Energía (IEA)²⁰, se observa que para el Escenario de Nuevas Políticas²¹ se estima un crecimiento robusto de biocombustibles y productos fraccionados a partir de NGLs (condensados del gas natural, principalmente gasolina natural). Estos líquidos generan una menor demanda de derivados provenientes del sector de refinación, por lo que el aumento de la demanda de productos de la refinería sería entre 2017 y 2040 (8.4 Mbb/día) un 40% más bajo que el crecimiento de la demanda de líquidos totales (Cuadro 5). Dado que las nuevas refinerías en general son más eficientes que las antiguas ya que tienden a beneficiarse de la materia prima de bajo costo o del crecimiento de la demanda en mercados adyacentes, esto se traduce en una reorganización gradual del panorama competitivo de la industria del refino.

Cuadro 5. Demanda de derivados por fuente en Mbb/día a nivel Mundial. Escenario de Nuevas Políticas

	2017	2025	2030	2035	2040	Change 2017-40
Total liquids	96.6	105.2	107.7	108.9	110.9	14.3
Biofuels	1.8	2.8	3.4	4.0	4.7	2.8
Total oil	94.8	102.4	104.3	104.9	106.3	11.5
CTL, GTL and additives	0.7	1.3	1.4	1.7	2.0	1.3
Direct use of crude oil	1.0	0.6	0.4	0.3	0.2	-0.8
Oil products	93.1	100.6	102.4	102.9	104.1	11.0
LPG and ethane	11.3	14.0	14.4	14.8	15.1	3.9
Naphtha	5.8	7.3	8.0	8.6	9.2	3.5
Gasoline	24.1	25.4	25.4	24.5	23.8	-0.3
Kerosene	7.3	8.0	8.6	9.4	10.3	3.0
Diesel	27.4	29.9	29.9	29.9	30.2	2.8
Fuel oil	7.1	6.4	6.4	6.4	6.4	-0.7
Other products	10.3	9.7	9.6	9.3	9.1	-1.2
Fractionation products from NGLs	9.9	12.0	12.3	12.6	12.5	2.6
Refinery products	83.2	88.6	90.1	90.2	91.6	8.4
<i>Refinery market share</i>	86%	84%	84%	83%	83%	n.a.

Notes: CTL = coal-to-liquids; GTL = gas-to-liquids; NGLs = natural gas liquids; LPG = liquefied petroleum gas; n.a. = not applicable. See Annex C for definitions.

Fuente: World Energy Outlook, 2018. Agencia Internacional de Energía. Noviembre 2018.

Se puede apreciar a partir de este cuadro que los bicomcombustibles tendrán un rol creciente en el tiempo, pasando de representar el 1,9% (en volumen en 2017) al 4,2%, a nivel promedio mundial, en el 2040.

²⁰ Ver: World Energy Outlook, 2018. Agencia Internacional de Energía. Noviembre 2018.

²¹ New Policy Scenario: según la IEA, el escenario de nuevas políticas es el escenario central de esta perspectiva y tiene como objetivo proporcionar un sentido hacia donde las ambiciones políticas de hoy parecen estar tomando dentro del sector energético. Incorpora no solo las políticas y medidas que los gobiernos de todo el mundo ya han puesto en implementación, sino también los efectos probables de las políticas anunciadas, como se expresa en los objetivos oficiales así como los NDCs.



Esto implica que las refinerías (tal como lo sucedido en Argentina, donde el biodiesel y el bioetanol, son parte de los insumos del sector), deberían ir adaptándose a dichas mezclas.

2.2. La oferta: nuevos desarrollos en ciencia y tecnología a nivel global

De acuerdo al informe de la EIA, casi todas las nuevas capacidades de refinación en desarrollo hoy en día tienen integrado algún proceso de productos petroquímicos. Esta parece ser parte de una estrategia a largo plazo tanto para buscar márgenes adicionales, así como para protegerse contra el riesgo percibido de un pico en la demanda mundial de petróleo (dado que es probable que la demanda de materia prima petroquímica aumente incluso si la demanda total de petróleo presenta picos). En consecuencia la EIA estima que dicha tendencia se mantendría en el Escenario de Nuevas Políticas, haciendo que la refinación y las industrias petroquímicas estén más juntas que nunca.

