



EFICIENCIA
ENERGÉTICA
EN ARGENTINA



Proyecto financiado
por la Unión Europea

DIAGNÓSTICO PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

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	5
DIAGNÓSTICO DEL SECTOR DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL	8
1. LA CADENA PRODUCTIVA, EVOLUCIÓN RECIENTE	8
1.1. Descripción de la situación tecno-productiva de la cadena	8
1.1.1. Eslabones, principales productos.....	8
1.1.2. Grado de concentración.....	12
1.1.3. Zonas de desarrollo (producción), ubicación del consumo.....	12
1.1.4. Principales empresas de la cadena según eslabón	14
1.2. Evolución de la actividad y la balanza comercial de la cadena	14
1.2.1. Evolución de la cantidad de empresas.....	14
1.2.2. Evolución del empleo por sector	15
1.2.3. Evolución del nivel de actividad.....	16
1.2.4. Evolución del comercio exterior de productos	21
1.3. Diagnóstico de la realidad tecnológica y energética de la cadena	22
1.3.1. Esquema productivo. Flujos de energía.....	22
1.3.2. Consumos energéticos, fuentes energéticas	23
1.3.3. Certificaciones, normas o estándares de calidad en procesos.....	26
1.3.4. Impactos sobre emisiones de GEI	26
2. TENDENCIAS Y PERSPECTIVAS MUNDIALES EN EL SECTOR	27
2.1. Productos principales: los escenarios futuros. Proyecciones 2040 de la producción y de consumos. La demanda: escenarios futuros y tendencias del consumo.....	27
2.2. La oferta: nuevos desarrollos en ciencia y tecnología a nivel global	32
3. LA CADENA PRODUCTIVA EN ARGENTINA AL 2030: ESCENARIOS, TENDENCIAS Y DESAFÍOS	33
3.1. Perspectivas de crecimiento de la oferta nacional	33
3.2. El nuevo escenario de la industria en Argentina	34
3.2.1. Nuevos desarrollos	34
3.2.2. El consumo energético futuro y potenciales ahorros	36
BIBLIOGRAFÍA:	39
ANEXO 1	41
ANEXO 2	42
.....	43

ÍNDICE DE CUADROS

	PÁG.
Cuadro 1. Producción de Petróleo y Gas Natural. Año 2017	18
Cuadro 2. Producción de Petróleo, Gas Natural y Consumo Propio en Millones Tep. Año 2016	25
Cuadro 3. Evolución de los precios de los Combustibles	28
Cuadro 4. Demanda Mundial de Energía Primaria por Combustible y Escenario (Millones Tep)	28
Cuadro 5. Producción de Gas Natural por Región, Nuevo Escenario (miles de millones m3)	30
Cuadro 6. Prácticas de eficiencia energética	37



ÍNDICE DE GRÁFICOS

	PÁG.
Gráfico 1. Empleo del Sector Producción de Petróleo y Gas Natural. En número de empleados	15
Gráfico 2. Evolución de la cantidad de empleados por Barriles Equivalente de Petróleo producida de gas natural más Petróleo (empleados/1000 Bep)	16
Gráfico 3. Evolución de la producción de Petróleo en m ³ y de Gas Natural en miles de m ³	17
Gráfico 4. Evolución de la cantidad total de pozos perforados y terminados en Argentina.....	17
Gráfico 5. Evolución de los Pozos perforados en Vaca Muerta	19
Gráfico 6. Evolución del Comercio Exterior Energético	21
Gráfico 7. Evolución de la Producción de hidrocarburos (petróleo+gas natural) y del consumo en yacimiento en Tep (sin pérdidas) e Intensidad expresada en Tep consumo/Tep producción hidrocarburos	24
Gráfico 8. Evolución del Consumo en Yacimientos desagregado entre Consumo Propio y Pérdidas (en Tep)	25
Gráfico 9. Participación de las fuentes de energía a nivel Mundial en los Escenarios WEO2017.....	29
Gráfico 10. Crecimiento de la demanda de gas natural por sector y por región, Nuevo Escenario (2016-2040) en Miles de Millones m ³	29
Gráfico 11. Evolución de las inversiones en Exploración, Complementarias y en Explotación de Hidrocarburos (en millones de dólares)	34
Gráfico 12. Evolución de la producción de Petróleo de Argentina	35
Gráfico 13. Evolución de la producción de Gas Natural de Argentina	35

ÍNDICE DE FIGURAS

PÁG.

No se encuentran elementos de tabla de ilustraciones.



PRESENTACIÓN DEL PROYECTO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ARGENTINA

Este Diagnóstico de la Industria petrolera y gasífera¹ 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: Auditorias 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

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



diferentes acciones) que forman parte de la planificación de las políticas públicas. Estas preguntas pueden ser 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 Industria Petrolera y Gasífera.

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.

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 realiza 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 deberá 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.

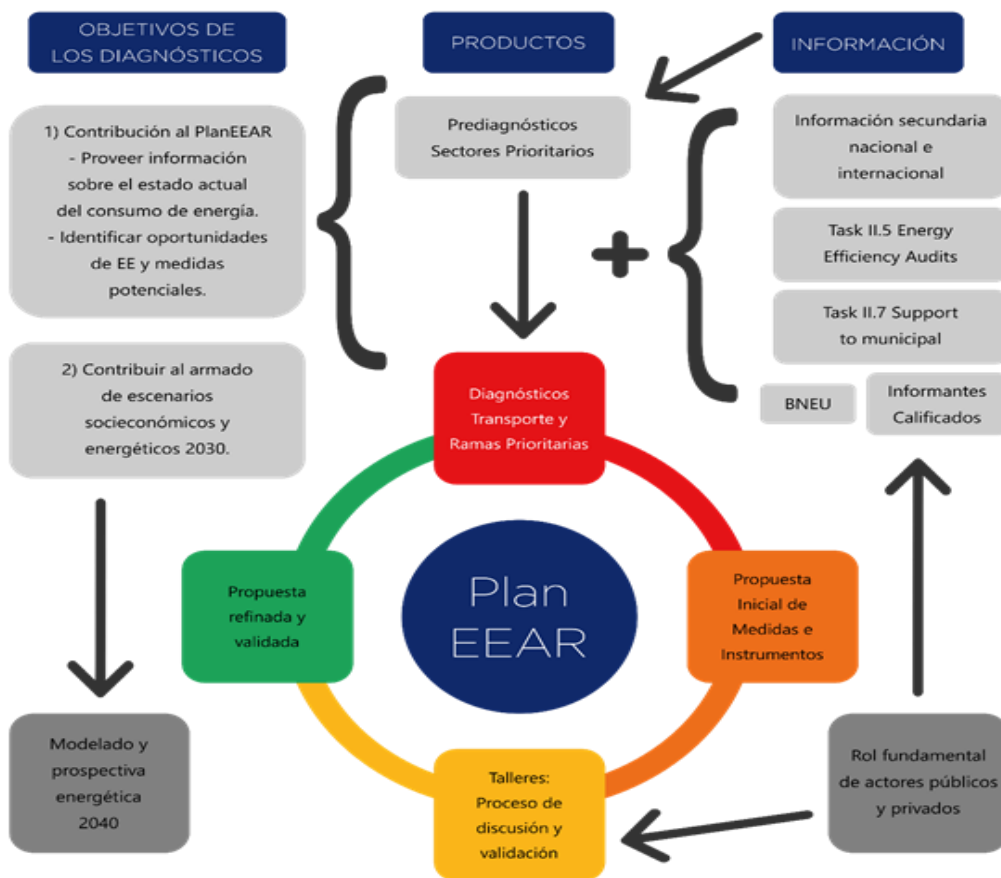
Se espera que en el avance del proceso participativo, se elaboren Escenarios Socioeconómicos y Energéticos (la situación deseada, visión u objetivo final que se pretende alcanzar) que serán modelados, con los que se simularán y cuantificarán los impactos de la implementación de las medidas de eficiencia 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 DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

1. LA CADENA PRODUCTIVA, EVOLUCIÓN RECIENTE

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

1.1.1. Eslabones, principales productos

Los antecedentes de la industria de los hidrocarburos en Argentina se remontan a las primeras perforaciones llevadas a cabo en la Provincia de Mendoza en el año 1887 y abandonadas 10 años más tarde. Sin embargo el 13 de diciembre de 1907, a partir del descubrimiento de petróleo en la ciudad de Comodoro Rivadavia, por parte del Estado Argentino, se lo reconoce como el hito que marca el inicio formal de la industria hidrocarburífera nacional.

Dado que se trata de un sector que posee una historia de más de 110 años, el mismo ha presentado diversas etapas, pasando de ser una industria regida bajo el monopolio del Estado, a ser explotada exclusivamente por privados, llegando en la actualidad a una situación mixta, donde YPF (empresa con composición societaria mixta, con participación estatal del 51%), presenta un importante rol dentro de la industria hidrocarburífera nacional.

En cuanto a la cadena productiva del petróleo y el gas natural, resulta importante destacar que a los efectos de llegar a la etapa de puesta en producción de un pozo que contenga hidrocarburos, se requiere de otras etapas previas. Las primeras están vinculadas al reconocimiento superficial del territorio donde se llevará a cabo la perforación, seguido de un proceso de análisis de los estratos subterráneos (esto se lleva a cabo a través de la prospección, principalmente vía sísmica de refracción y reflexión), concluyendo con la perforación de pozos exploratorios, que de resultar exitosos, se convierten en pozos productivos. Una vez identificado el hidrocarburo en el subsuelo, se delimita la extensión del reservorio que lo contiene a partir de la perforación de pozos de avanzada (los que se convertirán además en pozos productores) y luego a partir de los pozos de explotación (o desarrollo), se pondrá en producción el yacimiento (extensión de tierra en la que se perforan un conjunto de pozos, se implantan cañerías, tanques de almacenamiento y se construyen plantas de acondicionamiento del petróleo, el gas natural y los líquidos del gas natural).

La vida útil de un yacimiento es variable, existiendo en Argentina áreas en producción que llevan más de 60 años en producción. La extracción de los hidrocarburos de los pozos puede ser por surgencia natural (donde no se requiere energía externa para su extracción) o con sistemas de bombeo artificial tales como: bombas electro-sumergibles, bombeo mecánico, gas lift, bombas de cavidad progresiva, entre otras. Todos estos sistemas requieren el uso de energía dentro del yacimiento. Adicionalmente, en etapas tempranas de la explotación de un yacimiento, se aconseja la reinyección de gas o agua (dependiendo de cuál es la fuerza de empuje predominante del reservorio), a los efectos de no despresurizarlo tempranamente y aumentar así las tasas de recuperación del mismo. Este proceso de inyección, requiere de consumos de energía para bombear agua o comprimir y enviar gas a través de los pozos inyectoros a los yacimientos.

El petróleo y gas natural obtenido en dichos pozos, debe ser luego separado en forma primaria en sus fases (extrayendo de dicha mezcla el agua subterránea que los acompaña). Esto se lleva a cabo en lo que en los yacimientos se denominan baterías. Por métodos gravitacionales se separan allí las fases (agua, petróleo y gas natural) que luego son almacenadas en tanques para ser posteriormente bombeadas a través de cañerías internas dentro del propio yacimiento a las plantas de tratamiento. En ellas se le extrae al petróleo sales y otros minerales indeseados (ejemplo azufre) y luego el crudo



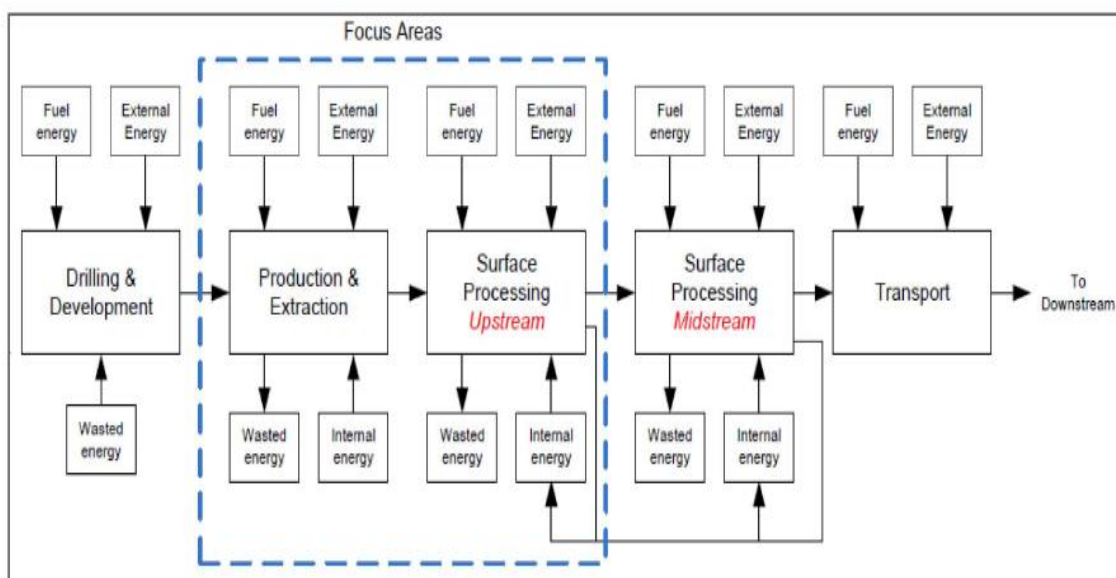
es bombeado al punto fiscal para su medición y entrega a los oleoductos troncales, los que conducen el fluido a las destilerías para su posterior refinación.

En el caso del gas natural, éste debe ponerse en condiciones antes de ser inyectado en la cabecera del gasoducto troncal. Para ello se trata la corriente del fluido en plantas de procesamiento y tratamiento (allí se le extraen cantidades variables de sustancias indeseables tales como agua, CO₂, N₂, hidrógeno sulfurado). Asimismo, existen yacimientos de gas natural que poseen altos porcentajes de líquidos y otros gases (tales como: etano, propano, butano y gasolinas) los que deben extraerse y fraccionar en plantas de extracción y fraccionamiento. Antes de ser entregado el gas natural a los gasoductos troncales se lo comprime.

De acuerdo a los criterios planteados por ARPEL², el consumo de energía en las actividades de producción y extracción de hidrocarburos (upstream), se puede calcular a partir del balance de energía de los yacimientos y este incluirá el consumo de energía de combustibles, la energía desperdiciada por venteo, fugitivas, y por la combustión de gas en antorchas e incineradores.

El esquema de la siguiente figura refleja el eslabón de la cadena hidrocarburífera que se está analizando en el presente documento.

Figura 1. Instalaciones de Producción de Petróleo



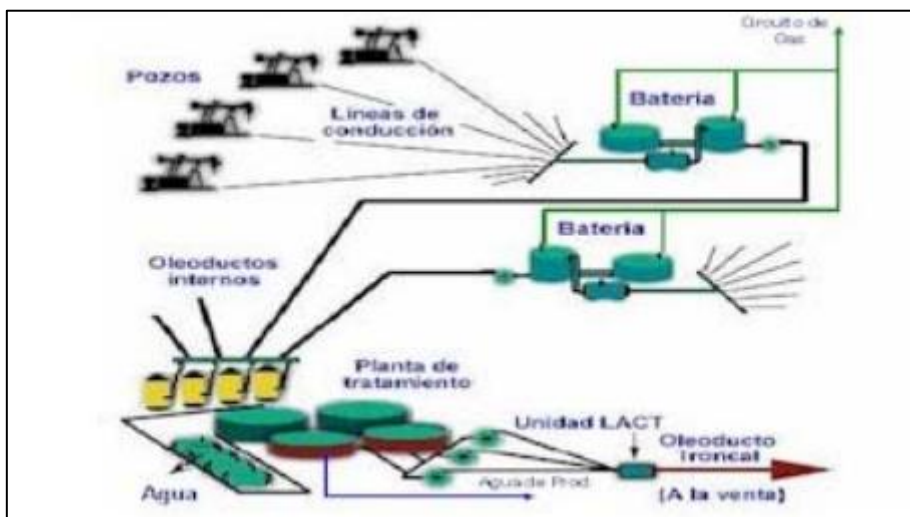
Fuente: David Grassian (2017). Development of an Energy Efficiency Improvement Methodology for Upstream Oil and Gas Operations. SPE

A lo largo de todo este eslabonamiento que configura la producción de hidrocarburos (desde la boca de pozo hasta el punto de entrega fiscal de la producción - Unidad LACT: Automatic Custody Transfer), existen consumos de energía en diversos usos tales como: vapor directo o calor de proceso, fuerza mecánica (bombeo y compresoras), calor directo, generación de electricidad y otros usos (refrigeración, iluminación, etc.), así como venteos y fugas. Dichos consumos se asocian principalmente a la energía consumida en la operación de las baterías, en compresoras en boca de pozo, en plantas USP (Unidad de Separación Primaria), en plantas EPF (Early Production Facilities, para el no convencional), en las plantas de tratamiento, en las estaciones de bombeo y compresión, en las unidades de bombeo para extraer hidrocarburos, hornos, entre otros.

