



Universidad de San Andrés
Escuela de Administración y Negocios
MAESTRIA EN FINANZAS

“VALUACIÓN YPF”

Autor: Andrés Benito

Legajo: 0034015699

Mentor: Alejandro Loizaga

Buenos Aires, Octubre 2016.

Índice

1. Introducción	3
2. Análisis de la Industria	4
2.1 Historia del petróleo en Argentina e YPF	4
2.2 Proceso de elaboración de energías primarias y secundarias	7
2.3 Estructura del Mercado	7
2.4 Evolución del Mercado Energético Local	11
2.5 Regulaciones locales y permisos de exploración.	17
2.6 Impuestos y Retenciones	17
2.7 Precios Internos	18
3. YPF	21
3.1 Breve Reseña	21
3.2 Estructura Interna	22
3.3 Participación de Mercado.....	23
3.4 Producción.....	25
3.5 Principales competidores	28
3.6 Inversiones	30
3.7 Reservas	32
3.8 Situación Financiera	33
4. Análisis del Mercado Local	39
5. Desempeño Operativo	42
6. Perspectivas Futuras	43
7. Valuación.....	43
7.1. Drivers	45
7.2 Tasas de descuento.....	49
7.3 Valor Terminal	54
7.4 Valor de la Empresa	54
7.5 Análisis de sensibilidad	55
7.6 Valuación por Múltiplos	55
8. Conclusiones	57
9 Apéndice.....	58
10. Bibliografía.....	61

1. Introducción

YPF es una empresa Argentina dedicada a la exploración, explotación, destilación, distribución y venta de petróleo y sus productos derivados. Sus principales actividades se desarrollan dentro del territorio nacional, siendo actualmente la empresa de capitales nacionales más grande del país. Desde mediados de 2012, año en que fue nacionalizada por el gobierno de Cristina Fernandez de Kirchner, YPF se encuentra en un proceso de expansión y ampliación de su producción para lograr abastecer el mercado interno y terminar con el gran déficit energético que actualmente está afrontando el país¹.

El presente trabajo buscará hacer la valuación de la compañía mediante dos métodos distintos:

- i. Flujo de fondos descontados (o DCF por sus siglas en inglés).
- ii. Valuación por múltiplos.

En cuanto a DCF, al tratarse de una empresa que se encuentra en un mercado volátil e inestable (tanto en el ámbito político, económico y financiero) se procederá a realizar ajustes a la hora de calcular la tasa a la que se van a descontar los flujos, para así poder adaptarla al contexto en el que opera la compañía. La tasa que se va a utilizar para descontar dichos flujos será calculada a través del WACC (o costo promedio ponderado).

Con respecto al método de valuación por múltiplos, se hará el cálculo a partir de ratios relevantes de empresas comparables del mismo sector.

La valuación se va a llevar a cabo en la moneda funcional de la compañía (pesos argentinos), moneda en la cual se encuentran desarrollados los estados financieros. Además, para hacer proyecciones de inflación y crecimiento macroeconómico, se utilizarán tasas nominales. Finalmente, se toma como fecha de obtención de información relevante hasta el 31 de diciembre de 2015, pudiendo haber en algunos casos ajustes a fechas más actuales.

Si bien el objetivo principal de este trabajo es valorar YPF, a modo de poder comprender el contexto local en el que opera la compañía, se hará un análisis del mercado de hidrocarburos en Argentina. Tomando como base este contexto se procederá a proyectar las variables fundamentales, que a efectos de este trabajo son: i) ventas -utilizando un modelo de precio (p) por cantidad (q)- ii) costos – iii) CAPEX y iv) deuda.

Dicho trabajo se realiza teniendo conocimiento de que se trata de una compañía dentro de un mercado emergente a poco tiempo luego de su nacionalización y operando en un contexto de mucha inestabilidad, tanto política como económica. Por estos motivos, no se podrán desarrollar las mismas metodologías implementadas en valuaciones dentro de países desarrollados, debiendo hacer ajustes para poder adaptar estos conceptos al contexto local. Para lograrlo, el autor de este trabajo se basará en documentos leídos en clase y autores reconocidos mundialmente.

¹ YPF Investor Presentation 2013

2. Análisis de la industria

2.1 Historia del petróleo en Argentina e YPF

En 1907, en Comodoro Rivadavia, un grupo de científicos buscaba extraer agua pero accidentalmente encontraron petróleo, dando así origen a la industria petrolera en Argentina. A partir de ese momento comenzaron los cuestionamientos de cómo y quién iba a regular esta actividad.

Hasta mediados de los años 30, las empresas petroleras privadas jugaron un rol muy importante en la actividad de explotación, exploración, refinación, importación y comercialización de combustibles, llegando a explotar hasta un 49% de la producción total de petróleo (quedando el 51% restante en manos de la estatal YPF).

Desde el comienzo, los conflictos entre las empresas productoras privadas, las provincias y el Estado se volvieron muy recurrentes. Además, existía una enorme presión política por parte del Estado (presidido en ese entonces por Hipólito Yrigoyen) para nacionalizar y estatizar completa y definitivamente la producción de petróleo. A finales de 1930, se logró la suspensión de entregas de nuevas concesiones y es recién en 1940 que se produce la nacionalización de los yacimientos y la cesión exclusiva de la explotación de hidrocarburos nacionales a YPF. Sin embargo, en ese momento la compañía no contaba con la estructura y financiamiento para desarrollar la actividad petrolera requerida, por lo que en los años y gobiernos sucesivos se firmaron diversos acuerdos con empresas petroleras privadas para llevar a cabo dicho proceso.

La primera presidencia de Perón desaprovechó las posibilidades de una nacionalización petrolera, en un momento de marcada debilidad de los monopolios petroleros. Avanzada su presidencia, el progresivo incremento de las importaciones de combustibles marchaba de la mano de la descapitalización de YPF.

Recién en 1958 con el gobierno de Frondizi y un nuevo programa llamado “la imperiosa necesidad de extraer petróleo” (que involucraba el uso de capitales privados), la producción creció un 30% anual y las reservas crecieron entorno al 50% para finales de 1962. Más allá de los resultados, todos los contratos ejecutados durante el gobierno de Frondizi fueron muy cuestionados.

En 1967 se promulgó una nueva ley de hidrocarburos que si bien mantenía a YPF como empresa estatal encargada de la explotación nacional, también permitía entregar concesiones (generalmente muy limitadas a contratos entre YPF y empresas domésticas y extranjeras) para la explotación dentro del territorio argentino.

El golpe militar de 1976 produjo un nuevo cambio en la política petrolera nacional en la que se incentivaba a capitales privados (en su mayoría extranjeros como Standard y Shell) a invertir en la producción y exploración petrolera en el país. Bajo este régimen, YPF actuaba como intermediaria entre los contratistas y refinadoras privadas, situación que generó un salto significativo en la deuda de la petrolera en 1983. Ese mismo año, la crisis financiera a nivel regional puso un fin obligado a este proceso, dejando a YPF en una situación sumamente frágil y con escasas posibilidades de inversión.