Esta estrategia debería ser analizada en el caso de Argentina, dado que la puesta en producción del shale oil, está poniendo a disposición en el mercado de un tipo de combustible que posee un elevado contenido de cortes livianos, por cuanto estos tipos de petróleos eventualmente inducirían el incremento de disponibilidad de materia básica para petroquímica, GLP, y ciertos procesos de conversión de livianos como la alquilación²².

Cuadro 6. Capacidad de Refinación por Región en Mbbl/día a nivel Mundial. Escenario de Nuevas Políticas

	Refining capacity			Refinery runs			Capacity at risk
	2017	2025	2040	2017	2025	2040	2040
North America	22.5	23.1	22.1	19.3	18.8	17.3	3.0
Europe	16.2	16.0	14.9	13.8	12.3	9.7	5.1
Asia Pacific	34.0	38.8	42.3	28.5	31.3	35.3	3.4
Japan and Korea	6.7	6.5	5.9	6.3	5.4	4.5	1.6
China	15.3	18.0	18.2	11.3	13.0	14.2	1.7
India	4.8	5.7	7.8	5.0	5.6	7.5	-
Southeast Asia	4.9	6.2	7.8	4.1	5.3	6.9	-
Middle East	9.0	11.4	13.0	7.5	9.9	11.7	-
Russia	6.6	6.8	6.6	5.7	5.4	4.6	1.5
Africa	3.4	4.3	5.1	1.8	3.3	4.4	0.1
Brazil	2.2	2.2	2.5	1.7	2.0	2.3	-
Other	4.8	5.0	5.0	2.9	3.3	3.5	1.0
World	98.6	107.4	111.4	81.2	86.1	88.6	14.2
Atlantic Basin	55.1	56.8	55.6	44.9	44.5	41.2	10.7
East of Suez	43.5	50.7	55.8	36.3	41.6	47.4	3.4

Fuente: World Energy Outlook, 2018. Agencia Internacional de Energía. Noviembre 2018. La "capacidad en riesgo" se define como la diferencia entre la capacidad de refinación y lo que efectivamente están en operación. Se establece una asignación del 14% para el tiempo de inactividad. Las paradas proyectadas más allá de las anunciadas públicamente también se cuentan como "capacidad en riesgo".

²² Ver: Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina. Escenarios Energéticos 2030. Diciembre 2017.



A partir de la información aportada en dicho cuadro, se aprecia un crecimiento del parque de refinación a nivel mundial (entre 2017 y 2040) de 12,8 Mbbbl/día, lo que implica un incremento del 13%, principalmente en China y en Medio Oriente es donde se concentrará la mayor expansión del parque de refino, con una caída en la capacidad en Europa y se mantendría en sus niveles actuales en América del Norte y en Rusia.

3. LA CADENA PRODUCTIVA EN ARGENTINA AL 2030: ESCENARIOS, TENDENCIAS Y DESAFÍOS

3.1. Perspectivas de crecimiento de la oferta nacional.

En cuanto a las perspectivas de la oferta nacional de derivados, se observa que la incorporación del crudo no convencional (shale oil / Vaca Muerta) en la oferta total de hidrocarburos, generará una serie de impactos que deberán ser tenidos en cuenta por las refinerías locales, a los efectos de poder procesar dicho hidrocarburo.

Al respecto cabe destacar, que a diciembre 2018 la producción de shale oil sobre el total de la producción de crudo nacional alcanzó los 74.049 bbl/día, representando el 14,6% de la producción nacional²³.

En cuanto a la calidad del shale oil, la cantidad de azufre que posee es sensiblemente menor a la del crudo Medanita (petróleo liviano proveniente de la cuenca Neuquina y para el cual fueron diseñadas la mayoría de las refinerías nacionales). Esto implica que el shale oil posee un punto positivo para cumplir con los nuevos estándares para combustibles que rigen desde este año. En tal sentido, el crudo convencional posee entre 1.145 y 1.575 partes por millón de azufre, mientras que el shale oil posee 450 partes.