² Ver: ARPEL, Guía ARPEL Índices de Energía en la Industria de Petróleo y Gas, 2013.

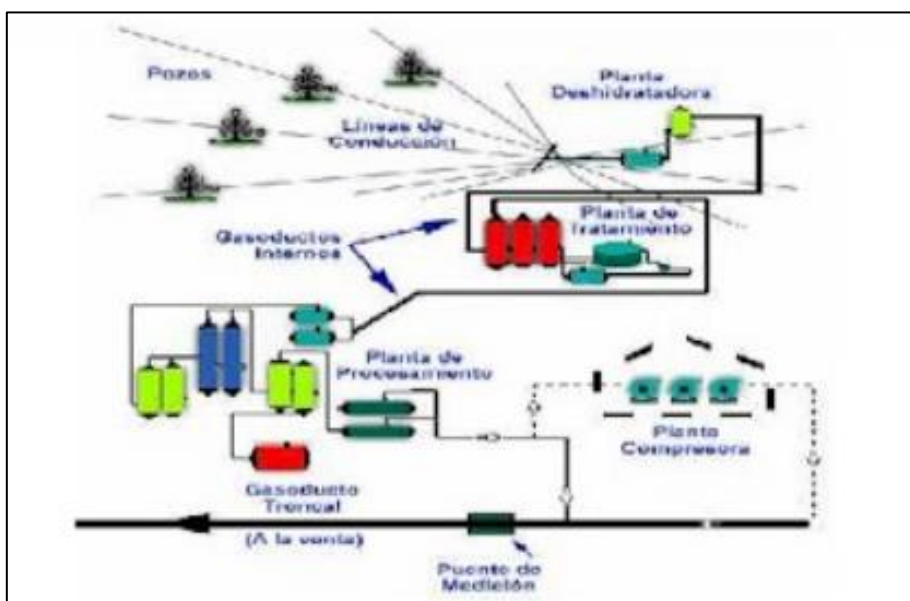


Figura 2. Instalaciones de Producción de Petróleo



Fuente: La Industria del Petróleo y el Gas. <http://www.ingenieroambiental.com/apunte-oil-gas-.pdf>

Figura 3. Instalaciones de Producción de Gas Natural



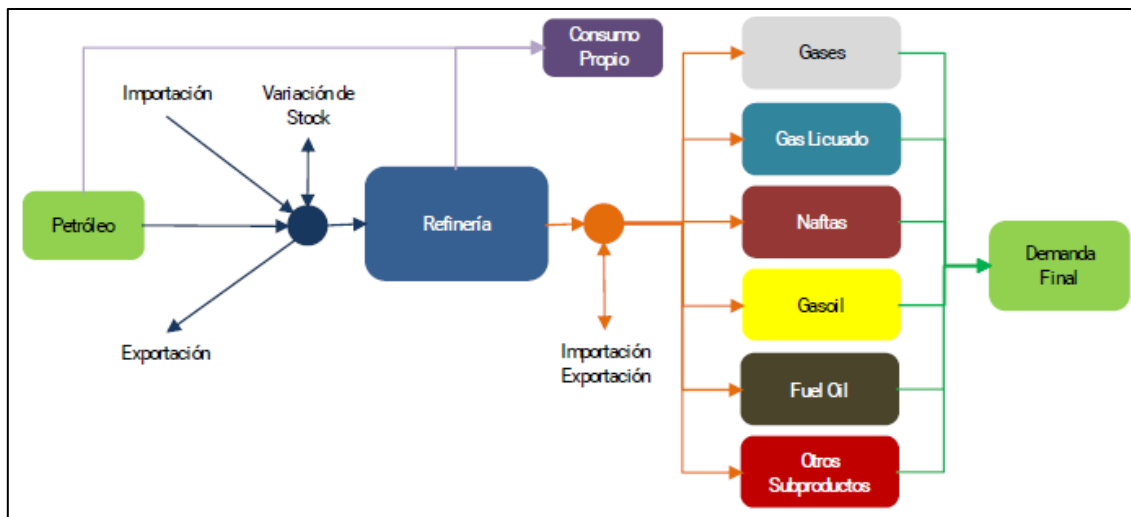
Fuente: La Industria del Petróleo y el Gas. <http://www.ingenieroambiental.com/apunte-oil-gas-.pdf>

De acuerdo al Balance Nacional de energía, los consumos energéticos antes descriptos que se llevan a cabo en los yacimientos, se engloban dentro de los siguientes conceptos: Consumo Propio (energía utilizada como combustible) y Pérdidas (energía desperdiciada por venteo, fugitivas o por combustión de gas en antorchas e incineradores). A tal fin consideraremos la suma de estos dos conceptos que figuran en el BEN 2017, como el consumo en las actividades de producción de hidrocarburos (upstream). Los consumos de energía de las empresas prestadoras de servicios (tales como equipos de perforación, camiones de fracking, el consumo en los camiones que trasladan agua o arena a los pozos) u otros consumos de combustibles líquidos en yacimiento, no están incluidos en el consumo propio, dentro del BEN.



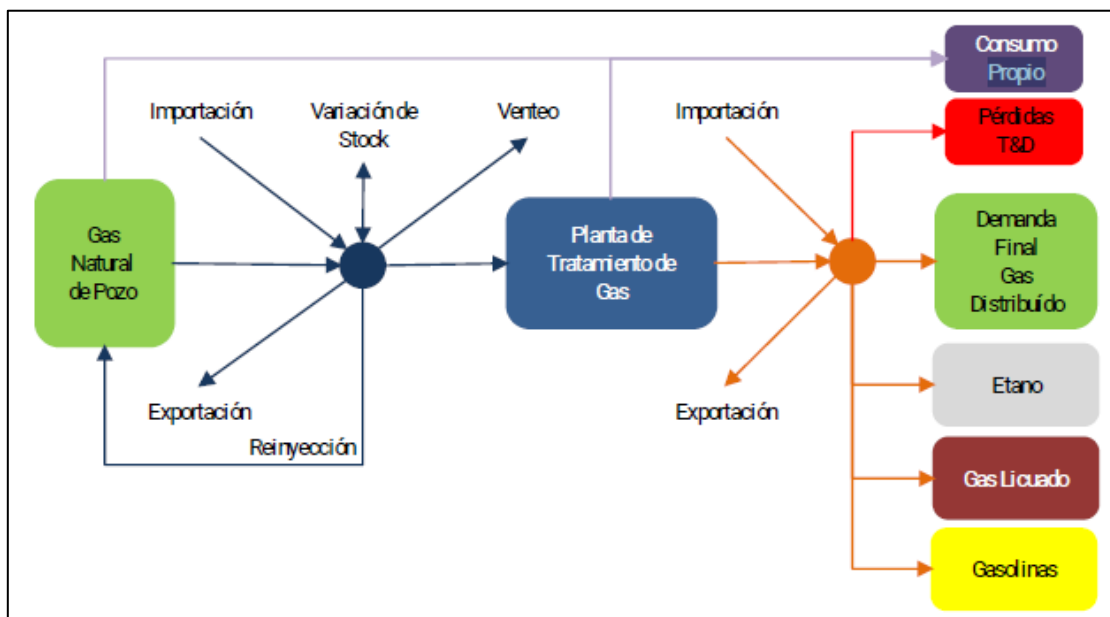
A modo de resumen, se presentan a continuación los esquemas de las cadenas del petróleo y sus derivados, así como la del gas natural, donde se destaca el consumo propio vinculado a la extracción de petróleo y gas natural.

Figura 4. Detalle de la Cadena de Petróleo y Derivados



Fuente: Ministerio de Energía y Minería, "Balance Energético Nacional 2015"

Figura 5 Detalle de la Cadena del Gas Natural



Fuente: Ministerio de Energía y Minería, "Balance Energético Nacional 2015"



1.1.2. Grado de concentración

En este sector desarrollan actividades de producción de petróleo y gas natural unas **66 empresas**³, tal como se desprende de las tablas dinámicas de producción de petróleo y gas natural de la Secretaría de Gobierno de Energía.

En cuanto a la producción de petróleo (dato del año 2017), **10 empresas** produjeron prácticamente el 90% del crudo nacional, mientras que las restantes 56 empresas aportaron individualmente cada una de ellas, menos del 1% de la producción anual. Cabe destacar que YPF concentró el 46,5% de la producción de petróleo, seguida por Pan American Energy con el 20,3%, Pluspetrol con el 6,2% y Sinopec con el 5,2%.

En cuanto al gas natural **7 empresas** concentran casi el 90% de la producción, destacándose YPF con el 36,7%, TOTAL con el 26,7%, Pan American Energy con el 12,3%, Petrobras con el 3,7% y Tecpetrol con el 3,4%. Las restantes 62 empresas participan con aportes individuales a la producción de gas natural de menores al 2%.

Se concluye que en unas **7 empresas** se concentra el **90%** de la producción de petróleo y gas natural: **YPF, Pan American Energy, TOTAL, Pluspetrol, Sinopec, Petrobras y Tecpetrol.**

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

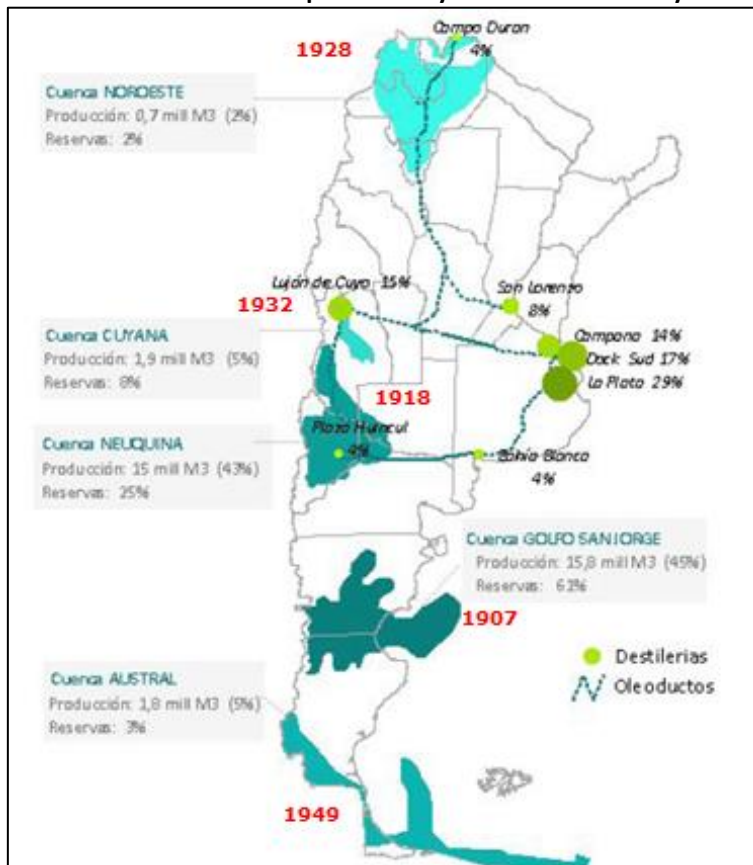
En la etapa de producción de hidrocarburos, tal como fuera descripto anteriormente, se llevan a cabo diversos consumos energéticos, denominado consumo propio. Dicho consumo se efectúa en los yacimientos, por lo tanto para estimar la distribución geográfica del mismo, basta con ubicar los campos productivos dentro del ámbito nacional.

El país posee **19 cuencas sedimentarias**, las que presentan potencial para contener, descubrir y poner en producción yacimientos hidrocarburíferos. Actualmente **sólo 5** de ellas son productivas: Golfo San Jorge (descubierta en 1907), Neuquina (1918), Noroeste (1928), Cuyana (1932) y Austral (1949). Su ubicación geográfica se puede apreciar en la siguiente figura.

³ De dicho conjunto de empresas 10 de ellas que figuran entre productoras de petróleo en el 2017 no registraron producción y 10 de ellas tampoco registran producción de gas natural. Figuran en dicha tabla dinámica por estar llevando a cabo tareas en sus yacimientos pero aún no producen hidrocarburos.

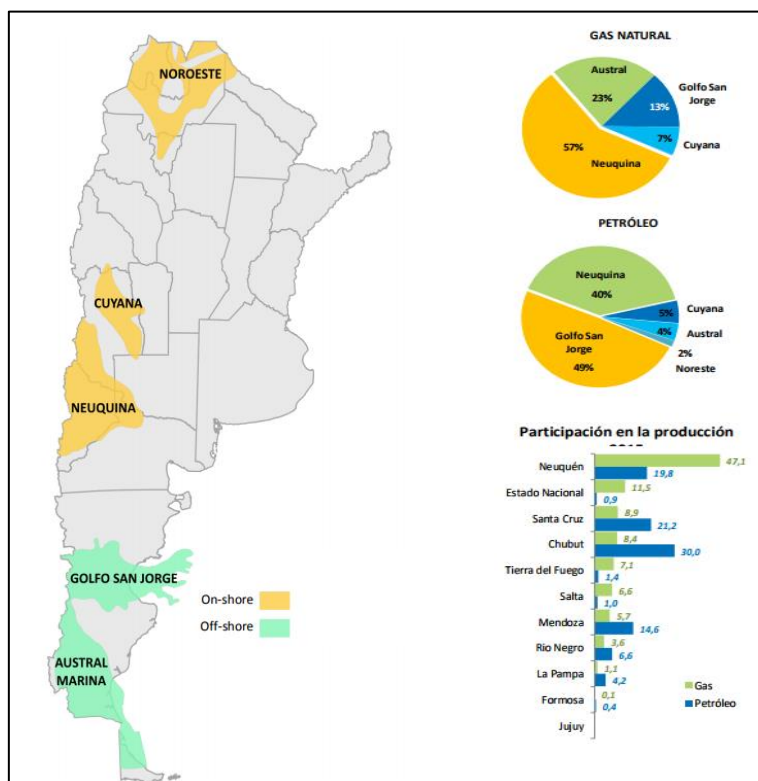


Figura 6. Reservas de Petróleo por Cuenca y localización de Red y Destilerías



Fuente: Secretaría de Energía

Figura 7. Reservas de Gas Natural y Petróleo y el Peso de cada Cuenca en la Producción



Fuente: Secretaría de Energía



En cuanto a la importancia relativa de las cuencas, se aprecia que en lo que respecta a las reservas de petróleo, la cuenca Neuquina junto con la Cuenca del Golfo San Jorge, poseen el 89% del recurso, mientras que en gas natural, el 80% de las reservas se ubica en la Cuenca Austral y la Cuenca Neuquina.

Si bien se han realizado estudios de prospección y perforación de pozos exploratorios en las restantes cuencas sedimentarias (ej: en las 8 cuencas marinas que posee el país, se han realizado más de 150 pozos exploratorios desde el año 1969 a la fecha), la zona más promisoría de expansión futura de la producción de petróleo y gas natural se ubica en la Cuenca Neuquina, a partir de la extracción de hidrocarburos no convencionales⁴ (shale oil y shale gas, así como tight gas), recursos puestos en producción desde el 2010. Cabe destacar que durante el año 2017 se ha puesto en producción y desarrollo el tight gas de la Cuenca Austral⁵. Desde entonces se han incorporado allí unos 41 pozos nuevos con dicho objetivo en la formación Magallanes.