En 1985, el gobierno de Alfonsín afrontó esta crisis con una nueva tentativa de asociación con el capital extranjero: el Plan Houston. En el que se ofrecieron en concesión por treinta años áreas petroleras que en su mayoría habían sido objeto de evaluaciones sísmicas y exploraciones por parte

de YPF. La operación Houston culminó con la apropiación de los trabajos anteriores de YPF, con bajos resultados en materia de reservas. Durante el periodo que duró la implementación de este plan, las reservas siguieron disminuyendo.

Entre 1983 y 1987 la producción de petróleo cayó un 13% y las reservas un 8%². Bajo este escenario, en 1987 se buscó mejorar la remuneración que YPF recibió por el crudo y se intentó dar un nuevo impulso a la explotación de los contratistas. A partir de nuevos mecanismos de indexación y mejoras en las retribuciones, la producción de crudo de los contratistas creció un 13% entre 1987 y 1989, permitiendo una recuperación del 7% en el total producido en el país.

En noviembre de 1992, el gobierno argentino dictó la ley de privatización (No. 24.145) que establecía el procedimiento para la privatización de YPF. De acuerdo con esta ley, se completó una oferta mundial de 160 millones de acciones clase D que eran del Estado argentino. A raíz de esto, el Estado pasó de tener el 100% a tener un 20% de las acciones de la compañía.

En 1993, el 46% de las acciones pasaron a capital privado, que se expandió hasta el 75% cinco años después. Esta experiencia terminó con la venta de las acciones remanentes del Estado en favor de Repsol (1999) seguido de una oferta pública de acciones sobre el resto del capital de la compañía.

Sin dudas la mayor consecuencia social que trajo aparejada el proceso de privatización de YPF fue el aumento del desempleo. Se estima que hubo una disminución de personal del 83%³, principalmente por la incorporación de tecnologías nuevas y la tercerización de diversas etapas dentro del proceso productivo. Es decir que, de 51.000 empleados que estaban activos hasta finales de los 80, solo 9.000 quedaron efectivos. Además de esto, hubo modificaciones en las cláusulas de las condiciones de trabajo, eliminación de beneficios y se flexibilizaron las relaciones laborales.

Durante la gestión de Repsol (que finalizó a mediados del 2012) YPF sobreexplotó los yacimientos y reservas que poseía sin desarrollar nuevas fuentes de exploración, lo cual llevó a Argentina a una crisis energética.

La absorción completa de YPF por Repsol precede a la etapa final del ciclo iniciado en 1989, que se caracteriza por el derrumbe del régimen de la convertibilidad, la cesación de pagos del país y la mega devaluación de la moneda en el año 2001. Posteriormente, se produce el llamado “régimen de emergencia”, que afecta particularmente al conjunto de las empresas públicas que habían sido privatizadas en la década anterior. Este régimen se caracteriza principalmente por:

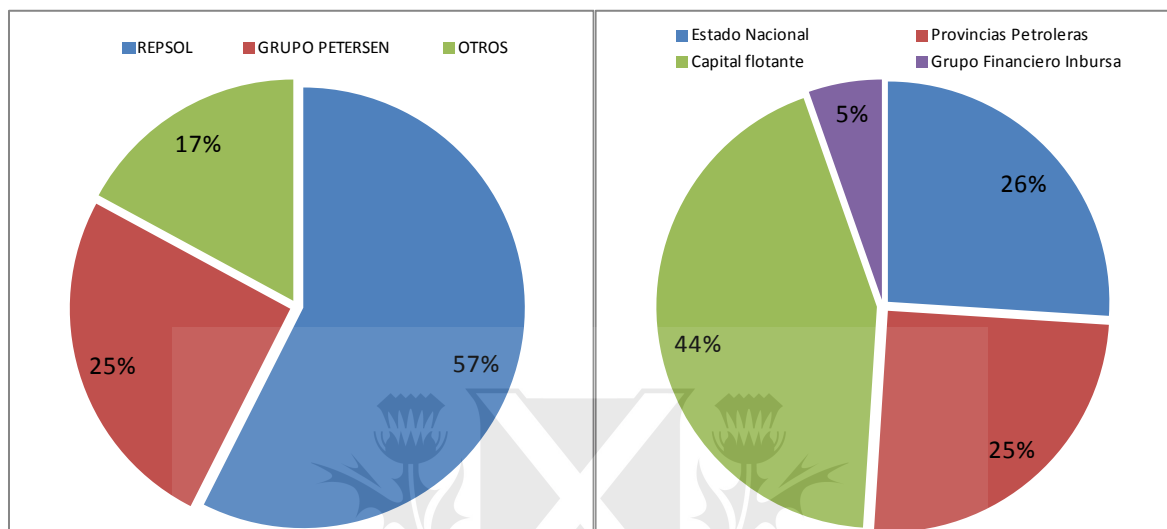
- La pesificación de los contratos.
- Sistema de precios administrados por sobre el sistema energético.
- Los gobiernos de Duhalde y Kirchner, preservan al conjunto de las concesiones privadas. Se mantiene un régimen de subsidios destinados a distintos segmentos de la cadena energética.

Años después, se sanciona la ley de “Soberanía hidrocarburífera de la República Argentina” presentada por la presidenta Cristina Fernández de Kirchner, la cual llevó a cabo el proceso de re-estatización de YPF en 2012. El principal motivo de la sanción de esta ley fue la caída del nivel de las reservas durante los años en que la compañía estuvo bajo gestión de la española Repsol.

2 Nicolás Gadano, 2006, Historia del Petróleo en Argentina.

3 Marcelo Ramal, 2012, La re-privatización de YPF

Gráfico #:1 Estructura societaria antes (izquierda) y después (derecha) de la nacionalización.