En contraposición, la cantidad de parafina que tiene el no convencional es mayor y genera además una especie de decantación de los sólidos que posee el convencional, obligando a realizar más periódicamente las tareas de limpieza. Además, según expertos del sector²⁴, las torres de destilación deben trabajar más exigidas, dado que la mayor acumulación de parafina y sólidos que genera; implica la necesidad de que los quemadores aporten más energía para su procesamiento. En consecuencia, con el shale oil se pueden producir más naftas.

A continuación se presentan los rendimientos típicos de los principales crudos nacionales y del shale oil argentino. Allí se aprecia que el no convencional posee rendimientos en derivados similares a los del crudo Medanita. Los elevados porcentajes de cortes livianos presentes en el shale oil, permiten explorar el uso de estos como insumo para la petroquímica, la alquilización y la isomerización para producir naftas de buen octanaje. Asimismo, el alto porcentaje de diésel en el no convencional permitiría a través de plantas de hidrot ratamiento extraerle el azufre y mejorar su calidad y con el diésel pesado, vía unidades de hidro craqueo (éstas poseen altas inversiones y altas demandas de hidrogeno), se podría obtener diesel de bajo contenido de azufre²⁵

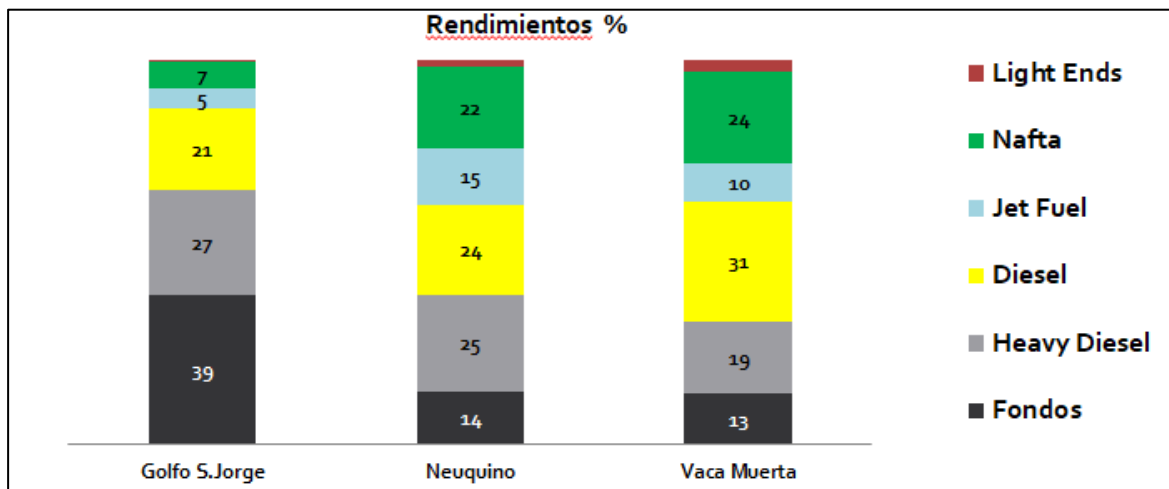
²³ Ver: Reporte Trimestral No Convencionales Cuencas Neuquina y Austral. Q4-2018. GiGa Consulting. Diciembre 2018.

²⁴ Ver: Vaca Muerta tiene su primera refinería exclusiva. <https://www.rionegro.com.ar/energia/vaca-muerta-tiene-su-primera-refineria-exclusiva-YY6320274>

²⁵ Ver: Tendencias en la Refinación de Petróleo a partir de recursos no-convencionales. Luis E. Fredes. Septiembre 2014.



Figura 5. Rendimientos de los crudos nacionales



Fuente: Tendencias en la Refinación de Petróleo a partir de recursos no-convencionales. Luis E. Fredes. Septiembre 2014.