1.1.4. Principales empresas de la cadena según eslabón

Tal como fuera anteriormente descripto, si bien existe un conjunto amplio de empresas llevando a cabo actividades productivas dentro de este sector (66 empresas en 2017), la industria se encuentra altamente concentrada (**10 empresas** concentran el 90% de la producción de petróleo y unas **7 empresas** concentran el 90% de la producción de gas natural). Teniendo en cuenta la producción en conjunto de gas y petróleo, **7 empresas** concentran el **90%** de dicha producción: **YPF, Pan American Energy, Total, Pluspetrol, Sinopec, Petrobras y Tecpetrol**.

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

1.2.1. Evolución de la cantidad de empresas

En base a las tablas dinámicas de producción de petróleo y gas natural de la Secretaría de Gobierno de Energía, se observa que en el año 2010 unas 59 empresas se dedicaban a la producción de petróleo y unas 54 empresas a gas natural. Esto significa que de las 59 empresas que había en total en 2010, todas registraban actividad petrolera y 5 de ellas no registraron actividad vinculada al gas natural. Recordemos que pueden existir yacimientos que contengan solo gas, solo petróleo o que contengan ambos hidrocarburos.

En el año 2017 existían 66 empresas en actividad vinculadas al petróleo y al gas natural. Esto implica un crecimiento neto (ya que algunas han desaparecido o cambiado de razón social y otras nuevas se han creado) de 7 empresas entre los años 2010 y 2017, en el caso del petróleo y de 12 empresas adicionales en el caso del gas natural. Cabe destacar, que el desarrollo de hidrocarburos no convencionales ha sido un elemento decisivo para el ingreso de nuevos jugadores al sector, ampliando el número de empresas vinculadas a la producción de hidrocarburos.

Ver en el Anexo 1 el listado de empresas para el año 2017 y la producción de petróleo y gas natural para dicho año.

⁴ Como shale (esquisto) se entiende a una roca de origen sedimentario de grano fino, conformada por varias capas que fueron sedimentando una sobre otra, principalmente compuesta por arcilla, denominada roca madre, donde se alojó el keroógeno que dio origen a los hidrocarburos. Por su parte el Tight gas, es un gas natural producido a partir de rocas de reservorio con una permeabilidad tan baja que la fracturación hidráulica masiva es necesaria para producir el pozo a tasas económicas.

⁵ Ver: Reporte Trimestral – No Convencionales – Cuencas Neuquina y Austral – Q2 2018.

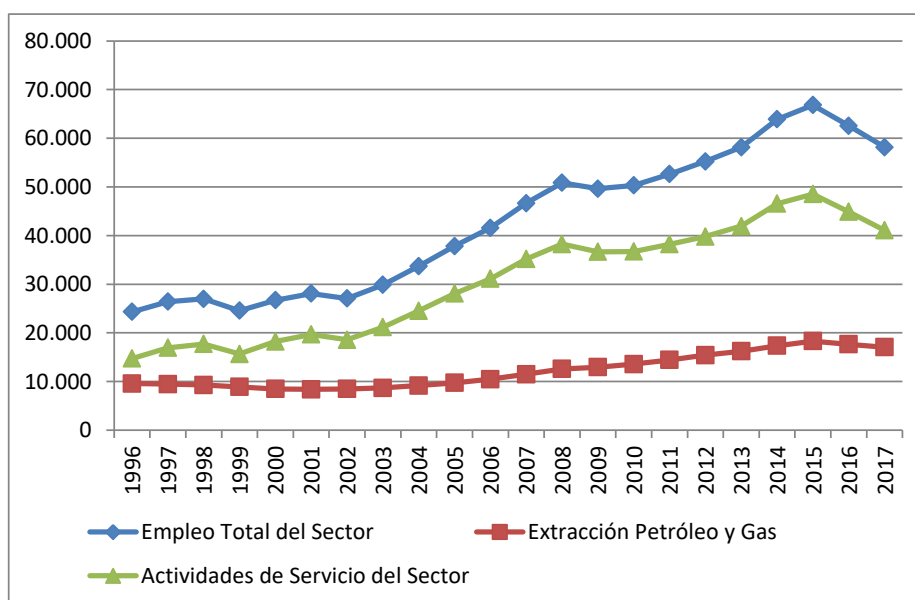


1.2.2. Evolución del empleo por sector

En base a información oficial del Ministerio de Trabajo, referida a la evolución de los puestos de trabajo registrados en el sector productivo de petróleo y gas natural, se observa que durante el período 1996 a 2002 el empleo se mantuvo estable, mientras que desde el año 2003 al 2015 hubo un crecimiento sostenido en la creación de empleo por parte de dicho sector, interrumpiéndose este fenómeno a partir del año 2016, perdiéndose entre dicho año y el 2017 unos 8.674 empleos, respecto al 2015.

El empleo total del sector se ubicaba en 2017 en 58.154 empleados (representa el 0,9% del empleo en el sector privado a nivel nacional), de los cuales el 29,4% (17.071), correspondía a personal vinculado a empresas que se dedican a la extracción de petróleo crudo y gas natural (se trata principalmente de los empleados que trabajan en las compañías que poseen concesiones). El restante 70,6% (41.083) correspondía a empleos en el ámbito de las actividades de servicios relacionadas con la extracción de petróleo y gas. La mayor pérdida de puestos de trabajo registrados entre 2016 y 2017 se dio en las empresas que prestan actividades de servicio para empresas que extraen petróleo y gas natural (7.434) y el resto (1.241) en empresas que extraen hidrocarburos. Esto en gran medida se explica por la disminución del número de pozos realizados entre los años 2015 (1.219 pozos), 2016 (1.098) y 2017 (1.022), lo que implicó menores cantidades de equipos de perforación en operación y en consecuencia una menor cantidad de empleados en las actividades de servicios. Asimismo, se puede apreciar que durante el período 2002-2017 el incremento neto del personal en empresas de servicios ha sido mayor que el observado en cuanto al empleo en las empresas que extraen hidrocarburos. Esto en parte se explica por el fenómeno de menor productividad por pozo que experimentan los yacimientos nacionales, requiriendo por tanto de mayores operaciones para sostener los caudales (más operaciones de mantenimiento, limpieza de pozos, acidificaciones, fracturas hidráulicas, etc.), así como la puesta en funcionamiento de la extracción del no convencional, que requiere de más servicios petroleros que el convencional.

Gráfico 1. Empleo del Sector Producción de Petróleo y Gas Natural. En número de empleados

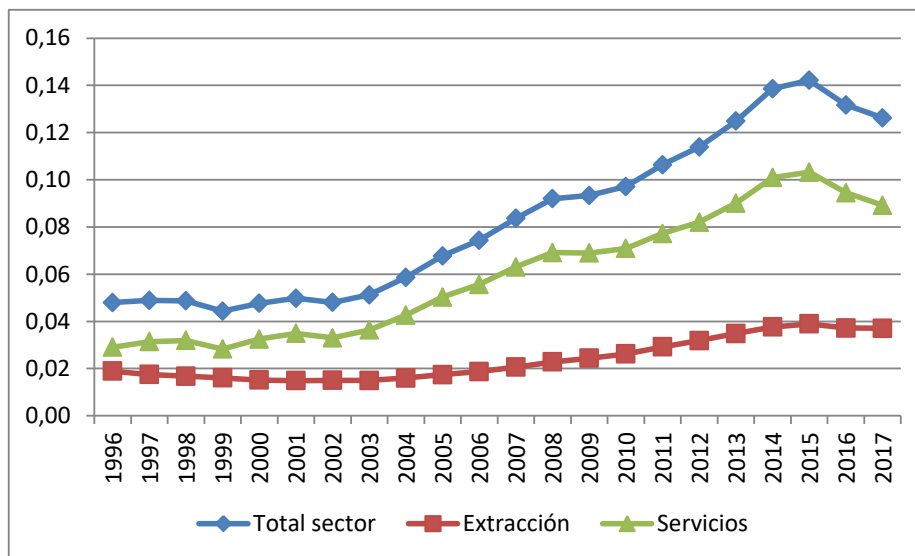


Fuente: Boletín de Empleo Registrado. Año 2017. Dirección General de Estudios y Estadísticas Laborales.



Esta situación conlleva a que haya habido un incremento en la cantidad de empleados requeridos por cada 1.000 Bep (Barriles equivalentes de petróleo) producidos de petróleo y gas natural. Como ya se mencionara, principalmente esto se observa en las actividades de servicios a la extracción de hidrocarburos. En 2017 este indicador se ubicó en 0,126 empleados/1000 Bep, mientras que en el año 2004 dicho indicador era prácticamente la mitad (0,06 empleados/1000 Bep). Adicionalmente a lo antes expuesto, el ingreso de técnicas de fracking vinculadas a la extracción del no convencional, a partir del año 2010 contribuyó en gran medida al incremento del empleo en las actividades de servicios.

Gráfico 2. Evolución de la cantidad de empleados por Barriles Equivalente de Petróleo producida de gas natural más Petróleo (empleados/1000 Bep)



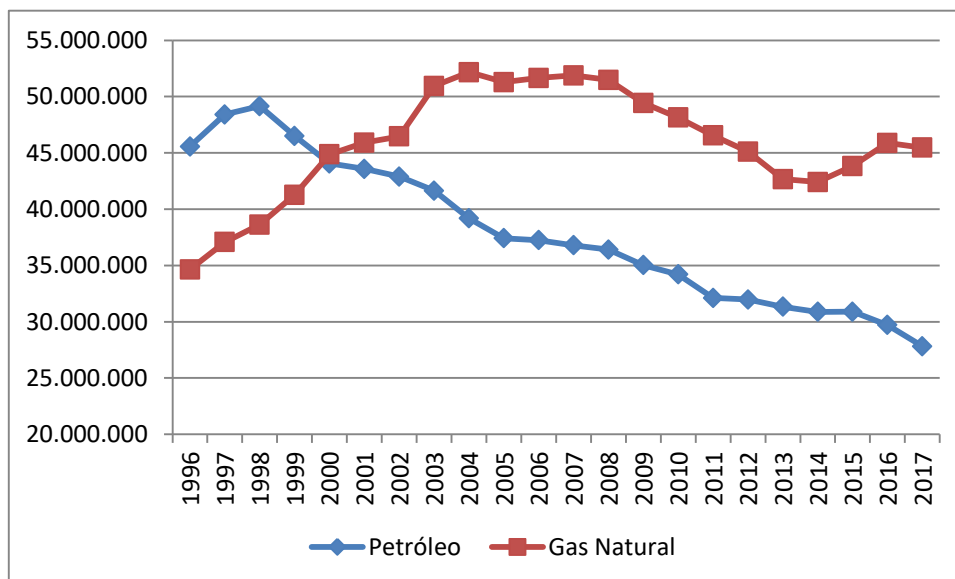
Fuente: Elaboración Propia en base a datos de la Secretaría de Energía y Ministerio de Trabajo.

1.2.3. Evolución del nivel de actividad

En cuanto al nivel de actividad del sector, se aprecia en el siguiente gráfico la evolución de la producción de petróleo y gas natural en Argentina en el período 1996-2017, donde se destaca la importante disminución registrada en la producción de crudo (un 40%), mientras que observa un incremento del 31% en la producción de gas natural en dicho período.



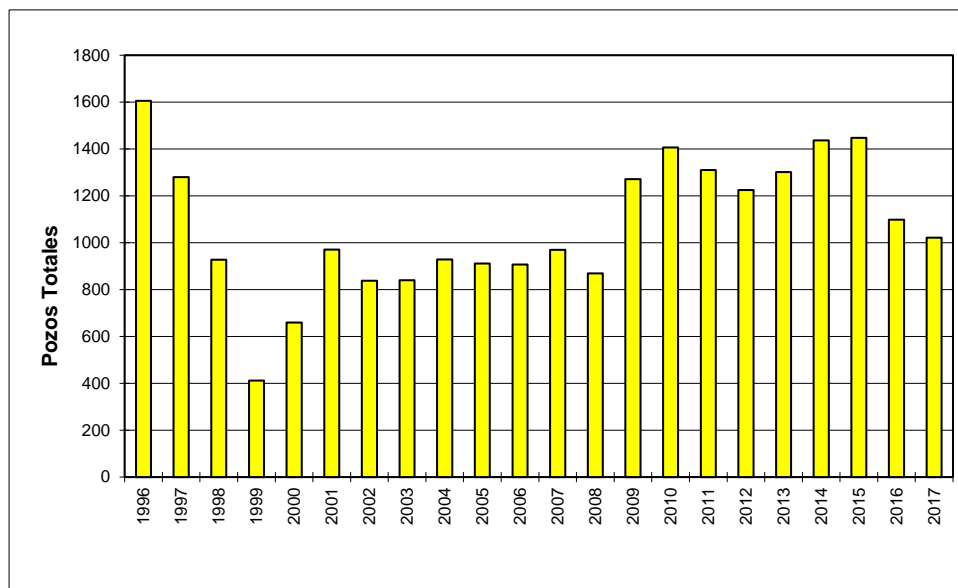
Gráfico 3. Evolución de la producción de Petróleo en m3 y de Gas Natural en miles de m3



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

Con relación al gas natural se aprecia que entre los años 1996 al 2004 la producción se incrementó y luego fue disminuyendo hasta el año 2014. Desde el 2015 y hasta la fecha se ha logrado modificar la tendencia decreciente de la producción de gas natural, básicamente por la puesta en producción del no convencional (Shale gas de Vaca Muerta y Tight gas).

Gráfico 4. Evolución de la cantidad total de pozos perforados y terminados en Argentina



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

En cuanto a la evolución de la perforación de pozos (ésta estadística incluye a los pozos de exploración, avanzada, producción y servicios), se aprecia que luego de una fuerte caída, registrada en el año 1999, hubo un período de recuperación con una nueva disminución registrada a partir del



año 2016. En promedio en la última década se han perforado en el país del orden de 1.200 pozos anuales.

A nivel de la distribución geográfica de la producción, se destaca la Cuenca Neuquina de donde proviene el 58,6% de la producción de gas natural y el 41,5% de la de petróleo, seguida por la Cuenca del Golfo San Jorge, que aporta el 48,2% del gas natural y el 12% del petróleo. En términos de gas la Cuenca Austral es relevante, dado que aporta el 23,9% de la producción nacional.

Cuadro 1. Producción de Petróleo y Gas Natural. Año 2017

	Producción Petróleo en m3		Producción Gas Natural en miles m3	
AUSTRAL	1.004.484	3,6%	10.681.723	23,9%
CUYANA	1.505.397	5,4%	48.414	0,1%
GOLFO SAN JORGE	13.417.724	48,2%	5.348.235	12,0%
NEUQUINA	11.539.375	41,5%	26.177.450	58,6%
NOROESTE	366.163	1,3%	2.400.836	5,4%
TOTAL	27.833.143		44.656.659	

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

Un párrafo aparte merecen los no convencionales. Se podría decir que en Argentina, a partir de junio de 2010, queda oficialmente inaugurada la etapa de los hidrocarburos no convencionales, a partir de la perforación realizada por la empresa YPF-Repsol, del primer pozo de shale en Loma La Lata. Cabe destacar que el conocimiento acerca de la existencia de este recurso data de las décadas de los `60 y los `70, cuando YPF estatal descubre los yacimientos de Puesto Hernández y Loma La Lata y perfora las formaciones de Vaca Muerta y los Molles (ricas en hidrocarburos no convencionales). En ese entonces ni los precios de los hidrocarburos, ni la tecnología permitía su extracción.

La introducción de la técnica de perforación horizontal y el fracking permitió poner en producción dichos hidrocarburos.

En junio de 2013 la EIA publicó un documento⁶ donde se estiman los recursos hidrocarburíferos no convencionales, cubriendo 41 países, proveyendo información de recursos para el gas natural y el petróleo. En dicho informe, la EIA señala que Argentina poseería 802 Tcf de recursos no probados técnicamente recuperables de gas natural (equivalentes a 21.654 miles de millones de m3) y 27.000 millones de barriles de petróleo (equivalente a 4.293 millones de m3). Esto representaría respectivamente 67 y 11 veces las reservas probadas actuales de hidrocarburos convencionales.