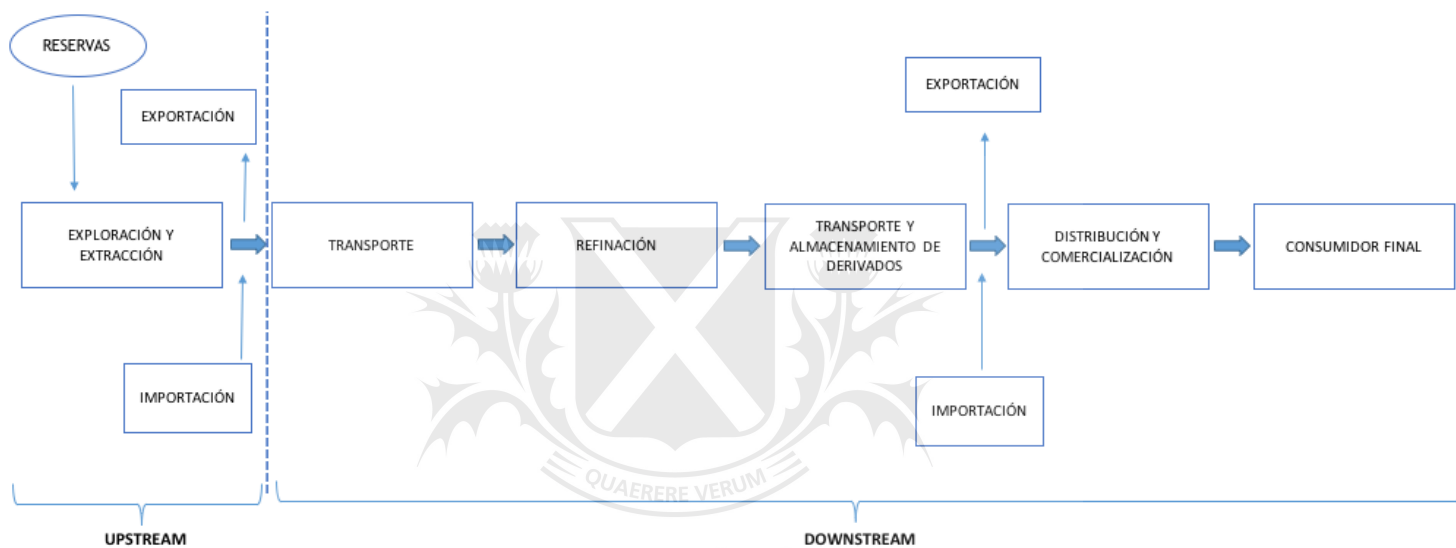
Fuente: Bloomberg – Form 20-F al 31/03/2016.

La expropiación no se limitó solo a la mayor participación accionaria que tenía Repsol sobre YPF, sino que también incluyó a la compañía Repsol YPF Gas S.A. (empresa distribidora de gas licuado envasado) en manos de Repsol Butano S.A., Pluspetrol S.A. y accionistas particulares entre otros.

2.2 Proceso de elaboración de energías primarias y secundarias

A continuación se muestra un cuadro resumen del proceso para la elaboración de energías primarias y secundarias, que comienza con la extracción de productos primarios (o upstream) y finaliza en el consumidor final:

Cuadro #1: Proceso upstream y downstream



Fuente: Ministerio de energía – Cuadro: elaboración propia

YPF es la única empresa en Argentina que lleva a cabo este proceso completo, operando una completa e integrada cadena que involucra procesos de producción y distribución de gas y petróleo.

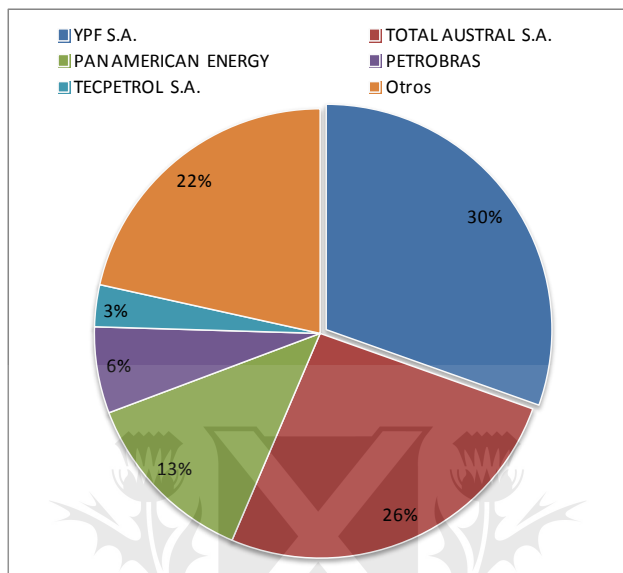
2.3 Estructura del Mercado

Fuentes de energía primarias

Durante el 2014, la producción total de petróleo, gas y otras fuentes de energía en Argentina fue de 78 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MMTEP). Debido a las malas políticas energéticas y pocos controles, la producción ha ido disminuyendo en los últimos 10 años junto con el nivel de inversiones. Actualmente el mayor productor de Gas y Petróleo en Argentina es YPF, con una participación en la producción de Gas del 30%, seguida por TOTAL AUSTRAL con un 26% y PAN AMERICAN ENERGY con un 13%⁴.

⁴ EIA, 2015, Annual Energy Outlook 2015

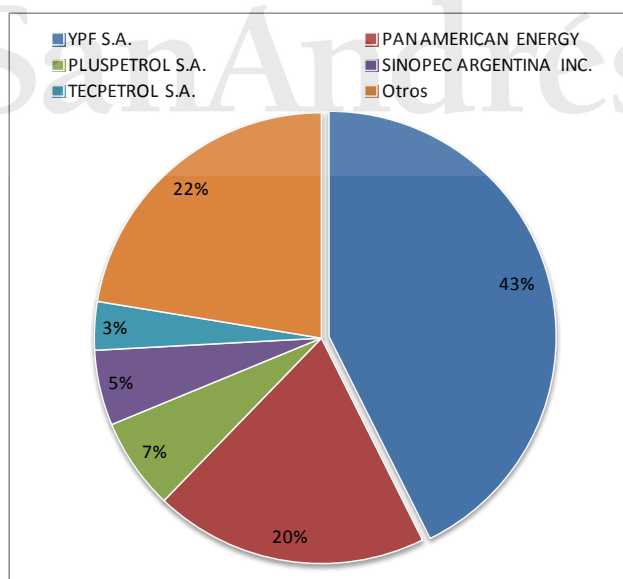
Gráfico #2: Market share - Producción de gas por empresa



Fuente: Secretaría de energía de la República Argentina – Gráfico: Elaboración Propia

Con respecto a la producción de Petróleo, YPF tiene una participación de mercado local en torno al 43%, seguido por PAN American Energy con un 20%.

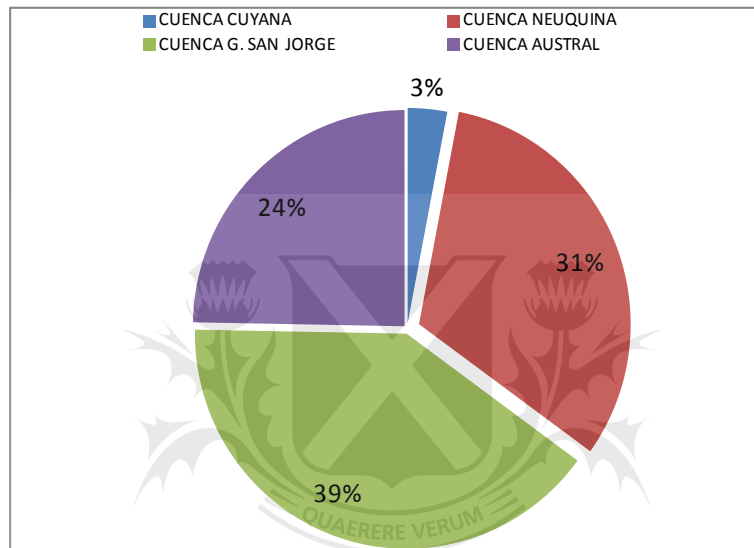
Gráfico #3: Market share – Producción de petróleo por empresa



Fuente: Secretaría de energía de la República Argentina – Gráfico: Elaboración Propia

En estos gráficos se puede observar i) la fuerte participación de YPF en el mercado local y ii) la concentración de la producción en 3 empresas, que tienen cerca del 70% de la producción total del país. Con respecto a la distribución geográfica, la cuenca Neuquina, Cuenca Austral y el Golfo San Jorge concentran casi el 90% de la producción total de Gas y Petróleo en Argentina.