Recientemente, fue informado que el Complejo Industrial de Plaza Huincul de YPF está definiendo en estos días las reformas para que en sólo dos años elabore sus combustibles con un 100% de shale oil²⁶ como materia prima. Para el 2015 un tercio del petróleo que recibía la refinería de Plaza Huincul era crudo no convencional y en la actualidad alcanza al 54% de los 4.100 metros cúbicos que se procesan por día. La última parada fue en 2016 y permitió instrumentar varios cambios para procesar el crudo no convencional. Pero es la próxima parada para revamping, en 2021, es la que más desafíos presentará pues implica acondicionar todas las instalaciones para procesar sólo crudo de Vaca Muerta. Entre las modificaciones se plantea la necesidad de que los seis quemadores aporten más energía para su procesamiento.

3.2. Perspectivas y necesidades de futuras

A los efectos de establecer posibles necesidades de expansión del sector refinador, los países realizan estudios de prospectiva energética en los cuales se plantean diversos escenarios posibles. En tal sentido, el por entonces Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina elaboró en diciembre de 2017 un documento denominado: Escenarios Energéticos 2030. En el mismo se plantea que “los desafíos del subsector se centran en la adecuación a los nuevos crudos que se vienen (mayor participación de shale oil), poder balancear el mercado externo reduciendo principalmente el déficit de gasoil y seguir la tendencia de las especificaciones manteniendo un mercado integrado a los patrones de calidad internacional”.

Por otra parte, en dicho documento se establece que el ahorro y uso eficiente de la energía, el ingreso de autos eléctricos al mercado y el uso de GNC como sustituto de los derivados líquidos, sumado al incremento del uso de bioetanol y biodiesel en la nafta y en el gasoil, respectivamente, disminuirá la

²⁶ Ver: Vaca Muerta tiene su primera refinería exclusiva. Enero 2019. <https://www.rionegro.com.ar/energia/vaca-muerta-tiene-su-primera-refineria-exclusiva-YY6320274>



demanda de estos últimos, y consecuentemente los requerimientos de expansión, de aumento de la complejidad, y de necesidades de tratamiento del azufre del parque refinador.²⁷

A partir de éstas y otras premisas, se plantean en dicho estudio dos escenarios (al 2030). En uno de ellos (denominado Escenario Base), se toma como supuesto que la expansión de la capacidad nominal de refinación será de unos 30.000 bbl/día a realizar entre 2018 y 2020, no considerándose ampliaciones adicionales. Por lo tanto, sobre una capacidad de refino instalada actualmente a nivel nacional de unos 630.000 bbl/día, esto implica una ampliación del 4,7%.

En el escenario denominado: +Inversión (el cual plantea mayor producción de petróleo y precios altos), se establece que deberían realizarse expansiones en la capacidad de refinación que lleven el total de la capacidad instalada nacional al año 2030 a los 730.000 bbl/día, lo que implica un aumento del 16% respecto a la capacidad instalada actualmente. Con dicho incremento en la capacidad de refino, el documento establece que se podría balancear el mercado externo de gasoil y obtener leves superávits de naftas. Esta ampliación implica incorporar una refinería con capacidad nominal de 100.000 bbl/día (equivalente a la actual refinería de Dock Sud).

3.3. El nuevo escenario de la industria en Argentina

3.3.1. El consumo energético y potenciales ahorros

A diferencia de lo que ocurre en el upstream, en el downstream existe una mayor conciencia de la eficiencia energética. En tal sentido en ese segmento se viene trabajando desde hace años porque su realidad es distinta. Son procesos mucho más complejos y además los márgenes de ganancia son mucho más chicos. Por lo tanto tiene sentido hacer un uso más eficiente de la energía porque se reduce el costo operativo y mejora el margen²⁸.

En tal sentido, el consumo propio en dicho sector en Argentina (donde los usos energéticos se dan principalmente en hornos, calderas y en la generación de electricidad), ha representado el 6,7%²⁹ de la carga de petróleo en el año 2010 y en el 2017 se incrementó al 8,7%.