La mayor cantidad de estos recursos no convencionales se ubican en la formación Vaca Muerta (con un potencial de 308 Tcf de gas natural), localizada principalmente en la Provincia de Neuquén (Cuenca Neuquina).

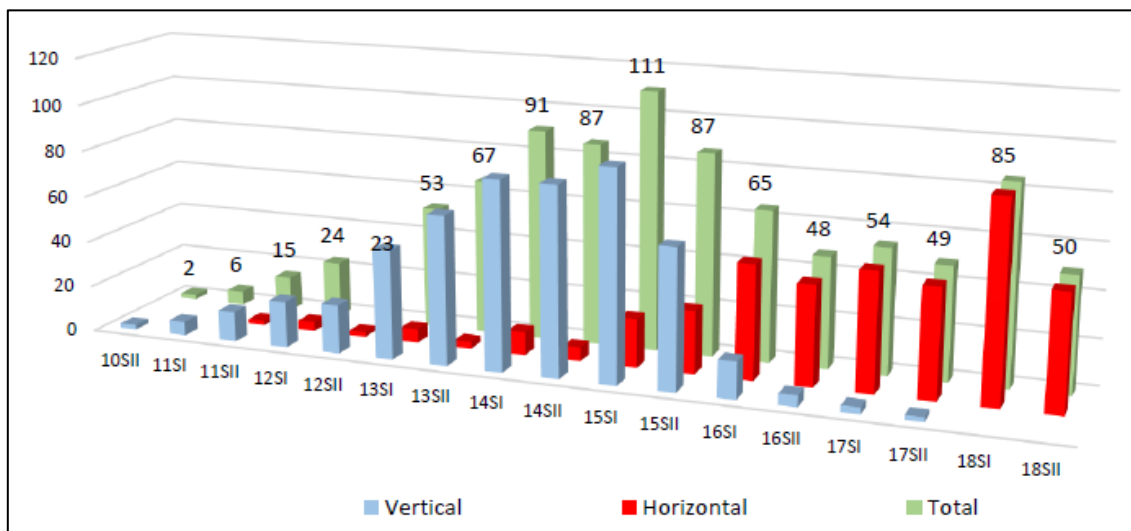
Hasta septiembre de 2018 se perforaron en Vaca Muerta 917 pozos, de los cuales se encuentran en producción 779 pozos. En 2016 se realizaron 110 pozos, en 2015 unos 199 pozos y en 2017 unos 104

⁶World Shale Gas and Shale Oil Resources assessment. Energy Information Administration-ARI. Junio 2013.



pozos y en lo que va 2018 unos 135 pozos. El 77% del total fueron realizados por YPF. El 56% de ellos son horizontales (406 pozos).

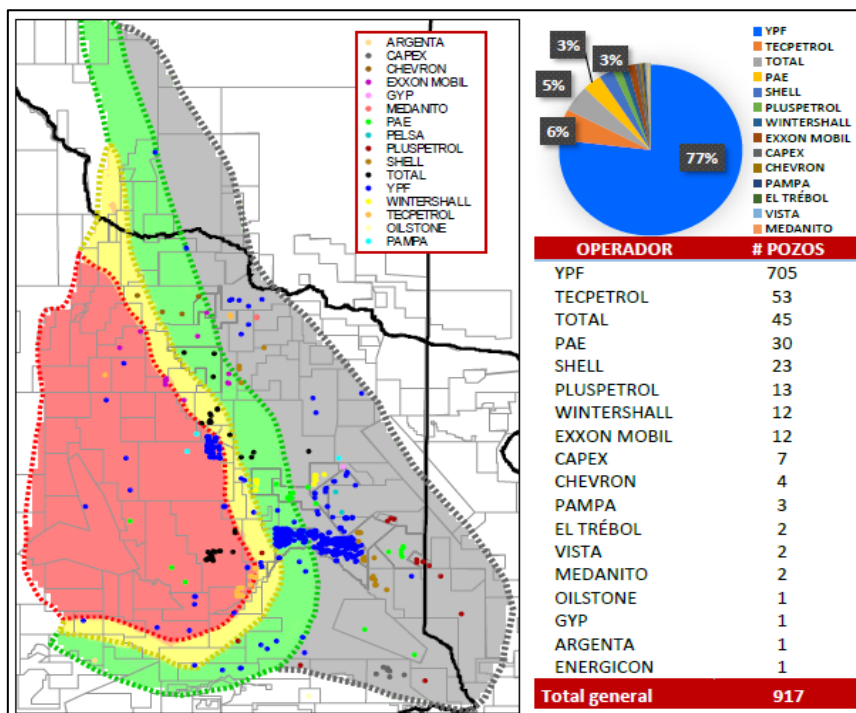
Gráfico 5. Evolución de los Pozos perforados en Vaca Muerta



Fuente: GiGa, "Reporte Trimestral – No Convencionales – Cuencas Neuquina y Austral – Q3 2018".

De los 779 pozos en producción: 328 corresponden a black oil, 311 a petróleo volátil, 12 contienen gas húmedo y 128 gas seco. Por otra parte, la producción de Shale a septiembre de 2018 ascendió, en el caso del Petróleo, a 65.111 bbl/día (correspondiendo al **12,8%** producción nacional) y a 22,5 millones m3/día de gas natural (correspondiendo al **17,1%** de la producción nacional).

Figura 8. Localización de Vaca Muerta y pozos por Operador



Fuente: GiGa, "Reporte Trimestral – No Convencionales – Cuencas Neuquina y Austral – Q3 2018".

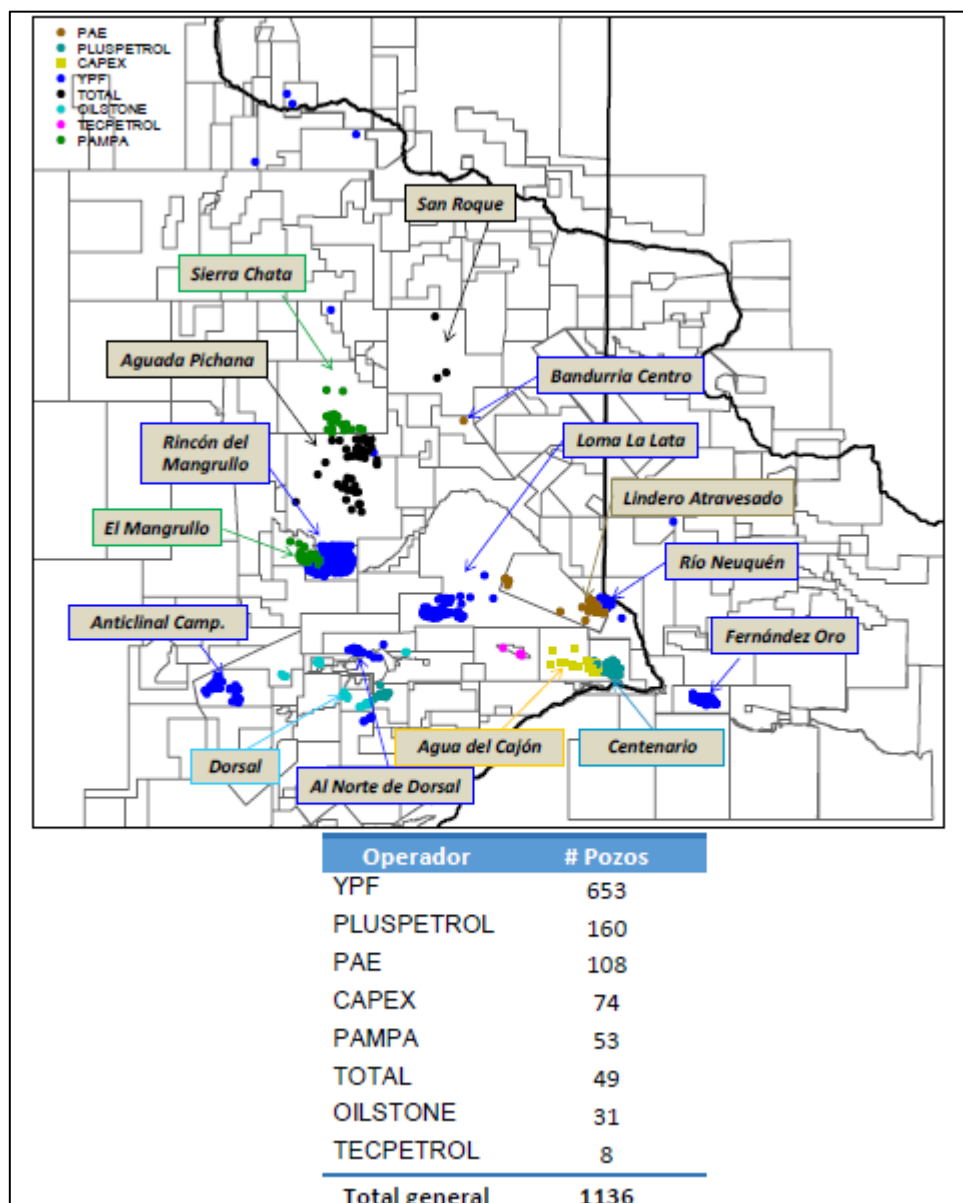


En cuanto al Tight⁷ gas (también considerado en la legislación nacional como hidrocarburo no convencional, pues requiere de la técnica de fracking para su extracción, pero contrariamente al caso del shale los pozos son mayoritariamente verticales), la producción de dicho gas, proveniente también de la Cuenca Neuquina, para el mes de septiembre de 2018, se ubicó en 25,3 millones m³/día (representa el **19,1%** del total nacional).

Las principales formaciones de donde extrae el Tight gas son: Lajas, Mulichinco y Los Molles.

La extracción de dicho Tight gas comenzó en el año 2007, pero tomó real impulso a partir del año 2013. En la actualidad se encuentran en producción 1.136 pozos, de los cuales el 95% son verticales, mientras que sólo el 5% son horizontales.

Figura 9. Localización de la Producción de Tight Gas en la Cuenca Neuquina



Fuente: GiGa, “Reporte Trimestral – No Convencionales – Cuencas Neuquina y Austral – Q3 2018”.

⁷ Tight gas: se refiere al gas natural que se encuentra en rocas del tipo areniscas pero de baja porosidad y permeabilidad por alojarse en rocas compactadas.



Recientemente, desde inicios del año 2017, se puso en producción el Tight gas de la Cuenca Austral. La producción en septiembre de 2018 se ubicó en 2,27 millones m³/día (1,7% de la producción nacional). Allí se han perforado hasta septiembre de 2018, 48 pozos extrayendo gas de la formación Magallanes.

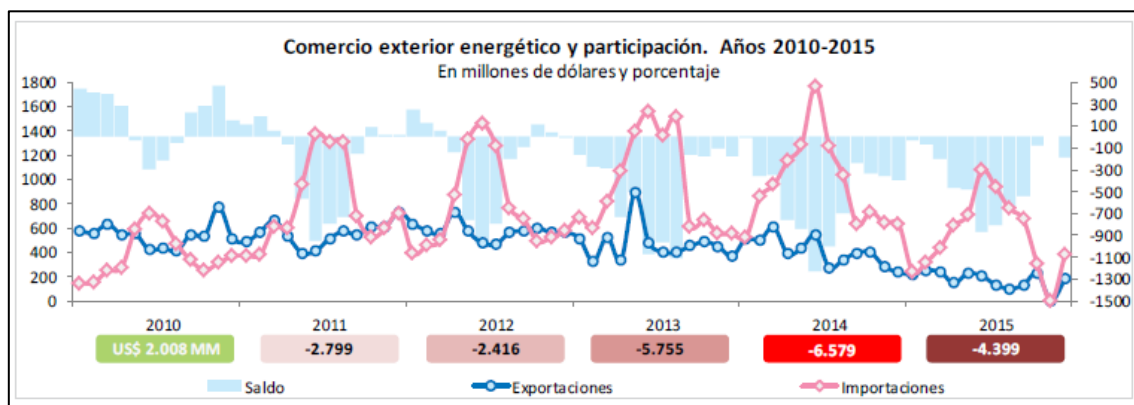
En conclusión, para el caso del gas natural, la producción de no convencional ascendió en septiembre de 2018 a 50,1 millones m³/día (38,1% del total nacional), proviniendo el **55% del Tight gas** y el **45% del shale gas**. Tal como se observara en el Gráfico 3, la producción de gas no convencional permitió a partir del año 2014, revertir la tendencia decreciente de la producción nacional de gas natural. Esto aún no ha sucedido en el caso del petróleo, donde a pesar del aporte del Shale oil, la producción de crudo nacional continúa disminuyendo.

En cuanto a los pozos perforados en no convencional a nivel país, se observa que en 2017 se realizaron: 104 en Vaca Muerta (shale oil y Shale gas), 140 en Tight gas de la Cuenca Neuquina y 27 en Tight gas de Cuenca Austral. Un total de **271 pozos**, que representa el **26,5%** del total de pozos perforados y terminado a nivel total país para dicho año. Se espera que el peso de la perforación en no convencionales vaya aumentando en los próximos años, tal como lo observado en 2018.

1.2.4. Evolución del comercio exterior de productos

El sector hidrocarburos ha mostrado desde el año 2011 un saldo negativo en cuanto al comercio exterior, el que ha venido disminuyendo en los últimos años. En el siguiente gráfico se aprecia la evolución reciente del saldo en comercio exterior energético (el que incluye más allá del complejo Petróleo-Gas, el carbón mineral y la electricidad, ésta última aportó el 6% de las importaciones de energía del país entre 2010 y 2015).

Gráfico 6. Evolución del Comercio Exterior Energético



Fuente: Informes de Cadenas de Valor. Ministerio de Hacienda y Finanzas.

En los años 2016 y 2017, el saldo del comercio exterior vinculado al complejo Petróleo y Gas, de acuerdo a datos de Comercio Exterior aportados por la Secretaría de Energía en sus tablas dinámicas, se ubicó en -2.554 millones de dólares en 2016 y en -3.268 millones de dólares en 2017.

En cuanto a los productos del complejo Petróleo y Gas exportados, el principal es el crudo pesado Escalante (producido en Chubut en la Cuenca del Golfo), que aportó 532 millones de dólares sobre un total de exportaciones del sector de 1.516 millones de dólares en dicho año. Le siguen en



importancia las exportaciones de gas licuado de petróleo, con 348 millones de dólares, las naftas y gasolina natural con 334 millones de dólares y entre el fuel-oil, el coque y el destilado de vacío, aportaron 153 millones de dólares.

Dentro de las importaciones, las que totalizaron en 2017, 4.784 millones de dólares se destacan las importaciones de gas natural con 2.271 millones de dólares (de dicho total el 45% corresponde a gas natural licuado), las de gas-oil con 1.502 millones de dólares, las de petróleo importado con 454 millones de dólares y las de naftas con un monto de 267 millones de dólares.

A partir de la resolución 104/18 de la Secretaría de Energía, firmada el 22 de agosto de 2018, han sido nuevamente habilitadas las exportaciones de gas natural, estando previstos los primeros despachos para octubre o noviembre de 2018. El objetivo consiste en exportar en los meses donde habitualmente en Argentina los consumos de gas son menores (fuera del invierno). Con esto se pretende morigerar el saldo negativo actual de la balanza comercial de hidrocarburos y aportar divisas a la economía.

1.3 Diagnóstico de la realidad tecnológica y energética de la cadena

1.3.1. Esquema productivo. Flujos de energía.

Tal como fuera descripto en el punto 1.1.1., en la actividad extractiva de hidrocarburos se llevan a cabo una serie de consumos que tienen lugar en el yacimiento. Estos engloban los siguientes conceptos: Consumo Propio (energía utilizada como combustible) y Pérdidas (energía desperdiciada por venteo, fugitivas y por combustión de gas en antorchas e incineradores). Dichos conceptos figuran dentro del balance energético nacional.