Gráfico #4: Distribución geográfica – Producción de productos primarios

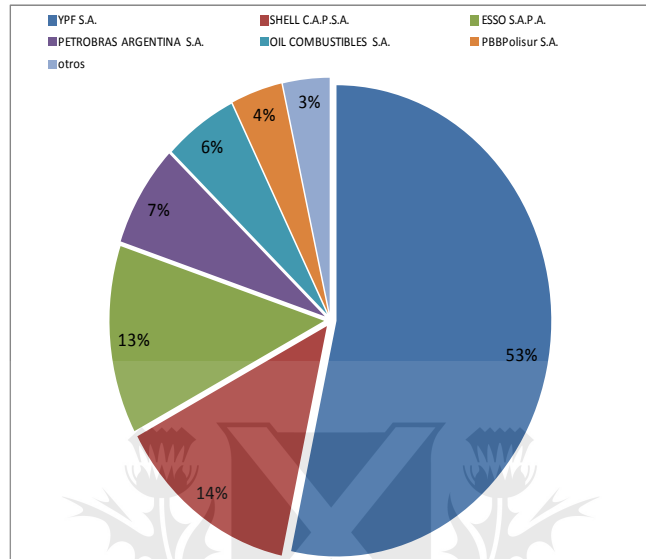


Fuente: Secretaría de Energía de La Nación - Gráfico: Elaboración Propia

Fuentes de energía secundarias

Con respecto a las fuentes de energías secundarias (la cual incluye todos los productos resultantes de las transformaciones o elaboración de recursos energéticos naturales o primarios – Gas y Petróleo principalmente-), YPF también posee la mayor participación de mercado con un market share del 53% seguida por Shell con un 14% y Esso con una participación del 13%.

Gráfico #5: Market share - Productos procesados por empresa

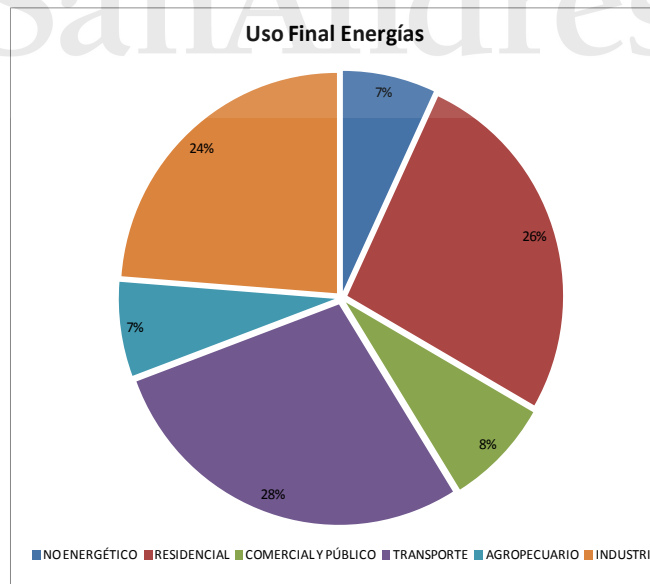


Fuente: Secretaría de Energía de La Nación - Gráfico: Elaboración Propia

Uso final productos procesados en Argentina

El principal destino de la producción energética durante 2014 en Argentina fue el transporte, que representó un 28% del total producido. A esto le siguió el consumo residencial que representó un 26% del total producido y el sector industrial con un 24%. Estos 3 sectores representan casi un 80% del total del consumo energético local.

Gráfico #6: Uso final energías



Fuente: Secretaría de Energía de La Nación año 2014 - Gráfico: Elaboración Propia

La demanda energética en Argentina ha tenido una evolución exponencial durante los últimos 10 años principalmente por:

- ✓ La industria automotriz creció 260% entre el 2002 y 2013⁵.
- ✓ Con respecto al crecimiento demográfico, Argentina muestra una evolución constante de su población el cual impacta año tras año en el consumo energético local.
- ✓ Luego de la brusca caída que tuvo el PBI como consecuencia de la crisis económica de 2001-2002, este creció en promedio a una tasa del 8,5% anual desde el 2003 al 2008. En 2009 como consecuencia de la crisis mundial desaceleró un 0,9%. Durante el 2010 y 2014, volvió a crecer un 4,4% en promedio.

2.4 Evolución del mercado energético local

Fuentes de energía primarias

A continuación se muestra un cuadro con las principales fuentes de energías primarias que se producen en Argentina, incluyendo importaciones, exportaciones y total de la oferta interna al 31 de diciembre de 2014.

Cuadro #2: Oferta interna (miles de toneladas equivalentes de petróleo-TEP)

Formas de Energía (miles de TEP)	Producción	Importación	Exportación	Ajustes*	Oferta Interna
Gas Natural de Pozo	39.700	5.487	-7	-1.023	44.157
Petróleo	28.664	509	-1.979	-10	27.183
Energía Hidráulica	3.592			-36	3.556
Aceites Vegetales	2.816				2.816
Bagazo	1.155				1.155
Leña	1.151				1.151
Otros Primarios	408				408
Alcoholes Vegetales	357				357
Energía Eólico	269				269
Carbón Mineral	49	1.440			1.489
Energía Solar	1				1
Energía Nuclear	-	2.294		-604	1.690
Total TEP	78.162	9.730	-1.987	-1.673	84.232