De acuerdo a estadística relevada en refinerías de Estados Unidos³⁰ y Europa³¹, una refinería eficiente debería consumir (en términos energéticos), el equivalente al 5% del crudo procesado, mientras que una refinería ineficiente estaría consumiendo del orden del 8% del petróleo comprado.

Por lo tanto, si bien para el conjunto de las refinerías locales, se observa que el consumo energético sería elevado (comparado con estándares internacionales), habría que analizar que parte de esto se debe a pérdidas recientes de economías de escala o a espacios reales para la implementación de medidas de eficiencia.

Dado que cada refinería es un caso particular, habría que entrevistar en esta etapa del pre-diagnóstico, al menos a las principales empresas del sector, a fin de consultarles cómo se encuentra su refinería dentro del benchmarking desarrollado por la consultora Solomon y si a partir de estudios específicos que hayan desarrollado, se planifica una mejora en la eficiencia energética, planteándose objetivos y metas de reducción.

²⁷ Ver: Escenarios Energéticos 2030. Ministerio de Energía y Minería. Diciembre 2017.

²⁸ Ver: Con eficiencia, la Argentina podría aumentar un 5% su producción de petróleo y gas. Andrea Heinze. EconoJournal. Octubre 2017.

²⁹ Dicho porcentaje se obtiene a partir del cociente en Ktep entre el consumo propio y los kTep de crudo procesado.

³⁰ Ver: F. Rikhtegar, S. Sadighi, PPG Consultant Engineering. Optimization of Energy Consumption. Q2, 2015.

³¹ Ver: Europa. CEPS Benchmarking: European Petroleum Industry association. July 2009.



Existe una gran variedad de oportunidades dentro de las refinerías de petróleo para reducir el consumo de energía, al tiempo que se mantiene o mejora la productividad de la planta, como lo demuestran los estudios de varias compañías en las industrias de refinación de petróleo y petroquímica. Los datos de la evaluación comparativa competitiva indican que la mayoría de las refinerías de petróleo pueden mejorar económicamente la eficiencia energética entre un 10% y un 20%³². Mejoras en la eficiencia energética pueden resultar en beneficios adicionales que superan con creces los ahorros en costos de energía, y puede llevar a una reducción absoluta de las emisiones.

Como se mencionara anteriormente, las áreas principales para mejorar la eficiencia energética incluyen utilities (30%), hornos (20%), optimización de procesos (15%), intercambiadores de calor (15%), motor y aplicaciones de motor (10%) y otras áreas (10%). De estas áreas, la optimización de los servicios (utilities), los intercambiadores de calor y los hornos ofrecen las mejores oportunidades de inversión³³.

Adicionalmente a éstas medidas para mejorar la eficiencia energética, el programa ENERGY STAR de la Agencia de Protección el Medio ambiente de USA, recomienda implementar un enfoque integral de la eficiencia energética para mejorar el rendimiento de la refinería. Un programa sólido de gestión de energía en toda la empresa es esencial para este proceso. Los equipos y tecnologías transversales, como calderas, compresores y bombas, son comunes en la mayoría de las plantas y las industrias manufactureras, y presentan oportunidades de mejora bien documentadas. El proceso de producción también se puede ajustar para producir ahorros adicionales. En tal sentido la aplicación de normas tales como la ISO 50.001 van esa dirección.

Las propuestas de ahorro de energía son a menudo categorizadas de acuerdo a aquellos elementos que requieran³⁴:

- ninguna inversión (principalmente relacionada con la mejora en la operación de las unidades);
- Inversión menor (mayormente relacionada con menor modificaciones y mantenimiento); e
- Inversión significativa (principalmente relacionada con la implementación de nuevas tecnologías o el diseño de sistemas más eficientes).

Aquí se sintetizan un conjunto medidas propuestas para este sector:

³² Ver: EPA. Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Petroleum Refineries. Energy Star. 2015

³³ Ver: EPA. Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Petroleum Refineries. Energy Star. 2015

³⁴ Ver: Guidelines for implementing ISO 50001 Energy Management Systems in the Oil and Gas Industry. IPIECA. 2013.