Entre los diversos usos energéticos que corresponden al Consumo Propio en yacimiento se destacan el vapor directo o calor de proceso, la fuerza mecánica (para el bombeo de líquidos y la compresión del gas natural), calor directo, generación de electricidad y otros usos (entre ellos: refrigeración, iluminación, etc.). En el balance nacional de energía, estos consumos energéticos que se llevan a cabo en los yacimientos, se engloban dentro del concepto Consumo Propio y básicamente se consume gas natural y una menor proporción de petróleo.

Los consumos de derivados de petróleo asociados a los equipos de perforación, o a los camiones que realizan las fracturas hidráulicas no figuran dentro del consumo propio en el balance energético, de modo que los mismos están incluidos en otros conceptos tales como transporte o industria.

Dentro de las componentes que explican el 80-90% del consumo de energía en yacimiento, si bien no existe oficialmente una discriminación de los mismos, se destacan principalmente las siguientes tres: la compresión, la generación de electricidad y el calentamiento.

La compresión se aplica principalmente para la inyección en la cabecera de gasoducto del gas una vez tratado y/o para la inyección de gas en el yacimiento a los efectos de mantener la presión del mismo y alargar de ese modo la vida útil del campo.

Recordemos que en caso de Argentina, como se describe en el siguiente punto, el 41% de la producción de petróleo nacional proviene de la recuperación secundaria, proceso que requiere de la inyección de agua (principalmente) o de gas para aumentar las tasas de recupero de los campos. Este proceso requiere de energía eléctrica para el bombeo de agua al interior de los pozos inyectoras, asimismo la electricidad se necesita para accionar los sistemas de bombeo que requieren de



asistencia artificial para extraer hidrocarburos del pozo. Estos son los dos principales usos en los que se utiliza la energía eléctrica. Básicamente la misma, de ser posible, es generada en el yacimiento a partir del gas natural o tomada de la red eléctrica.

Por último, el calentamiento, está principalmente vinculado a los procesos de elevación de temperatura de crudos que tienden a formar ceras (parafínicos), a fin de evitar taponamientos en las cañerías.

Dentro de los demás consumos de energía en el yacimiento, de destacan los venteos, las fugas o pérdidas relacionadas con los alivios por temas de seguridad en las plantas (las cuales se pueden gestionar) y otros usos (iluminación, refrigeración, etc.).

Sobre un total de 5.579 KTep de consumo de energía en el upstream registrado en 2017, el 84% correspondió al consumo propio (4.677 KTep) y el 16% a Pérdidas (902 KTep). Dentro del consumo propio, unos 4.568 KTep correspondieron al uso del gas natural. De acuerdo a la información suministrada en Informe Estadístico del Sector Eléctrico, unos 1.609 KTep de gas natural fueron utilizados para la autogeneración de energía eléctrica. El resto del gas se destinó a usos calóricos. De esto se desprende que el 34% del consumo propio se destinó a la generación de electricidad, la que es utilizada en el yacimiento principalmente para el bombeo de agua de inyección y la extracción de hidrocarburos.

1.3.2. Consumos energéticos, fuentes energéticas

Analizando la serie de balances energéticos: 1996-2017, se observa que el consumo de energía en el upstream, vinculado a la producción de petróleo y gas natural ha aumentado a un ritmo del 1% a.a. (anual acumulado), mientras que la producción de hidrocarburos decreció en igual período en un -0,5% a.a. En términos absolutos en 1996 se consumieron 4.534 KTep y en 2017 el consumo en yacimiento⁸ se ubicó 5.579 KTep. En el año 2017 el consumo en el upstream representó el 8,7% de la producción de petróleo y gas natural, mientras en 1996 fue del 6,4%. De esos 5.579 KTep, el 84% correspondió al consumo propio (4.677 KTep) y el 16% a Pérdidas (902 KTep).

A los efectos de contextualizar dicho consumo, se observa 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 64% del consumo de todo el sector energía, correspondió al upstream. 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 en la producción de petróleo y gas natural (upstream), equivalió al 9,9% del consumo final.

De la estadística, se aprecia que ha habido un aumento significativo del consumo propio de energía (energía utilizada como combustible en yacimientos) por tep de hidrocarburo producido, ubicándose dicho indicador en el año 1996 en 0,023 Tep consumido/tep de hidrocarburo producido y en 0,073 Tep consumido/tep de hidrocarburo producido en 2017 (un aumento del 217%), registrándose al mismo tiempo una importante disminución de las pérdidas⁹.

El motivo de este incremento se explica por la antigüedad de los yacimientos, los que requieren inyección de agua y de gas natural para mantener la presión de los mismos (accionando bombas y

⁸ Ver serie completa en el Anexo 2

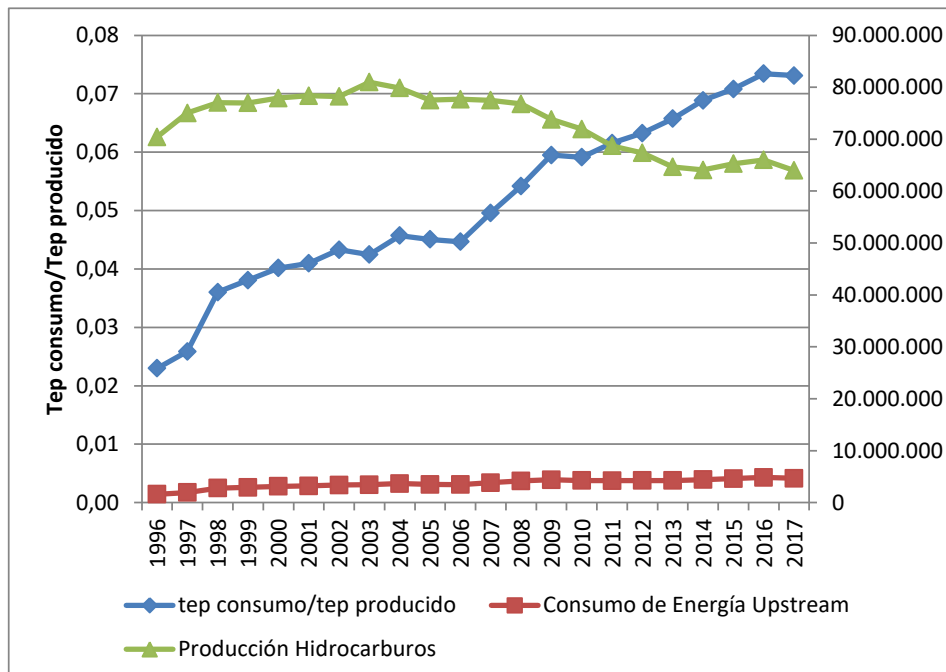
⁹ Ver serie completa en el Anexo 2



compresoras que contribuyen a la recuperación secundaria) o debido a la necesidad de mayor compresión del gas de baja presión antes de inyectar a los gasoductos, o debido al mayor peso relativo que presentan los pozos que requieren sistemas de bombeo artificial (bombas electrosumergibles, bombeo mecánico, gas lift, entre otras), versus los pozos de surgencia natural y su vez debido a la disminución creciente que se viene registrando en la producción efectiva de los pozos activos. En el año 2006 con 22.682 pozos en producción efectiva se produjeron 3.416 Tep Pet+gas/pozo-año y en 2016 con 28.423 pozos se produjeron 2.322 Tep Pet+gas/pozo-año (lo que implica una productividad menor del orden del 32%).

De acuerdo a información de YPF¹⁰, la recuperación secundaria es la técnica utilizada para la explotación de yacimientos agotados o de baja presión. Este método consiste en generar un aumento de presión a través de la inyección de agua, lo que permite extraer un mayor porcentaje de los recursos alojados en el reservorio. Esta técnica representa alrededor del 40% de la producción de petróleo anual de YPF. El paso siguiente es la recuperación terciaria, para la cual se agregan aditivos que permiten aumentar o mantener el rendimiento. En base a ello, se estima que habría hacia el futuro un aumento en el consumo propio en yacimientos. Por otra parte, la mayor participación de hidrocarburos no convencionales, podría contrarrestar dicho incremento, dado que la mayoría son pozos horizontales y el 82%¹¹ de ellos produce con surgencia natural (por lo tanto no requiere energía externa para su extracción). Cabe destacar que si bien la extracción de no convencionales, conlleva el uso de la técnica de fracking, que implica acarreo de volúmenes significativos de agua (en general utilizando camiones tanque), así como el uso de bombas inyectoras en el proceso de la fractura y otros usos auxiliares, estos consumos extra de energía no se registran como consumo propio en yacimiento, sino que están incluidos en transporte o servicios.

Gráfico 7. Evolución de la Producción de hidrocarburos (petróleo+gas natural) y del consumo en yacimiento en Tep (sin pérdidas) e Intensidad expresada en Tep consumo/Tep producción hidrocarburos



Fuente: Elaboración Propia en base a información de los Balances Energéticos Nacionales, datos de la Secretaría de Energía

¹⁰ Ver: <https://www.ypf.com/energiaypf/paginas/recursos-convencionales.html>

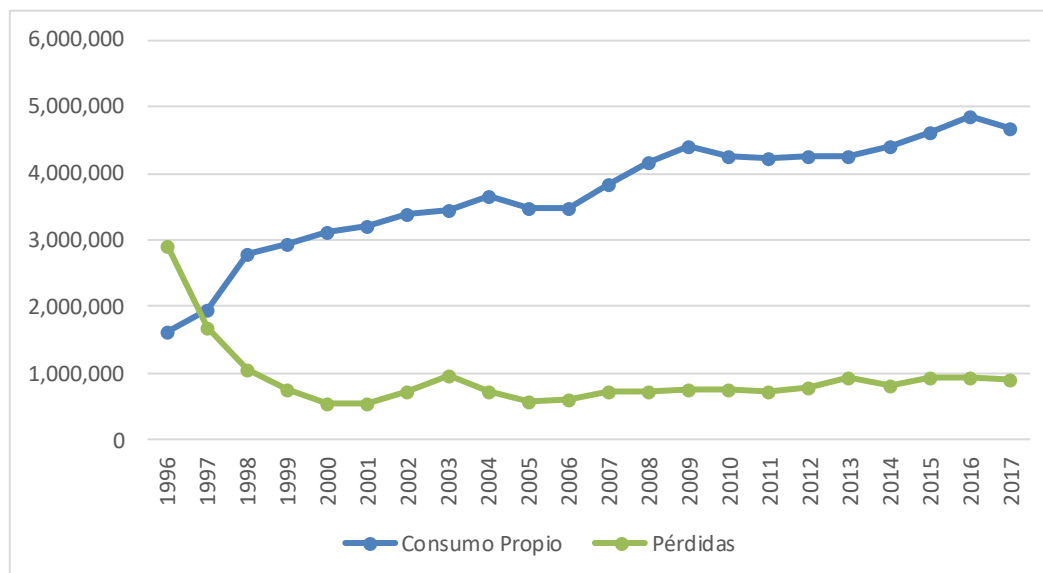
¹¹ Ver: GiGa, "Reporte Trimestral – No Convencionales – Cuencas Neuquina y Austral – Q2 2018", Buenos Aires, Junio 2018.



La disminución del consumo de energía expresado en Tep consumo/Tep producido entre los años 1996 y 2005 se debió a una fuerte disminución de las pérdidas (en un 80%), mientras que el consumo propio se incrementó en igual período en un 116%.

En el período 2006-2017, se aprecia un incremento en las pérdidas, así como en el consumo propio (del 49% y del 35% respectivamente).

Gráfico 8. Evolución del Consumo en Yacimientos desagregado entre Consumo Propio y Pérdidas (en Tep)



Fuente: Elaboración Propia en base a información de los Balances Energéticos Nacionales, datos de la Secretaría de Energía

A nivel de la región, se aprecia que los países con más historia en lo que se refiere a la producción de hidrocarburos, tal el caso de México o Venezuela, vienen experimentando como Argentina, incrementos en los consumos propios (sin incluir los venteos ni fugitivas), por encima del crecimiento de la producción. El siguiente cuadro muestra el porcentaje que representa el consumo sobre la producción de hidrocarburos al año 2016, en base a información de OLADE. De allí se desprende que países como México (con el 11%) y Venezuela (6,9%), presentan valores porcentuales (consumo propio/producción), similares a los registrados en Argentina (para el 2107 se ubicó en el 7,3%).

Cuadro 2. Producción de Petróleo, Gas Natural y Consumo Propio en Millones Tep. Año 2016

	Producción		Consumo propio		% Consumo Propio/Producción
	Petroleo	Gas	Petroleo	Gas	
Bolivia	2,8	17,7	0	0,298	1,5%
Brasil	132,4	26,6	0	6,54	4,1%
Colombia	51,6	11,1	0	3,2	5,1%
Ecuador	27,9	1,45	0,1	0,02	0,4%
México	114,4	65,8	0	20,3	11,3%
Perú	2	22,5	0	1,4	5,7%
T&T	3,6	28,6	0	1,08	3,4%
Venezuela	125,2	59,9	0	12,7	6,9%

Fuente: Elaboración Propia en base a datos del SIER-OLADE



El cociente entre la producción de hidrocarburos y la energía utilizada para extraerlo (NER, sin incluir las pérdidas por venteos ni fugitivas), ha sido estudiada por Brandt (2015), en su trabajo Energy Return on Investment (EROI) for Forty Global Oilfields Using a Detailed Engineering-Based Model of Oil Production, donde analizó el indicador denominado NER (net energy ratio) para 40 yacimientos petroleros a nivel mundial.

El rango de dicho indicador en dicho estudio se ubicó entre 3 y 31 GJ/GJ (la media de la muestra se ubicó en 30 GJ/GJ. Donde el valor 3 GJ/GJ correspondió a un yacimiento con recuperación de hidrocarburos utilizando la técnica térmica de recuperación terciaria (EOR) y 31 GJ/GJ asociado al caso de un pozo profundo (más de 3.000 metros). El valor obtenido para campos con recuperación secundaria con inyección de agua, se ubicó en 16,3 GJ/GJ. Esta misma relación calculada para el año 2017 para Argentina se ubica en 13,7 GJ/GJ, similar a la estimada en dicho estudio para campos con inyección de agua.

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.

En el caso de la producción de hidrocarburos en Argentina, las normas más difundidas corresponden a las ISO 50001 (eficiencia energética), 9000 (calidad) e ISO 14001 (ambiente). Empresas como YPF posee Yacimientos, como el de Loma La Lata - División Regional Oeste (Producción de gas y petróleo), certificado con ISO 14001. Acciones puntuales de ahorros energéticos a nivel de unidades o procesos existen muchas, sin embargo, la aplicación de un sistema de gestión de la energía genera mayores potenciales. La aplicación de ISO 50001 en este sector, en general ha sido utilizada para certificar procesos o unidades, sin embargo la alternativa de certificar un sistema de gestión de la energía en todo el upstream generaría mayores potenciales de ahorros de energía, esa es la tendencia. Por ejemplo, Abu Dhabi National Oil Company¹² adoptó un Sistema de Gestión de la Energía (EMS) a lo largo de toda la cadena de valor, desde la etapa de producción de hidrocarburos, pasando por el almacenamiento, la refinación, la distribución y la petroquímica, logrando ahorros del 6%

1.3.4. Impactos sobre emisiones de GEI

De acuerdo 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 en yacimientos se descomponen en emisiones provenientes las emisiones por el uso de combustibles en el sitio propio de la industria (correspondiente a la categoría del inventario: Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias energéticas) y emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustibles.

¹² Ver: http://www.archive.cleanenergyministerial.org/Portals/2/pdfs/ADNOC_UAE.pdf



Las emisiones de este sector se ubicaron en el año 2012 en 17.816 GgCO₂eq., representando el 4,8% del total de las emisiones nacionales de dicho año. De dicho total, el 52% correspondió al consumo propio y el restante 48% a pérdidas por emisiones fugitivas (incluye el venteo de gas natural).

2. TENDENCIAS Y PERSPECTIVAS MUNDIALES EN EL SECTOR

2.1. Productos principales: los escenarios futuros. Proyecciones 2040 de la producción y de consumos. La demanda: escenarios futuros y tendencias del consumo

A fin de analizar las tendencias y perspectivas internacionales que se pronostican en el sector producción de hidrocarburos, se presentan a continuación las principales conclusiones que se desprenden de los escenarios energéticos planteados por la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su informe WEO 2017.