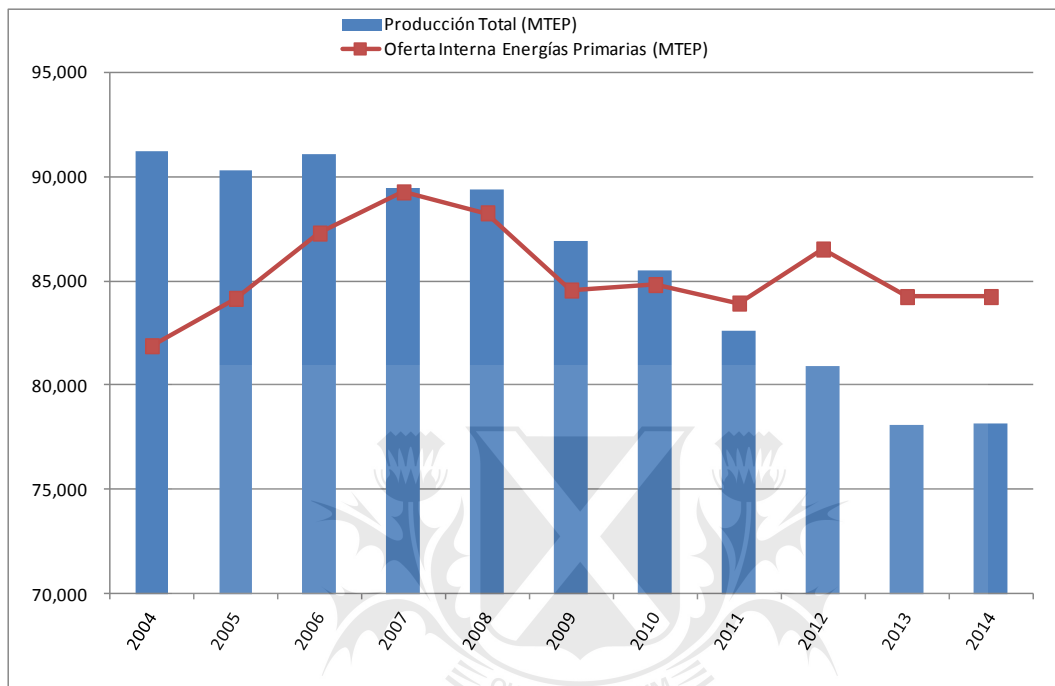
*Variación de stock, pérdidas, no aprovechado. Unidades: Miles de Toneladas equivalentes de Petróleo - TEP-.

Fuente: Secretaría de Energía de La Nación - Cuadro: Elaboración Propia

En los últimos 10 años, la producción de energías primarias fue disminuyendo principalmente por falta de inversiones y pocos incentivos a la industria por parte del gobierno. Por el contrario, debido al aumento de la población y crecimiento del país, la demanda tuvo un crecimiento sostenido en los últimos 15 años produciendo un déficit energético que tuvo que ser compensando con importaciones.

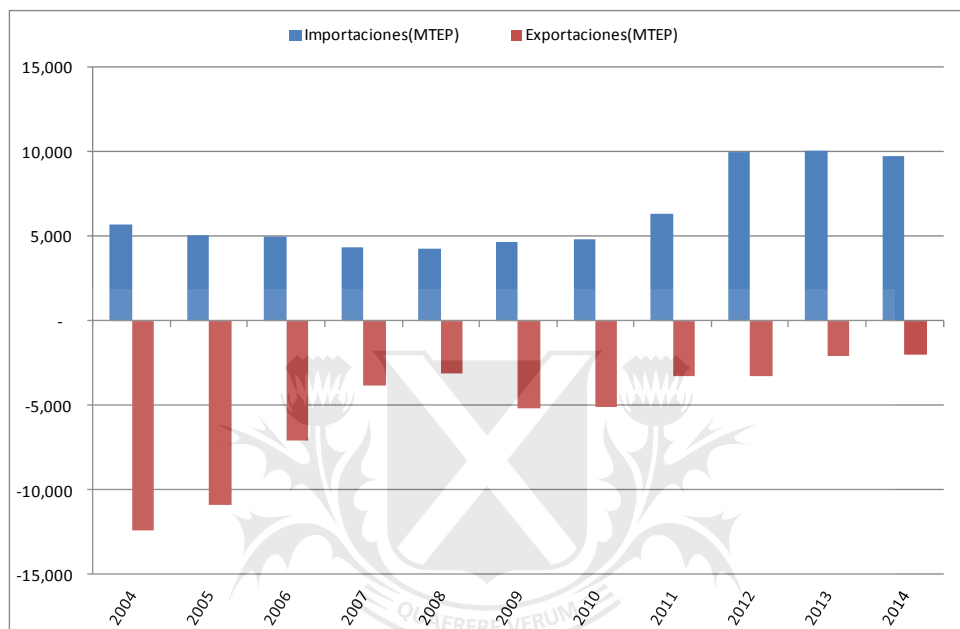
⁵ De acuerdo a las estimaciones realizadas por el INDEC

Gráfico #7: Producción energías primarias vs. oferta interna



Fuente: Secretaría de Energía de La Nación - Gráfico: Elaboración Propia

Gráfico #8: Importaciones vs exportaciones de energías primarias



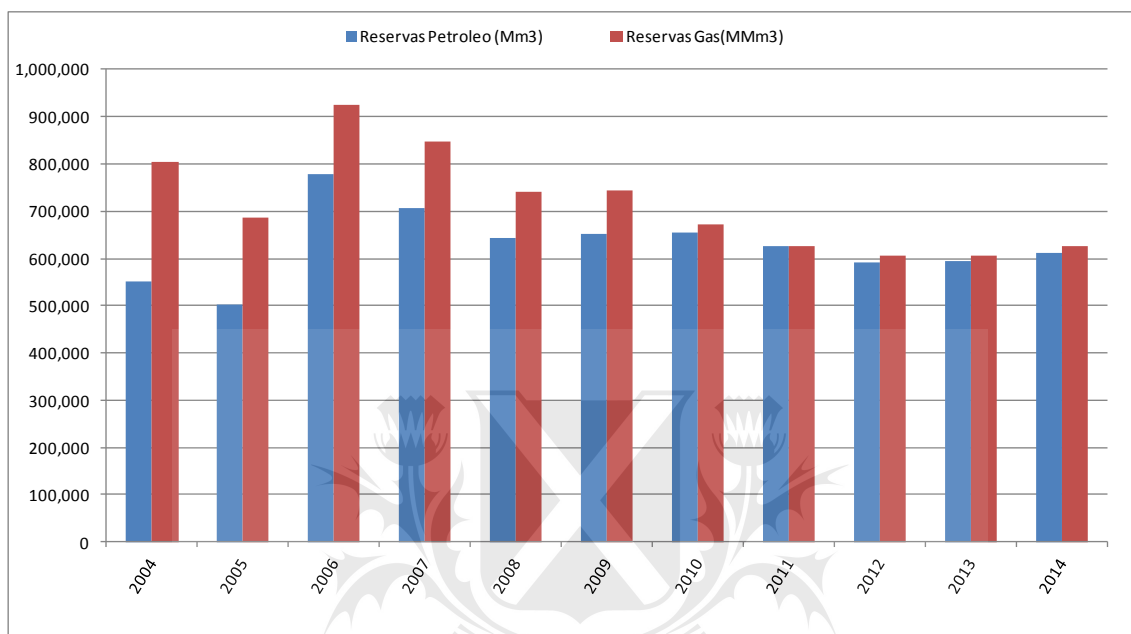
	Energías Primarias (miles de TEP)										
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Importaciones(MTEP)	5.688	5.047	5.019	4.325	4.237	4.646	4.791	6.320	9.962	10.045	9.730
Import/prod total(MI)	6%	6%	6%	5%	5%	5%	6%	8%	12%	13%	12%
Exportaciones(MTEP)	-12.373	-10.871	-7.041	-3.781	-3.091	-5.177	-5.077	-3.281	-3.279	-2.053	-1.987
Export/Prod total(MT)	14%	12%	8%	4%	3%	6%	6%	4%	4%	3%	3%