Cuadro 7. Prácticas de Eficiencia Energética en Refinerías³⁵

Control de manejo Monitorización energética Sistemas de control de energía del sitio	Integración de procesos Análisis total del <i>pinch</i> ³⁶ del sitio Análisis del <i>pinch</i> de agua
Generación de energía CHP (cogeneración) Turbinas de expansión de gas CHP de alta temperatura Gasificación (Ciclo Combinado)	Recuperación de energía Recuperación de gas de combustión Recuperación de energía Recuperación de hidrogeno Análisis del <i>pinch</i> de hidrógeno
Calderas Preparación de agua de alimentación de calderas Controles de caldera mejorados Volumen reducido de gases de combustión Reducción del exceso de aire Mejorar el aislamiento Mantenimiento Recuperación de calor de gases de combustión Recuperación de calor de purga Reducción de pérdidas <i>standby</i>	Distribución de vapor Mejoras en el aislamiento Mantenimiento del aislamiento Trampas de vapor mejoradas Mantenimiento de las trampas de vapor Control automático de las trampas de vapor Reparación de fugas Recuperación de vapor de <i>flash</i> Retorno de condensado
Calentadores y Hornos Mantenimiento Mejoras en el control Precalentamiento del aire Control del combustible Nuevos diseños de quemadores	Destilación Optimización de los proceso operativos Optimización de la pureza de los productos Ajustes de presión estacionales Reducción de la carga del hervidor Columnas mejoradas internas
Aire comprimido Mantenimiento Monitoreo Reducir las fugas Reducir la temperatura del aire de entrada Maximizar el punto de rocío de presión permisible Controles Reguladores de tamaño adecuado Tamaño de tubos apropiados Accionamientos de velocidad ajustable Recuperación de calor por precalentamiento de agua	Bombas Operaciones y mantenimiento Monitoreo Diseños de bombas más eficientes Tamaño correcto de las bombas Uso de bombas múltiples Impulsor de recorte Controles Accionamientos de velocidad ajustable Evitar válvulas de estrangulamiento Tamaño correcto de las tuberías Reducción de fugas Cierres Bombas de vacío
Motores Dimensionamiento adecuado de motores Motores de alta eficiencia Control del factor de potencia Desequilibrio de voltaje Accionamientos de velocidad ajustable Controles de voltaje variable Reemplazos de las transmisiones por correa	Ventiladores Dimensionamiento adecuado Accionamientos de velocidad ajustable Cinturones de alta eficiencia
Desalador Desaladores de múltiples etapas Campos combinados AC / DC	Hydrocracker Recuperación de energía Integración del proceso (<i>pinch</i>) Controles de horno Precalentamiento del aire Optimización de la destilación

³⁵ Ver: Lawrence Berkeley National Laboratory. Energy Efficiency Improvement in the Petroleum Refining Industry. 2005

³⁶ metodología para optimizar la recuperación energética en un proceso químico industrial, minimizando la inversión de capital.



Unidad de destilación de crudo Controles de proceso CHP de alta temperatura Integración del proceso (<i>pinch</i>) Controles de los hornos Precalentamiento del aire Destilación cruda progresiva Optimización de la destilación	Coking Integración del proceso (<i>pinch</i>) Controles de los hornos Precalentamiento del aire
Unidad de destilación al vacío Controles de proceso Integración del proceso (<i>pinch</i>) Controles de los hornos Precalentamiento del aire Optimización de la destilación	Visbreaker Integración del proceso (<i>pinch</i>) Optimización de la destilación
Hydrotreater Controles de proceso Integración del proceso (<i>pinch</i>) Optimización de la destilación Nuevos diseños de los <i>hydrotreater</i>	Alquilación Controles de proceso Integración del proceso (<i>pinch</i>) Optimización de la destilación
Reformador catalítico Integración del proceso (<i>pinch</i>) Controles de los hornos Precalentamiento del aire Optimización de la destilación	Producción de hidrógeno Integración del proceso (<i>pinch</i>) Controles de los hornos Precalentamiento del aire Pre-reformador adiabático
Fluid Catalytic Cracker Controles de proceso Recuperación de energía Integración del proceso (<i>pinch</i>) Controles de los hornos Precalentamiento del aire Optimización de la destilación. Cambios en el flujo del proceso	Iluminación Controles de iluminación Tubos T8 Haluros metálicos / Sodio a alta presión Fluorescente de alta intensidad (T5) Balastos electrónicos Reflectores Señales de salida LED
Otros Optimizar los tanques de almacenamiento de los combustibles para hornos y calderas Optimizar los venteos	