Dicho informe plantea **tres** posibles escenarios de oferta y demanda de energía a nivel mundial:

New Policy Scenario: 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.

Current policy scenario: El escenario de políticas actuales excluye la realización de nuevos objetivos de políticas anunciados y considera solo el impacto de aquellas políticas y medidas que están firmemente consagradas en la Legislación a partir de mediados de 2017.

Sustainable development scenario: El Escenario de Desarrollo Sostenible se presenta por primera vez en el WEO 2017 y adopta un enfoque fundamentalmente diferente de los mencionados anteriormente. Mientras que los escenarios de Políticas actuales y Políticas nuevas comienzan con ciertas suposiciones acerca de las políticas y ver dónde lideran el sector energético, el Escenario de Desarrollo Sostenible comienza con una cierta visión de dónde necesita el sector energético ir para alcanzar 450ppm de CO₂.

Los resultados que se presentarán apuntan centralmente al Nuevo Escenario de Políticas (New Policy Scenario).

En cuanto a las principales hipótesis planteadas por la AIE, se destaca que el PBI promedio mundial crecerá entre 2016 y 2040 al 3,4%a.a. para todos los escenarios. Por su parte, los precios de los combustibles difieren según el escenario. En el siguiente cuadro se puede apreciar la evolución de estos. Allí se observa que el valor del crudo al 2040 rondará (según el escenario) entre los 64 y 136 U\$S/bbl (expresado en moneda constante). En cuanto al gas natural, este tendrá precios diferenciados de acuerdo al mercado que se analice. Si se considera el mercado de los Estados Unidos, su precio se ubicará entre los 3,9 y 6,5 U\$S/MMBTU en el 2040. Considerando el mercado americano y dentro del Nuevo Escenario de Políticas, se aprecia que el precio del crudo crecerá entre el 2016 y el 2040 al 4,2%a.a., el precio del gas natural al 3,4% a.a. y el precio del carbón mineral al 1%a.a.



Cuadro 3. Evolución de los precios de los Combustibles

Real terms (\$2016)	2000	2010	2016	New Policies				Current Policies		Sustainable Development	
				2025	2030	2035	2040	2025	2040	2025	2040
IEA crude oil (\$/barrel)	38	86	41	83	94	103	111	97	136	72	64
Natural gas (\$/MBtu)											
United States	5.9	4.8	2.5	3.7	4.4	5.0	5.6	4.3	6.5	3.4	3.9
European Union	3.8	8.2	4.9	7.9	8.6	9.1	9.6	8.2	10.5	7.0	7.9
China	3.5	7.4	5.8	9.4	9.7	10.0	10.2	10.4	11.1	8.2	8.5
Japan	6.4	12.1	7.0	10.3	10.5	10.6	10.6	10.8	11.5	8.6	9.0
Steam coal (\$/tonne)											
United States	37	63	49	61	61	62	62	62	67	56	55
European Union	46	101	63	77	80	81	82	81	95	67	64
Japan	44	118	72	82	85	86	87	86	101	71	68
Coastal China	34	127	80	87	89	90	91	90	101	78	77

Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su informe WEO 2017.

En base a dichas premisas se observa a continuación la evolución de la demanda de energía prevista en cada uno de los escenarios a nivel mundial.

Cuadro 4. Demanda Mundial de Energía Primaria por Combustible y Escenario (Millones Tep)

	2000	2016	New Policies		Current Policies		Sustainable Development	
			2025	2040	2025	2040	2025	2040
Coal	2 311	3 755	3 842	3 929	4 165	5 045	3 023	1 777
Oil	3 670	4 388	4 633	4 830	4 815	5 477	4 247	3 306
Gas	2 071	3 007	3 436	4 356	3 514	4 682	3 397	3 458
Nuclear	676	681	839	1 002	839	997	920	1 393
Hydro	225	350	413	533	409	513	429	596
Bioenergy*	1 023	1 354	1 530	1 801	1 507	1 728	1 272	1 558
Other renewables	60	225	490	1 133	441	856	633	1 996
Total	10 035	13 760	15 182	17 584	15 690	19 299	13 921	14 084
Fossil-fuel share	80%	81%	78%	75%	80%	79%	77%	61%
CO₂ emissions (Gt)	23.0	32.1	33.4	35.7	35.4	42.7	28.8	18.3

* Includes the traditional use of solid biomass and modern use of bioenergy.

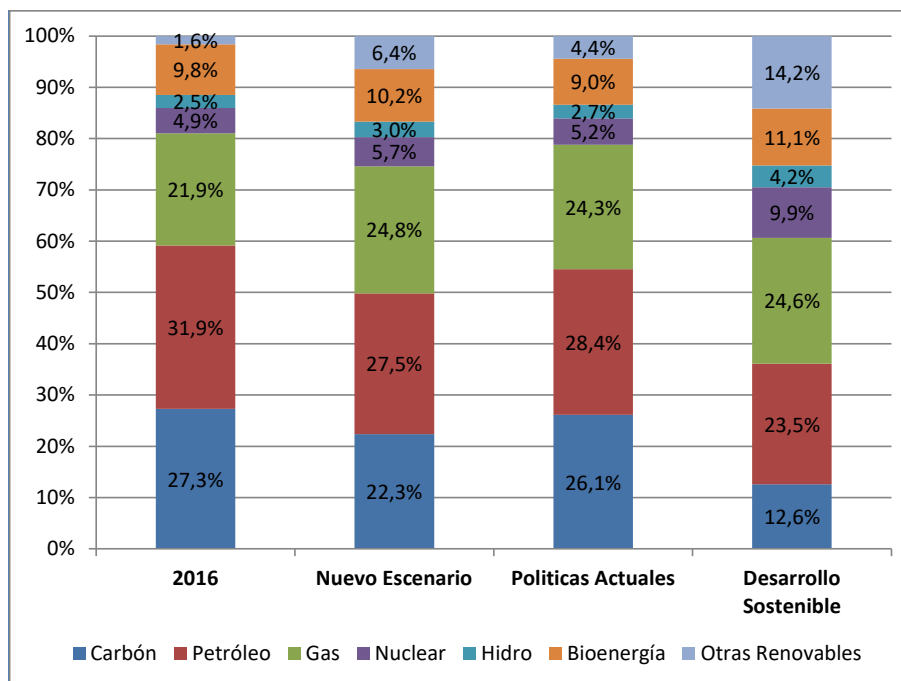
Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su informe WEO 2017.

En base a estos resultados, se puede observar, que el peso de los combustibles fósiles continuará siendo relevante, aún en el escenario de Desarrollo Sostenible (con una participación en el 2040 del 61%). En lo que respecta al gas natural se aprecia que su participación se incrementará independientemente del escenario que se analice, lo cual resulta una conclusión robusta respecto al



rol que se espera para este combustible, al menos dentro de los próximos 20 años. El petróleo por su parte disminuirá su participación, y el combustible que mayor peso pierde en la matriz energética mundial, será el carbón mineral.

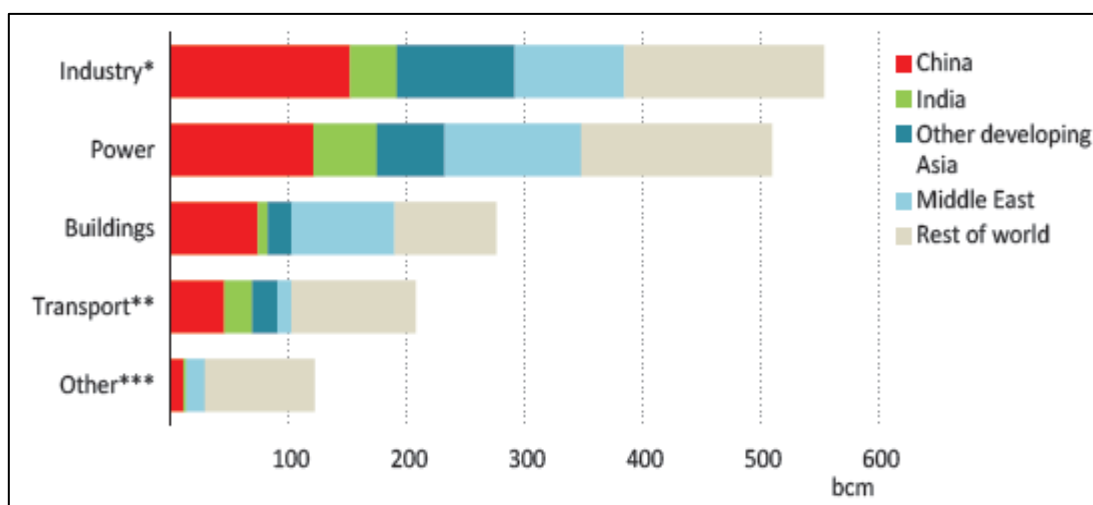
Gráfico 9. Participación de las fuentes de energía a nivel Mundial en los Escenarios WEO2017



Fuente: Elaboración propia en base a Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su informe WEO 2017.

De acuerdo a la AIE, el crecimiento de la demanda de gas natural tendrá como sectores preferentes la Industria y la generación de electricidad y como mercados: China, Medio Oriente y otros países asiáticos desarrollados.

Gráfico 10. Crecimiento de la demanda de gas natural por sector y por región, Nuevo Escenario (2016-2040) en Miles de Millones m3



Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su informe WEO 2017.



Si nos centramos en el gas natural, se aprecia que la oferta de este combustible se incrementará al 1,6%a.a. entre 2016 y 2040, destacándose que la oferta de gas no convencional aumentará en igual período al 3,2%a.a.. Cabe señalar que a nivel de los países productores, la AIE destaca el rol de Argentina y Brasil, dado que señala que su contribución al mercado mundial de gas se incrementará, en virtud de las tasas estimadas de crecimiento de su producción, ubicadas en el 3,9 y 5%a.a., respectivamente.

En tal sentido el informe de la AIE señala para la Argentina: “Nuestra evaluación de La perspectiva del gas del shale de Argentina es relativamente optimista en base a las primeras señales de la actividad de perforación, por lo tanto por lejos estas sugieren un recurso potencialmente prolífico (especialmente en Vaca Muerta). Argentina tiene un mercado e infraestructura de gas bien establecido, y un mercado cada vez más favorable desde lo regulatorio. En este contexto, proyectamos que la producción de gas de esquisto argentino va subir unos 62 miles de millones m3 del 2016 al 2040, alcanzando una producción en dicho año de 104 miles de millones m3 (285 millones m3/día). Si la inversión está disponible, la base de recursos que posee el país, podría sostener una producción considerablemente mayor¹³”.

Cuadro 5. Producción de Gas Natural por Región, Nuevo Escenario (miles de millones m3)

	2000	2016	2025	2030	2035	2040	2016-40	
							Change	CAAGR*
North America	763	960	1 166	1 212	1 282	1 338	379	1.4%
Canada	182	174	159	165	190	222	49	1.0%
Mexico	37	37	35	38	48	58	21	1.9%
United States	544	749	971	1 009	1 043	1 058	309	1.4%
Central & South America	102	175	178	207	242	279	104	2.0%
Argentina	41	42	53	70	90	104	62	3.9%
Brazil	7	24	28	43	60	77	53	5.0%
Europe	337	285	244	238	236	236	-49	-0.8%
European Union	264	134	91	85	80	76	-58	-2.3%
Norway	53	121	105	101	99	100	-22	-0.8%
Africa	124	205	273	330	392	460	254	3.4%
Algeria	82	92	97	102	107	113	21	0.8%
Mozambique	0	5	13	32	49	64	59	11.6%
Nigeria	12	41	46	45	56	70	29	2.2%
Middle East	198	585	703	832	931	1 003	418	2.3%
Iran	59	190	243	301	332	338	149	2.4%
Qatar	25	165	182	214	240	256	91	1.8%
Saudi Arabia	38	90	107	120	131	142	52	1.9%
Eurasia	691	842	935	978	1 035	1 095	252	1.1%
Azerbaijan	6	19	37	44	51	55	36	4.6%
Russia	573	644	718	730	752	788	144	0.8%
Turkmenistan	47	80	86	102	124	141	61	2.4%
Asia Pacific	290	568	675	749	832	894	326	1.9%
Australia	33	88	149	162	188	195	107	3.4%
China	27	137	222	261	298	336	199	3.8%
India	28	31	42	59	72	84	53	4.3%
Indonesia	70	77	70	73	80	90	13	0.6%
Rest of Southeast Asia	89	146	128	131	131	127	-19	-0.6%
World	2 506	3 621	4 174	4 545	4 950	5 304	1 683	1.6%
Unconventional	196	780	1 180	1 320	1 486	1 654	874	3.2%

Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su informe WEO 2017.

¹³ Ver página 347 del informe WEO 2017 de la Agencia Internacional de la Energía (AIE).



Desde el punto de vista de la oferta regional, en cuanto al gas natural, en un reciente estudio de la CEPAL¹⁴, se señala que todos los países de la región han avanzado, en mayor o menor medida, en el uso y penetración del gas natural como combustible de la transición energética, principalmente destinándolo a la generación de electricidad. En tal sentido y desde el punto de vista de la disponibilidad de gas natural se podrían agrupar los países de la región acuerdo a la siguiente clasificación:

Actuales países con excedentes de gas	Potenciales países con excedentes de gas	Países equilibrados en su oferta y demanda	Países netamente importadores o que aún no poseen reservas de gas
<ul style="list-style-type: none">• BOLIVIA• PERÚ• TRINIDAD Y TOBAGO	<ul style="list-style-type: none">• ARGENTINA• BRASIL• VENEZUELA	<ul style="list-style-type: none">• COLOMBIA• ECUADOR	<ul style="list-style-type: none">• CHILE• PARAGUAY• URUGUAY

En lo que respecta a los países que pertenecen al grupo de aquellos que poseen actualmente excedentes de gas, se observa que en Bolivia no ha habido en los últimos años un crecimiento en las reservas probadas que acompañe el incremento observado en la demanda. Si bien los potenciales recursos del país lo posicionan como una fuente de aprovisionamiento que podría continuar suministrando excedentes de gas a la región, dado que sólo el 15% del área con potencial hidrocarbúfera ha sido efectivamente explorada, se requiere de la incorporación de nuevas reservas (tal el caso reciente del campo de Incahuasi y de los campos Boicobo y Boyuibe), debido a que en general en la industria del gas se debe considerar disponer de una relación R/P igual a 20 años a los efectos de otorgar confianza a las inversiones.

En el caso de Perú, otros de los países que pertenece a este grupo, se observa que si bien entre los años 2014 y 2015 las reservas probadas de gas natural disminuyeron casi un 4%, se espera que éstas aumenten debido a la declaración comercial del Lote 58 (zona de Camisea), donde se descubrió gas natural en varias estructuras. Sin embargo, la disminución del número de pozos exploratorios entre el año 2011 y 2015, implicó una caída de las reservas del orden del 9% (resultante de comparar las reservas del 2015 con el máximo de reservas registradas en el 2012, estimadas en 435 miles de millones m³). En la actualidad Perú no se encuentra interconectado a través de sus gasoductos con la región y la oferta de gas se consume localmente (esperando que esa demanda se incremente debido a los planes de expansión de gasoductos hacia el sur y norte del país) y a partir de la exportación como GNL (atendiendo actualmente demandas por fuera de Sudamérica). La posibilidad a futuro de vincularse con Chile o con Bolivia está supeditada al incremento de sus reservas.

Por su parte, en el caso de Trinidad y Tobago, se observa que ha habido una importante declinación de las reservas de gas en los últimos años (entre los años 2005 y 2013 fue del orden del 35%) y la relación R/P es de sólo 8 años. Fomentar la integración con Venezuela parecería ser la opción oficial adoptada por el momento y la misma permitiría también a Venezuela poner en valor el recurso gasífero que posee en el mar, el que lleva un significativo retraso en su desarrollo.