Fuente: Secretaría de Energía de La Nación - Gráfico: Elaboración Propio

Reservas

Durante la década de los 90, tanto el nivel de reservas como producción de Gas Natural y Petróleo tuvieron una tendencia positiva (principalmente debido a la entrada de capitales internacionales). Esta tendencia positiva fue revertida durante la década del 2000, más específicamente luego de la crisis que sufrió Argentina durante el año 2001. Como se puede ver a continuación, si bien hay aumento en el nivel de reservas (en términos generales) hasta 2006, esta tendencia se revierte hasta el año 2014.

Gráfico #9: Evolución reservas de petróleo vs gas



Fuente: Secretaría de Energía de La Nación - Gráfico: Elaboración Propia

Fuentes de energía secundarias

A continuación se muestra un cuadro con las principales fuentes de energías secundarias que se producen en Argentina, incluyendo importaciones, exportaciones y total de la oferta interna al 31 de diciembre de 2014.

Cuadro #3: Oferta interna (TEP)

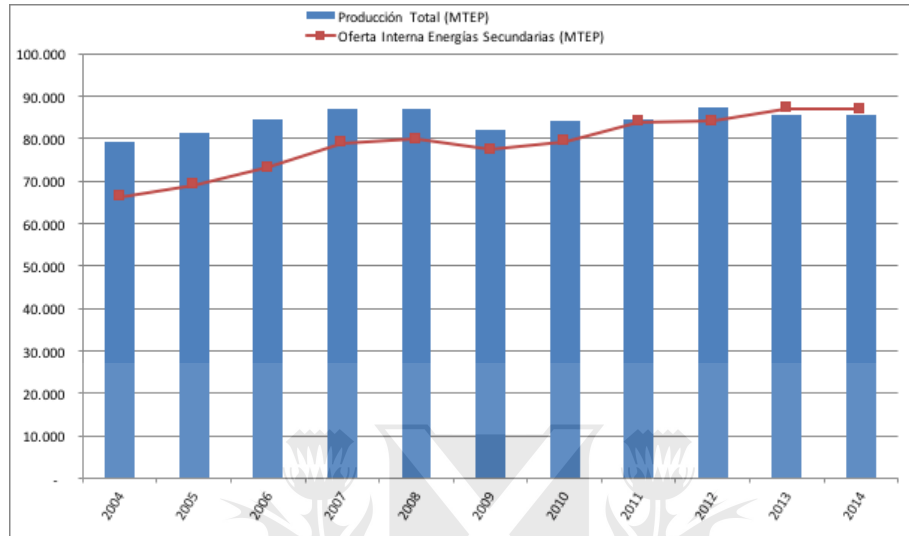
Formas de Energía (miles de TEP)	Producción	Importación	Exportación	Ajustes*	Oferta Interna
Gas Distribuido por Redes	35.633	6.142	-51	-2.210	39.514
Energía Eléctrica	12.174	862	-14	-1.741	11.281
Diesel Oil + Gas Oil	10.631	3.458	-308	-79	13.703
Motonafta Total	5.331	370	-	-16	5.685
Fuel Oil	4.848	580	-1.481	-259	3.688
Gas Licuado	3.132		-953	-5	2.174
Biodiesel	2.701		-1.683		1.019
Otras Naftas	2.456		-382	21	2.095
No Energético	2.143	63	-150	-1	2.055
Kerosene y Aerokerosene	1.455	68	-934	-68	521
Gas de Refinería	1.096			27	1.123
Coque	1.027				1.027
Carbón Residual	1.016		-4	-3	1.010
Gasolina Natural	802				802
Otros	1.132				1.132
Bioetanol	346	-	-	-	346
Gas de Alto Horno	336	-	-	-	336
Carbón de Leña	245	-	-	-	245
Gas de Coquería	205	-	-	-	205
Total TEP	85.578	11.543	-5.960	-4.333	86.827

*Variación de stock, pérdidas, no aprovechado. Unidades: Miles de Toneladas equivalentes de Petróleo - TEP-.

Fuente: Secretaría de Energía de La Nación - Cuadro: Elaboración Propia

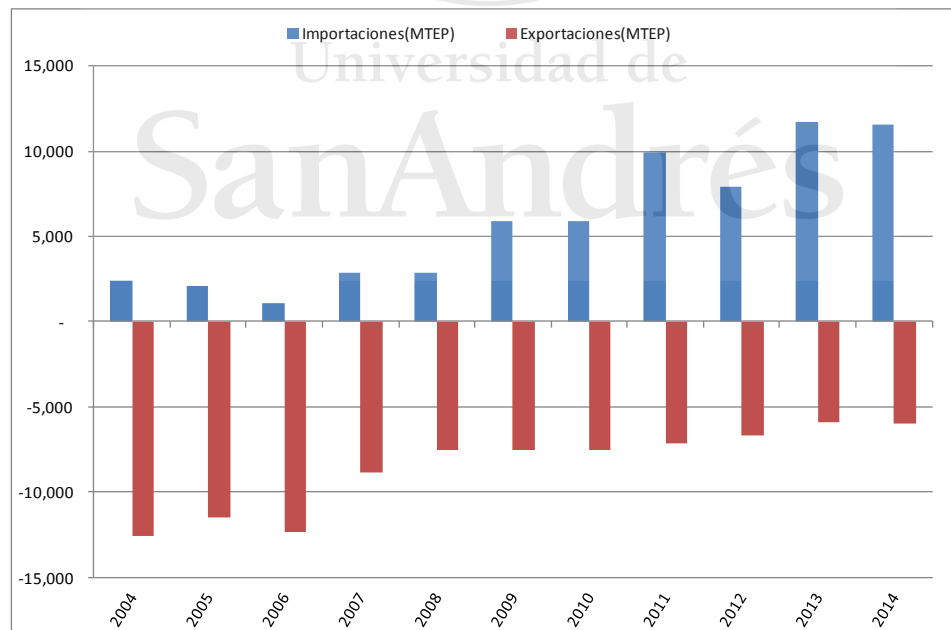
La producción de energías secundarias ha sido constante en los últimos años. Debido al crecimiento de la demanda durante los últimos años, se ha tenido que importar aproximadamente un 3% de la generación total. Dentro de las principales razones de este déficit se destaca i) falta de inversiones y ii) que la capacidad instalada de centros de transformación de energías se encuentran en su máxima capacidad.