Fuente: Lawrence Berkeley National Laboratory. Energy Efficiency Improvement in the Petroleum Refining Industry. 2005

A nivel nacional en el IAPyG existe una Comisión de Eficiencia Energética, en la que participan un conjunto de profesionales que representan al sector del downstream. Allí se vienen desarrollando reuniones y talleres para tratar el tema. Según el IAPyG³⁷, el foco en eficiencia energética en el contexto de toda la industria del petróleo y el gas, puede mejorar la competitividad del negocio, considerando que se puede bajar entre un 10% y un 20% el consumo energético con inversiones mínimas, pero también es necesario contar con un sistema de gestión que garantice la sostenibilidad de los resultados a lo largo del tiempo.

³⁷ Ver: Eficiencia Energética en el IAPyG. Petrotecnia, Febrero 2014.



Bibliografía

Agencia Internacional de la Energía (EIA). World Energy Outlook (WEO), 2018. París. Noviembre 2018.

Bravo, V.; Di Sbroiavacca, N. (2018). Economía de la Refinación. Fundación Bariloche. 2018.

Dirección General de Estudios y Estadísticas Laborales. Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social. Boletín de Empleo Registrado. Año 2017

ECyT-AR. Historia de los hidrocarburos en Argentina. https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Historia_de_los_hidrocarburos_en_Argentina

EPA. Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Petroleum Refineries. Energy Star. 2015.

Europa. CEPS Benchmarking: European Petroleum Industry association. July 2009.

Fredes, L. (2014). Tendencias en la Refinación de Petróleo a partir de recursos no-convencionales. Santa Fé, Septiembre 2014.

GiGa Consulting. Reporte Trimestral No Convencionales Cuencas Neuquina y Austral. Q4-2018. Diciembre 2018.

Heinze, A. (2017) Con eficiencia, la Argentina podría aumentar un 5% su producción de petróleo y gas. EconoJournal. Octubre 2017

IAPyG, Eficiencia Energética en el IAPyG. Petrotecnia, Febrero 2014.

IPIECA. Guidelines for implementing ISO 50001 Energy Management Systems in the Oil and Gas Industry. 2013.

La Nueva. Una Historia de cien años. <https://www.lanueva.com/nota/2012-2-11-9-0-0-una-historia-de-cien-anos>

Lawrence Berkeley National Laboratory. Energy Efficiency Improvement in the Petroleum Refining Industry. 2005.

Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina. Escenarios Energéticos 2030. Diciembre 2017.

Petrobras. Energy Performance Management in PETROBRAS Refineries. Octubre 2010. República Dominicana.

Rikhtegar, F.; Sadighi, S. (2015), PPG Consultant Engineering. Optimization of Energy Consumption. Q2, 2015

Secretaría de Energía. C2. Autoproducción 2016. Informe Estadístico del Sector Eléctrico - Año 2016

Secretaría de Energía. Tablas Dinámicas de Petróleo Procesado.

Secretaría de Política Económica. Ministerio de Hacienda de la Nación. Informes de Cadenas de Valor. Junio de 2018

Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo. Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas. Informes de Cadenas de Valor. Julio 2016.

Stratta, E. (2013). Cien años refinando petróleo Argentino. Revista Petrotecnia. Junio 2013. <http://www.petrotecnia.com.ar/junio13/notas/100Anos.pdf>

UNIDO, Global Industrial Energy Efficiency Benchmarking. November 2010



**EFICIENCIA
ENERGÉTICA**
EN ARGENTINA

eficienciaenergetica.net.ar

info@eficienciaenergetica.net.ar

Proyecto financiado por
la Unión Europea