En lo que se refiere al panorama que presentan los países con potenciales excedentes de gas, se destaca Argentina. Dicho país ha comenzado a transitar el desarrollo de los recursos no convencionales (shale y tight gas), desde el año 2010. En la actualidad estos recursos aportan más del 36% de la producción nacional de gas y existen una serie de planes de inversión y proyectos pilotos para la zona de Vaca Muerta, que hacen de este un recurso promisorio. El país por otra parte, cuenta con la mayor cantidad de gasoductos de integración en la región (en total 13, que vinculan a la Argentina con otros 4 países), lo cual le brinda una ventaja comparativa frente a otros países proveedores de gas. Si el proceso de convertir recursos en reservas resulta exitoso, el país podría

¹⁴ Di Sbroiavacca, N., et. Alt., "Situación y perspectivas de las Redes de Energía en América Latina Gas Natural", CEPAL, diciembre 2017, en prensa.



convertirse en una potencial fuente de aprovisionamiento de gas para los países vecinos y en particular para el sur de Brasil.

Brasil en el año 2019 debe renovar su contrato de abastecimiento de gas natural con Bolivia. Según la EPE¹⁵ son varias las alternativas de aprovisionamiento a futuro que se estarían analizando a fin de determinar el volumen mínimo de compra de gas a Bolivia. Entre ellas se evalúa la disponibilidad del gas del pre-salt, teniendo en cuenta restricciones tales como su contenido de CO₂, la distancia a la costa y la competitividad en los precios; el ingreso de más GNL vía la inclusión de nuevas plantas de regasificación y una posible integración con Argentina vía el shale gas de dicho país.

Por otra parte, de acuerdo al informe anual de la International Gas Union¹⁶, a nivel mundial se encontraban en construcción en 2017 nuevas plantas de licuefacción de gas natural, con una capacidad de 117 Mtpa (millones de toneladas de GNL por año), de los cuales 57,6 Mtpa correspondían a Estados Unidos (los que estarían operativos en 2022). De tal modo que en ese año pasaría de ser el noveno país en cuanto a capacidad de plantas de licuefacción a ser el tercero.

Bajo estas premisas resulta imprescindible analizar la competencia entre el GNL y los proyectos de interconexión gasífera dentro de la región. Frente a la declinación de las reservas observadas en los actuales países proveedores de gas y un posible retraso en la incorporación de recursos a la categoría de reservas en los potenciales países proveedores, el GNL resulta una respuesta inmediata para satisfacer la creciente demanda de gas natural. La sobreoferta de GNL extra-regional, que se vislumbra en los próximos años, podría convertirse en un factor esencial a tener en cuenta respecto al desarrollo del gas en la región.

Por lo tanto, los países de la región con reservas suficientes de gas como para atender sus demandas internas y contar a su vez con eventuales saldos exportables, no sólo deberían considerar el mercado internacional del gas como una manera de monetizar el recurso (exportándolo como GNL o vía gasoducto), sino que además deberían considerar y analizar proyectos de industrialización de dicha materia prima ya sea en la rama de la plásticos, los fertilizantes y/o la petroquímica en general, a los efectos de generar valor agregado a partir de dicho recurso y dinamizar de este modo otras ramas de la economía.

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

A nivel de desarrollos tecnológicos para incrementar la oferta nacional de hidrocarburos, cabe destacar básicamente el desarrollo de los no convencionales (shale y tight). El proceso emprendido a partir de 2010 a través de YPF, profundizado desde su nacionalización en 2012, fue fundamental. En tal sentido, se aprecia que se lograron importantes avances en la curva de aprendizaje, los que han permitido definir la mejor técnica de perforación más apropiada para Vaca Muerta (recordemos que inicialmente se realizaban pozos verticales, más económicos, pero con menores tasas de recuperación y productividad, y hoy las campañas de pozos son exclusivamente con pozos horizontales con ramas laterales que en promedio en 2018 llegaron a los 1.872 metros con 20 etapas de fractura. La empresa Exxon Mobil realizó recientemente un pozo que está terminando, el cual posee 3.200 metros de perforación horizontal con 42 etapas de fractura).

Los consumos de energía por pozo asociados a la extracción de los no convencionales son mayores que los de un pozo convencional. En gran medida esos incrementos en los consumos de energía se asocian principalmente a las fracturas hidráulicas (debido a consumos en las bombas que inyectan el

¹⁵ Ver: EPE. Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia. Empresa de Pesquisa Energética. Ministerio de Minas y Energía. Brasil. Junio

¹⁶ Ver: IGU. 2017 World LNG Report. International Gas Union. 2017



fluido a los pozos) y al traslado al pozo de arena y agua (consumo en camiones). Sin embargo, en la estadística energética nacional, dichos consumos no figuran a nivel del consumo propio del sector hidrocarburos. Los mismos están incluidos básicamente en los sectores finales de consumos: Transporte e Industria.

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

3.1. Perspectivas de crecimiento de la oferta nacional

Respecto al abastecimiento futuro de hidrocarburos en Argentina, varios escenarios se han venido realizando a nivel nacional, ya sea a cargo del propio Ministerio de Energía, como por el grupo de Escenaristas¹⁷, con año horizonte 2030. En estos momentos se está llevando a cabo un ejercicio de actualización por parte de los Escenaristas (coordinado desde la Secretaría de Energía), para obtener una nueva prospectiva de la demanda y oferta al año 2040.

La prospectiva oficial del Ministerio de Energía y Minería, plasmada en el documento “Escenarios Energéticos 2030” de Diciembre 2017, plantea que en año 2030 la oferta de gas natural se ubicará en el orden de los 200 millones m³/día (en el caso del escenario Tendencial) con una participación del gas no convencional del 67.5% y en 174 millones m³/día (en el caso del escenario de consumo eficiente), con una participación del no convencional del 63%.

En cuanto a la oferta de petróleo, dependiendo el escenario, ésta se ubica en el 2030, en 750 Kbbbl/día (43,5 millones m³/año, con un 53% de petróleo no convencional), y en 660 Kbbbl/día (38,3 millones m³/año, con un 47% de crudo no convencional).

En lo que respecta a las inversiones asociadas a estos escenarios, de acuerdo a dicho documento, se requerirán entre 54.000 y 69.000 millones de dólares en los próximos 12 años en el no convencional (Shale y Tight). Esto implica un promedio anual de inversiones entre 4.500 y 5.750 millones de dólares por año para la puesta en producción del petróleo y gas no convencional. A estas inversiones se le deben adicionar las requeridas anualmente para extraer hidrocarburos de yacimientos convencionales.

En base a información de la Secretaría de Energía¹⁸, las inversiones en exploración y desarrollo de yacimientos de gas y petróleo (convencional y no convencional), en los últimos 6 años han variado entre 6.696 millones de dólares (2016) y 10.755 millones de dólares (2015).

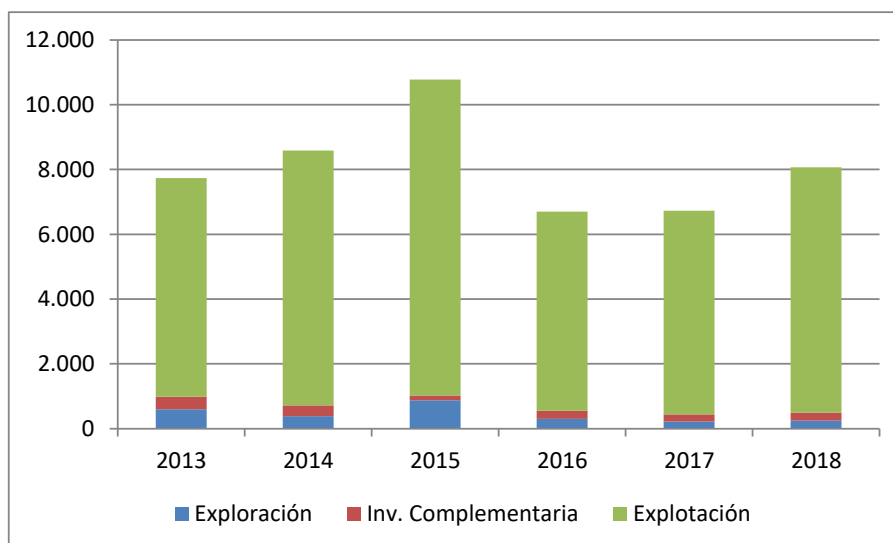
Tal como se aprecia, se requieren entre 4.500 y 5.750 millones de dólares por año en inversiones en el no convencional, sumado a las inversiones requeridas para extraer el hidrocarburo convencional. Cabe señalar, que sobre 6.724 millones de dólares invertidos en 2017, el 52% correspondieron a inversiones en Shale y Tight, alcanzando los 3.640 millones de dólares.

¹⁷ Ver: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina, 2030

¹⁸ Ver: Tablas dinámicas de Inversiones del Ministerio de Energía, <https://www.argentina.gob.ar/energia/hidrocarburos/produccion-de-petroleo-y-gas/plan-de-accion-e-inversiones-ejecutar-tablas-dinamicas>



Gráfico 11. Evolución de las inversiones en Exploración, Complementarias y en Explotación de Hidrocarburos (en millones de dólares)



Fuente: Elaboración Propia en base a las Tablas dinámicas de Inversiones de la Secretaría de Energía.

Recientemente (octubre 2018), Secretaría de Gobierno de Energía elaboró el Plan Energético Argentino – Lineamientos, en el cual se plantean nuevos escenarios de producción de gas y petróleo para el país. Los mismos son presentados en el siguiente punto.

3.2. El nuevo escenario de la industria en Argentina

3.2.1. Nuevos desarrollos

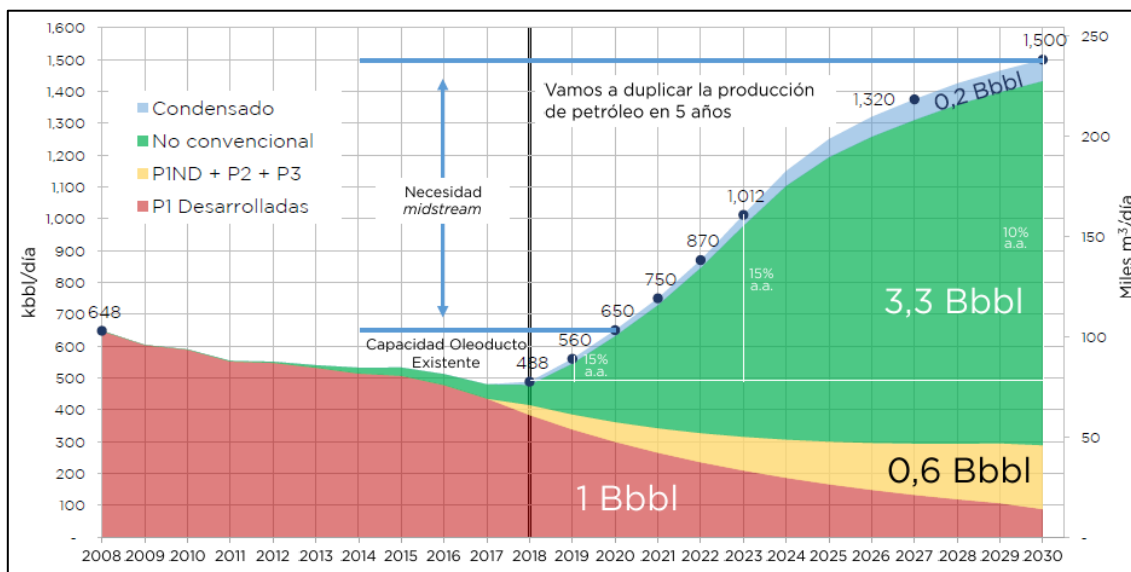
En base a los lineamientos de política energética nacionales¹⁹, se aprecia una importante expectativa centrada en la explotación de recursos no convencionales en nuestro país, principalmente vinculado al desarrollo de Vaca Muerta.

Los ejes principales de estos lineamientos, en términos de hidrocarburos, plantean duplicar la producción de gas natural en 5 años, llegando a 260 millones m³/día, exportando 100 millones m³/día, mientras que en petróleo, se plantea duplicar la producción en 5 años, alcanzando 1 millón de barriles/día, de los cuales 500.000 barriles/día se destinarían a la exportación.

¹⁹ Ver: Secretaría de Gobierno de Energía. Plan Energético Argentino – Lineamientos.

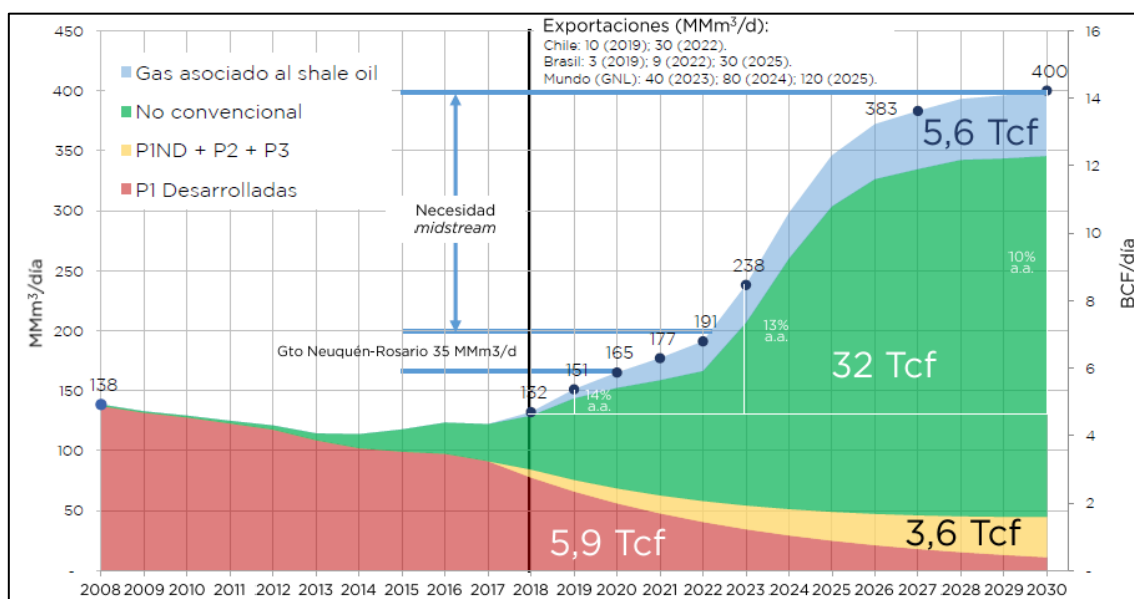


Gráfico 12. Evolución de la producción de Petróleo de Argentina



Fuente: Plan Energético Argentino – Lineamientos. Secretaría de Gobierno de Energía.

Gráfico 13. Evolución de la producción de Gas Natural de Argentina



Fuente: Plan Energético Argentino – Lineamientos. Secretaría de Gobierno de Energía.

La producción de gas natural al año 2030 se ubica en este plan en 400 millones m³/día (el doble del volumen estimado en el documento “Escenarios Energéticos 2030” de Diciembre 2017), mientras que en el caso del petróleo, la producción en el 2030 se ubicaría en 87 millones de m³, contra 43,5 millones m³/año planteado en “Escenarios Energéticos 2030”.

Poner en marcha este plan, implica una inversión promedio anual en los próximos doce años en pozos (convencionales y no convencionales) más inversiones asociadas, del orden de los 22.800



millones de dólares (el acumulado sería de 274.000 millones de dólares). Recordemos que en 2018 este sector comprometió inversiones por 8.000 millones de dólares²⁰.

Estos planes de expansión de la oferta se encuentran en este momento en revisión por parte de la autoridades energéticas.

3.2.2. El consumo energético futuro y potenciales ahorros

En cuanto a los consumos de este sector hacia el futuro, cabe destacar que en la actualidad el 8,8% de la producción total de gas natural y petróleo se utiliza en los yacimientos como consumo propio o en pérdidas (la producción de gas y petróleo en 2017 se ubicó en 63.968 Ktep y el consumo en el upstream en 5.579 Ktep).

De dicho consumo, el 84% corresponde al Consumo Propio y el 16% a Pérdidas (fugas, venteos y alivios). Mejoras en ambos conceptos del consumo son plausibles en este sector.

Dado que las operaciones de petróleo y gas son generalmente complejas, involucrando muchas sub-actividades con un alto nivel de variabilidad tanto entre sitios de operación similares y con el tiempo, el establecer indicadores de rendimiento que tengan en cuenta esta diversidad es esencial para entender y analizar los consumos de energía resulta esencial.