Gráfico #10: Producción energías secundarias vs. oferta interna



Fuente: Secretaría de Energía de La Nación - Cuadro: Elaboración Propia

Gráfico #11: Importaciones de energías primarias vs. exportaciones



Energías Secundarias (miles de TEP)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Importaciones(MTEP)	2.388	2.096	1.088	2.837	2.872	5.909	5.909	9.941	7.936	11.688	11.543
Import/prod total	3%	3%	1%	3%	3%	7%	7%	12%	9%	14%	13%
Exportaciones(MTEP)	-12.590	-11.477	-12.335	-8.884	-7.549	-7.554	-7.554	-7.192	-6.673	-5.905	-5.960
Export/Prod total	16%	14%	15%	10%	9%	9%	9%	9%	8%	7%	7%

Fuente: Secretaría de Energía de La Nación - Cuadro: Elaboración Propia

2.5 Regulaciones locales y permisos de exploración.

La industria energética en el mercado argentino está sujeta a intensas regulaciones, generando que las operaciones de la compañía dependan del contexto político. Esto genera que la producción y el desarrollo de las actividades de las empresas que operan en Argentina se vean afectadas por las decisiones y medidas adoptadas por el gobierno de turno. Cabe destacar que el gobierno estuvo modificando en los últimos años las regulaciones en el sector energético para incentivar el abastecimiento del mercado local.

La gran mayoría de las operaciones y activos de YPF están localizados en territorio argentino, de esto deriva una mayor dependencia de la compañía con la situación económica del país. Cambios en lo económico, político y cualquier alteración en las regulaciones afectan directa o indirectamente la actividad de YPF.

Las principales limitaciones que YPF puede tener por operar en contexto argentino local son⁶:

- Limitaciones existentes en los precios locales, los cuales pueden afectar adversamente los resultados de las operaciones. Durante varios años, debido a diversas regulaciones (políticas y económicas) el precio interno de los combustibles ha permanecido por debajo del precio de combustibles internacionales, teniendo una posibilidad muy limitada de poder ajustar los precios internos que están altamente regulados por el gobierno. En los últimos meses, esta situación se ha revertido debido a la caída de los precios del petróleo, en la que los precios internos superan casi dos veces los precios internacionales.
- Limitaciones a exportaciones: Afectando principalmente los resultados operativos y causando perjuicios en muchos de los contratos de exportaciones aún vigentes. La ley de hidrocarburos establece que las exportaciones se pueden realizar siempre y cuando se hagan a un precio razonable y no se vea afectado el abastecimiento local.
- Los precios del petróleo y el gas pueden afectar el negocio. YPF presupuesta gastos de capital relacionados con la exploración, desarrollo, refinería y actividades de distribución teniendo en cuenta entre otras cosas, precios del mercado para los productos de hidrocarburos.

2.6 Impuestos y retenciones

Impuestos a las ganancias y Ganancias Mínima presunta:

De acuerdo a lo estipulado en los estados financieros de la Sociedad, YPF determinará el cargo por impuesto a las ganancias de acuerdo con el método del impuesto diferido (que considera el efecto de las diferencias temporarias originadas en la distinta base de medición de activos y pasivos según criterios contables e impositivos y de los quebrantos impositivos existentes y créditos fiscales no utilizados susceptibles de deducción de ganancias impositivas futuras), computados considerando la tasa impositiva vigente, que actualmente alcanza el 35% en la Argentina.

El impuesto a la ganancia mínima presunta se determinará mediante la aplicación de la alícuota del 1% sobre los activos computables al cierre del ejercicio.

⁶ Información tomada de Balance consolidados YPF al 31/12/2014

Vale aclarar que la obligación fiscal de YPF en cada ejercicio coincidirá con el monto mayor que surja de la determinación del impuesto a la ganancia mínima presunta y la obligación fiscal por el impuesto a las ganancias determinado aplicando la tasa vigente del 35% sobre la utilidad impositiva del ejercicio. Sin embargo, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excede en un ejercicio fiscal al impuesto a las ganancias a pagar, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del impuesto a las ganancias a pagar sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en cualquiera de los diez ejercicios siguientes.

Retenciones

Tal como se estipula en los estados financieros auditados de YPF, por la producción de petróleo crudo y los volúmenes de gas natural comercializados, se abonan regalías equivalentes al 12% sobre el valor estimado en boca de pozo de dichos productos, el cual es asimilable al precio de venta final menos gastos de transporte y almacenamiento.

A raíz de la ley de emergencia económica dictada en el país durante la década de los 90, hubo varias modificaciones en las leyes que rigen las actividades energéticas para fomentar la producción y abastecimiento del mercado local.

En enero de 2002, se sancionó la ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario que estableció la creación de un régimen de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos por cinco años, la cual fue postergada hasta el año 2016.

En 2007, se modificó el régimen de retenciones a las exportaciones de crudos y otros productos.

2.7 Precios internos

Precios productos primarios

Tal como se explicó en el apartado anterior, el gobierno argentino establece como referencia un precio local e interno para el barril de petróleo. Dado que gran parte de los ingresos de YPF se producen en el mercado interno argentino (96% aproximadamente), a la hora de medir los ingresos por las operaciones de upstream, se tomará como referencia el precio interno del petróleo dentro del país y no otros índices de referencia como puede ser el WTI o BRENT.

Los precios promedio correspondientes a la cotización del barril de crudo Brent en los últimos 3 años fueron:

- 2015: US\$ 52,35
- 2014: US\$ 99,02
- 2013: US\$ 108,64

Los valores para la comercialización del crudo hace tiempo que no están directamente relacionados con los del mercado internacional y surgen principalmente como consecuencia de las negociaciones entre productores y refinadores. Esto último se da, entre otros, como consecuencia de la ausencia de volúmenes excedentes de exportación de crudo y respecto a las necesidades del mercado doméstico. En este sentido, el precio promedio de compra/venta por barril de crudo para YPF ha sido:

- 2015: US\$ 72,66
- 2014: US\$ 78,16
- 2013: US\$ 73,72

En consecuencia, se han considerado las siguientes hipótesis de los precios del mercado local para las distintas variedades de crudo⁷:

- i) En 2016 y 2017, se han considerado los precios previstos en el mercado local a partir de las negociaciones entre Productores y Refinadores sobre la base de los precios actualmente vigentes desde enero de 2016, estimando un precio de US\$/Bbl 67,5 para el crudo Medanita.
- ii) En 2018, 2019 y 2020, se ha considerado la estimación de los precios para el mercado local sobre la base de la estimación de precios internaciones (ajustados por la calidad de cada tipo de crudo, el flete y la situación de escasez relativa en el mercado local). Siendo US\$/Bbl 68,7 para el año 2018, US\$/Bbl 68,3 para el año 2019 y US\$/Bbl 69,3 para el año 2020;
- iii) Posteriormente se considera una curva de precios proyectada sobre la base de ajuste de la inflación pronosticada en Estados Unidos.