Existen un importante conjunto de mejoras específicas y puntuales dentro del upstream, sin embargo implementar un Sistema de Gestión de la Energía (SGE) permite mirar el todo, para luego focalizarse en aquellas medidas que permitirían los mayores ahorros de energía.

Las mejoras del rendimiento energético requieren de esfuerzos y acciones a todos los niveles de la organización con indicadores que sean relevantes y adaptados a cada nivel, basado en un proceso de mejora continua y en tal sentido los SGE contribuyen a lograrlo.

En base a consultas realizadas a informantes calificados del sector, a partir de la aplicación de un sistema de gestión de la energía (SGE) a todo el upstream, se podrían lograr ahorros mínimos del orden del 3% sólo a partir de un control operacional, del 5 al 7% con cambios y mejoras en los equipos y del 13% al 15% con cambios tecnológicos.

Cabe destacar, que los ahorros energéticos que se produzcan en este sector, tanto sea a nivel del consumo propio como de venteos evitados, genera mayores ingresos para las empresas, por tratarse principalmente de volúmenes de gas natural que podrían ser puestos a disposición de otros consumidores.

Dentro de las prácticas de eficiencia energética que se presentan en la bibliografía para este sector, aquí se describen las principales:

²⁰ Ver: Informes de Cadenas de Valor. Hidrocarburos. Secretaría de Política Económica. Ministerio de Hacienda. Julio 2018.



Cuadro 6. Prácticas de eficiencia energética

<p>Calefacción, enfriamiento e integración de procesos</p> <p>Reducción de ingreso de combustible en los equipos de transferencia de calor Recuperación de calor Integración de procesos Análisis <i>pinch</i></p>	<p>Calentadores de proceso</p> <p>Control de la relación aire-combustible Mejorar la transferencia de calor Mejorar el control Mantenimiento</p>
<p>Bombas</p> <p>Mantenimiento del sistema de bombas Reducción de la demanda de la bomba Bombas de alta eficiencia Bombas de tamaño adecuado Ajuste del impulsor Evitar válvulas de estrangulamiento Dimensionamiento adecuado de la tubería Accionamientos ajustable de velocidad</p>	<p>Sistemas de aire del compresor</p> <p>Mantenimiento de sistemas Monitoreo Reducción de la temperatura del aire de entrada. Maximizar el punto de rocío de presión permisible Mejorar la gestión de la carga Reguladores de tamaño adecuado Recuperación de calor Accionamientos ajustables de velocidad / Motores de alta eficiencia.</p>
<p>Sistemas de motor</p> <p>Motores de tamaño adecuado Motores de alta eficiencia Mejorar el factor de potencia Reducir el desequilibrio de voltaje Accionamientos ajustable de velocidad Controles de voltaje variable</p>	<p>Sistemas de climatización</p> <p>Diseño del sistema de eficiencia energética Reparación de fugas en ductos Sistemas de volumen de aire variable Accionamientos ajustables de velocidad Sistemas de recuperación de calor Modificación del ventilador / ventiladores de eficiencia Uso de ventiladores Recuperación de agua de enfriamiento Calentamiento solar de aire Ventanas de baja emisión</p>
<p>Iluminación</p> <p>Controles de iluminación Reducción de tensión de descarga de alta intensidad Luces fluorescentes de alta intensidad</p>	

Fuente: Brandt A., et al. (2015), Energy Return on Investment (EROI) for Forty Global Oilfields Using a Detailed Engineering-Based Model of Oil Production.

Un conjunto de Operaciones de Buenas prácticas relacionadas con el upstream, identificadas por empresas de petróleo y gas quienes las aplicaron de manera exitosas y relevada por IPIECA²¹, se describen a continuación:

- Mejoras en la Generación de energía eléctrica y calor;
- Uso eficiente de la potencia para la compresión, bombeo y conversión de energía;
- Gestión de los venteos y fugas en los equipos;
- Prácticas específicas para pozos, unidades de proceso, y las plantas aguas arriba y media;
- Diseño energéticamente eficiente.

Como se mencionara anteriormente, en Argentina habría espacio para aplicar estas medidas y buenas prácticas, tanto en el consumo propio como en las pérdidas.

A nivel nacional se está avanzando, dentro del IAPyG, más específicamente en la Comisión de Eficiencia Energética. Con la participación de un nutrido conjunto de profesionales que representan al sector del upstream, se vienen desarrollando reuniones en dicha Comisión, con el objetivo justamente de empezar a compartir buenas prácticas, y comenzar a definir indicadores de eficiencia energética que puedan ser comunes a toda la industria y que de esa manera puedan ser comparables entre una operación y otra. Con esa estadística, lo que se busca es poder tener objetivos de consumo

²¹ Ver: Saving energy in the oil and gas industry. IPIECA



por unidad producida bajo condiciones comparables. En una primera etapa estos indicadores que se están llevando a cabo se enfocaron en procesos dentro del upstream, siguiendo las recomendaciones de las guías de aplicación de la normas 50.001²².

²² Ver: Guidelines for implementing ISO 50001 Energy Management Systems in the oil and gas industry. IPIECA



BIBLIOGRAFÍA:

- Agencia Internacional de la Energía (IEA), en su informe WEO 2017, Paris, Noviembre 2017
- ARPEL, Guía ARPEL Índices de Energía en la Industria de Petróleo y Gas, 2013. <https://docplayer.es/6767782-Guia-arpel-indices-de-energia-en-la-industria-de-petroleo-y-gas.html>
- Brandt A., et alt. (2015), Energy Return on Investment (EROI) for Forty Global Oilfields Using a Detailed Engineering-Based Model of Oil Production.
- David Grassian (2017). Development of an Energy Efficiency Improvement Methodology for Upstream Oil and Gas Operations. SPE (Society of Petroleum Engineer)
- Dirección General de Estudios y Estadísticas Laborales, Secretaría Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social, “Boletín de Empleo Registrado”, Año 2017.
- Di Sbroiavacca, N., et. Alt., “Situación y perspectivas de las Redes de Energía en América Latina Gas Natural”, CEPAL, diciembre 2017, en prensa.
- Di Sbroiavacca, N. “Shale Oil y Shale Gas en Argentina, Estado de situación y prospectiva”, Bariloche, Argentina, Agosto 2013.
- Energy Information Administration-ARI “World Shale Gas and Shale Oil Resources assessment”. June 2013.
- EPE. “Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia”. Empresa de Pesquisa Energética. Ministerio de Minas y Energía. Brasil. Junio
- GiGa, “Reporte Trimestral – No Convencionales – Cuencas Neuquina y Austral – Q3 2018”, Buenos Aires, Septiembre 2018.
- IGU, “2017 World LNG Report. International Gas Union”. 2017
- INDEC, “Intercambio Comercial Argentino” https://www.indec.gob.ar/nivel4_default.asp?id_tema_1=3&id_tema_2=2&id_tema_3=40
- Industria de Petróleo y gas. <http://www.ingenieroambiental.com/apunte-oil-gas-.pdf>
- Ingeniero Ambiental, “La Industria del Petróleo y el Gas”, 2010.
- IPIECA. Guidelines for implementing ISO 50001 Energy Management Systems in the oil and gas industry. 2013.
- IPIECA . Saving energy in the oil and gas industry. 2013.
- Ministerio de Energía y Minería, “Balance Energético Nacional 2015”, Octubre 2016, Buenos Aires, Argentina.
- Ministerio de Energía y Minería, “Balance Energético Nacional de la República Argentina, Año 2017”, Buenos Aires, Argentina. <https://www.argentina.gob.ar/energia/hidrocarburos/balances-energeticos-0>
- Ministerio de Energía y Minería, “Escenarios Energéticos 2030”, Diciembre 2017, Buenos Aires, Argentina.



Ministerio de Energía y Minería, “Tablas dinámicas de Inversiones”
<https://www.argentina.gob.ar/energia/hidrocarburos/produccion-de-petroleo-y-gas/plan-de-accion-e-inversiones-ejecutar-tablas-dinamicas>

Ministerio de Hacienda y Finanzas, “Informes de Cadenas de Valor”, Buenos Aires, Julio de 2016.

OLADE, “Manual de Balances de Energía Útil 2017”, Mayo 2017, Quito, Ecuador.

OLADE, “Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe”.
<http://sier.olade.org/default.aspx>

Plataforma Escenarios Energéticos Argentina, 2030.

Risuleo, F., “Historia del Petróleo en Argentina”, Septiembre 2012, Buenos Aires, Argentina.

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, “Inventario de Gases de Efecto Invernadero de la República Argentina – Años 2010 y 2012, Buenos Aires, 2015.

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

Secretaría de Gobierno de Energía. Plan Energético Argentino – Lineamientos, octubre de 2018.
[http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/plan-energetico-argentino .pdf](http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/plan-energetico-argentino.pdf)

Secretaría de Gobierno de Energía. “Tablas dinámicas de producción de petróleo y gas natural”.
<https://www.argentina.gob.ar/energia/hidrocarburos/produccion-de-petroleo-y-gas>

Secretaría de Gobierno de Energía. “Tablas dinámicas de producción de petróleo y gas natural”.
<http://datos.minem.gob.ar/dataset/precios-de-comercio-externior>

Secretaría de Política Económica. Ministerio de Hacienda. Informes de Cadenas de Valor. Hidrocarburos. Julio 2018.



ANEXO 1

Listado de Empresas con Actividad en Producción de Petróleo y Gas Natural y Producción. 2017

Operador	Petróleo m3	Gas Natural Mm3
AMERICAS PETROGAS ARGENTINA S.A	53.222	11.737
ANTRIM ARGENTINA S.A	-	-
APCO OIL AND GAS INTERNATIONAL INC (SUCURSAL ARGENTINA)	29.408	7.360
CAPEX S.A.	59.671	522.445
CENTRAL INTERNATIONAL CORPORATION	9.910	1.481
CHAÑARES ENERGIA S.A.	109.017	4.229
CHEVRON ARGENTINA S.R.L.	511.680	198.652
COLHUE HUAPI S.A.	27.831	3.129
COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.	241.250	1.073.532
COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.	655.637	42.772
CRI HOLDING INC SUCURSAL ARGENTINA	2.769	5
DAPETROL S.A	8.243	-
EDHIPSA	32.483	1.921
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	398.122	803.871
ENERGIA COMPAÑIA PETROLERA S.A.	1.231	97
ENERGICON S.A.	-	-
EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.	8.241	42.441
GAS Y PETROLEO DEL NEUQUEN S.A.	197	2.416
GEOPARK ARGENTINA LIMITED (SUC.ARG)	461	-
GRECOIL Y CIA. SRL	7.781	2.957
HIGH LUCK GROUP LTD. - SUCURSAL ARGENTINA	47.106	19.508
INGENIERIA ALPA S.A.	11.134	1.024
INGENIERIA SIMA S.A.	624	-
JHP INTERNATIONAL PETROLEUM LTD.	-	-
MADALENA AUSTRAL S.A.	-	-
MADALENA ENERGY ARGENTINA SRL	48.348	5.237
MADALENA PETROLEUM (AMERICAS) LTD. (SUCURSAL ARGENTINA)	41.686	28.945
MEDANITO S.A.	81.181	83.412
O & G DEVELOPMENTS LTD S.A.	141.198	14.223
OIL M&S	-	-
OILSTONE ENERGÍA S.A.	80.206	199.365
PAMPA ENERGIA S.A.	415.727	1.667.238
PAN AMERICAN ENERGY (SUCURSAL ARGENTINA) LLC	5.644.641	5.497.748
PETRO AP S.A.	12.922	3.711
PETROFARO S.A.	130	5.760
PETROLEOS SUDAMERICANOS S.A.	85.987	7.750
PETROLERA CERRO NEGRO S.A.	12.895	12.837
PETROLERA DEL COMAHUE S.A.	1.320	-
PETROLERA EL TREBOL	223.846	11.595
PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.	506.048	513.963
PETROLERA LF COMPANY S.R.L	113.944	651.815
PETROLERA PAMPA S.A.	140.627	61.859
PETROLERA PATAGONIA S.R.L.	4.587	-
PETROQUIMICA COM. RIVADAVIA S.A.	433.288	309.237
PLUSPETROL ENERGY S.A.	44.070	572.191
PLUSPETROL S.A.	1.719.728	1.099.275
PRESIDENT PETROLEUM S.A.	44.774	3.777
QUINTANA E&P ARGENTINA	10.548	591
ROCH S.A.	122.552	505.975
SAN JORGE PETROLEUM S.A.	43.217	6.985
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION INC	1.459.749	753.591
TECPETROL S.A.	707.502	1.537.651
TOTAL AUSTRAL S.A.	489.810	11.907.555
UNITEC ENERGY S.A	1.513	1.298
WINTERSHALL ENERGIA S.A.	27.526	6.744
YPF S.A.	12.566.149	15.012.753
YSUR ENERGÍA ARGENTINA S.R.L.	337.462	1.343.059
YSUR PETROLERA ARGENTINA S.A.	34.685	29.695
TOTAL	27.813.885	44.595.413

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía. "Tablas dinámicas de producción de petróleo y gas natural".

<https://www.argentina.gob.ar/energia/hidrocarburos/produccion-de-petroleo-y-gas>



ANEXO 2

Evolución del Consumo en Yacimiento (Upstream) sobre la Producción de Petróleo y Gas Natural

	Gas Natural tep	Petróleo tep	Carbon tep	Consumo Propio (1) tep	Pérdidas (2) tep	Consumo de Energía Upstream (1) + (2) tep	tep consumo/tep producido	% consumo sobre producción
1996	1,581,000	28,000	10,000	1,619,000	2,915,000	4,534,000	0.0644	6.4%
1997	1,900,000	31,000	10,000	1,941,000	1,675,000	3,616,000	0.0482	4.8%
1998	2,736,000	34,000	7,000	2,777,000	1,044,000	3,821,000	0.0496	5.0%
1999	2,904,000	16,000	12,000	2,932,000	755,000	3,687,000	0.0479	4.8%
2000	3,099,000	14,000	15,000	3,128,000	535,000	3,663,000	0.0470	4.7%
2001	3,197,000	12,000		3,209,000	552,000	3,761,000	0.0480	4.8%
2002	3,305,000	81,000		3,386,000	730,000	4,116,000	0.0526	5.3%
2003	3,384,000	56,000		3,440,000	980,000	4,420,000	0.0546	5.5%
2004	3,642,000	8,000		3,650,000	717,000	4,367,000	0.0547	5.5%
2005	3,488,000	4,000		3,492,000	584,000	4,076,000	0.0526	5.3%
2006	3,461,000	8,000		3,469,000	604,000	4,073,000	0.0524	5.2%
2007	3,805,000	38,000		3,843,000	736,000	4,579,000	0.0591	5.9%
2008	4,095,000	67,000		4,162,000	738,000	4,900,000	0.0638	6.4%
2009	4,342,000	49,000		4,391,000	772,000	5,163,000	0.0700	7.0%
2010	4,139,000	115,000		4,254,000	753,000	5,007,000	0.0696	7.0%
2011	4,121,000	109,000		4,230,000	741,000	4,971,000	0.0723	7.2%
2012	4,158,000	102,000		4,260,000	784,000	5,044,000	0.0749	7.5%
2013	4,145,000	106,000		4,251,000	942,000	5,193,000	0.0803	8.0%
2014	4,311,000	99,000		4,410,000	824,000	5,234,000	0.0817	8.2%
2015	4,532,000	91,000		4,623,000	939,000	5,562,000	0.0852	8.5%
2016	4,757,000	90,000		4,847,000	948,000	5,795,000	0.0878	8.8%
2017	4,568,000	109,000		4,677,000	902,000	5,579,000	0.0872	8.7%

Fuente: elaboración propia en base a Balances Energéticos Nacionales de la Secretaría de Energía



**EFICIENCIA
ENERGÉTICA**
EN ARGENTINA

eficienciaenergetica.net.ar

info@eficienciaenergetica.net.ar

Proyecto financiado por
la Unión Europea