Gráfico #12: Precio BRENT vs interno en USD



Fuente: Bloomberg – Secretaría de energía República Argentina

En este gráfico se puede ver como históricamente los precios internos del petróleo en Argentina han sido menores que los precios internacionales del petróleo. Esta tendencia fue revertida durante 2014 y 2015 año en el que los commodities a nivel mundial (liderados por el precio del petróleo) han sufrido un gran deterioro en sus precios. Por el contrario, los precios internos en Argentina se han mantenido quedando por encima del WTI o BRENT.

⁷ Estados Financieros YPF al cierre del 31 de Diciembre de 2015.

Precios productos secundarios

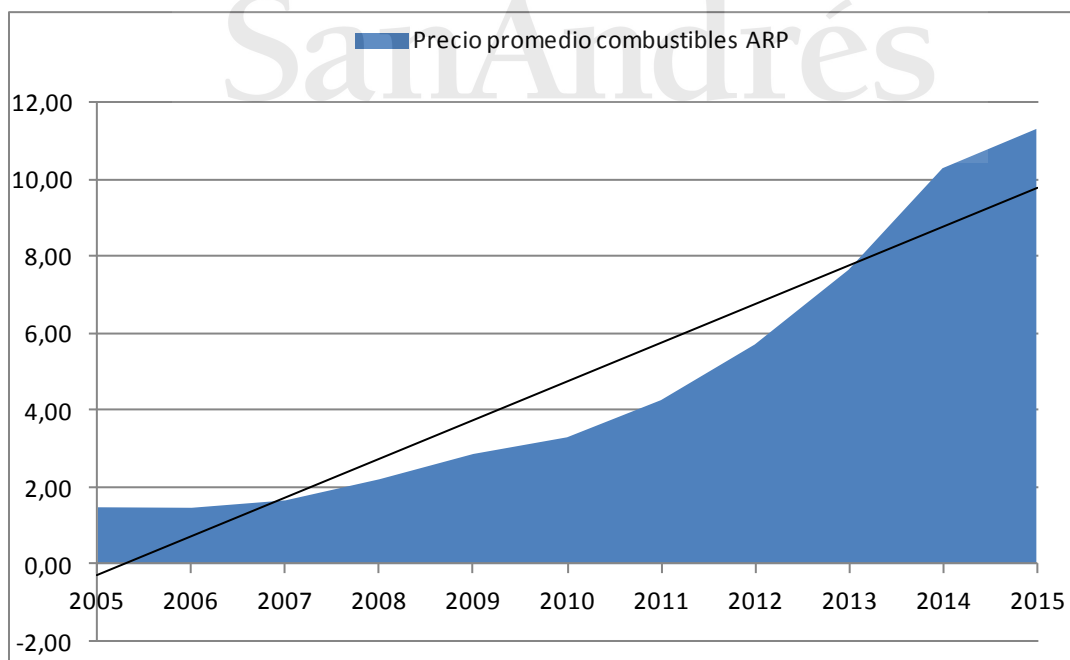
A continuación se muestra la evolución del precio de todos los productos secundarios. Los mismos se muestran, por litro en pesos argentinos.

Cuadro #4: Precio productos secundarios (en pesos argentinos - ARP)

Año	Gas Oil grado 2	Gas oil grado 2B	Gas oil grado 3	GNC	Nafta Premium	Nafta Super	Promedio
2005	1,44	-	-	0,78	1,70	2,00	1,48
2006	1,44	-	-	0,73	2,00	1,70	1,47
2007	1,44	-	-	0,83	2,52	1,85	1,66
2008	1,92	1,92	3,19	0,95	3,20	2,07	2,21
2009	3,30	-	3,30	1,10	3,51	3,12	2,87
2010	3,34	-	3,34	1,14	4,76	3,92	3,30
2011	4,09	5,44	5,43	1,39	6,49	2,76	4,27
2012	5,84	6,84	6,80	1,49	6,98	6,34	5,72
2013	8,12	9,30	8,57	2,34	9,29	8,34	7,66
2014	10,82	10,80	12,40	2,58	13,40	11,80	10,30
2015	11,83	11,83	13,55	3,03	14,68	13,01	11,32

Fuente: Ministerio de planificación Federal Inversión Pública y Servicios. Precios finales al consumidor, incluyen impuestos. Precios de referencia a Diciembre de cada año. Entre 2005 y 2009, precio de nafta super corresponde a nafta común. Precios expresados en pesos argentinos

Gráfico #13: Precio promedio combustibles en ARP



Fuente: Ministerio de planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Es importante destacar que el análisis de la evolución de los precios de venta de productos secundarios incluye la evolución de los precios de combustibles tales como Gas Oil, GNC y Naftas. No se tomará como referencia las actividades relacionadas a la generación de energía (desarrollada a través de la subsidiaria YPF energía eléctrica S.A.) y las actividades de distribución de Gas (desarrollada a través de la subsidiaria Metrogas S.A.) ya que no son parte de las actividades principales de YPF. Sus ingreso/perdidas van a estar considerados, dentro del segmento de Downstream.

3. YPF

3.1 Breve reseña

YPF fue fundada en 1922 por el entonces presidente de la Nación Hipólito Yrigoyen logrando ser la primera empresa encargada de la extracción y tratamiento del petróleo dentro de territorio nacional. Durante muchos años tuvo bajos niveles de producción y poco capital disponible para inversiones en donde el Estado jugó un rol principal en su administración.

A lo largo del tiempo y atravesando diversos gobiernos, (en su mayoría peronistas) YPF incrementó su producción año tras año y logró autoabastecer la demanda interna. Hasta 1992 fue sociedad del Estado, teniendo el monopolio de la explotación en territorio argentino. A lo largo de la historia, ninguna empresa del sector privado pudo alcanzarlo (por más de que Shell y Esso siempre tuvieron fuerte presencia en Argentina).

Recién en 1992, con el gobierno de Carlos Saúl Menem y luego de la sanción de la “La Ley de Reforma del Estado” en 1989, el petróleo fue desnacionalizado, transfiriéndose los yacimientos de hidrocarburos del Estado a las provincias. Luego YPF fue privatizada.

En 2012 fue nacionalizada nuevamente por el gobierno de Cristina Fernandez de Kirchner, siendo el estado argentino el mayor propietario de la compañía.

Sus acciones cotizan en la bolsa de valores de Buenos Aires como YPF y además tiene ADR en la bolsa de Nueva York (NYSE). El 96% de sus operaciones se encuentran en Argentina, destinando un porcentaje muy bajo a las exportaciones y al mercado global. Actualmente la empresa se encuentra explotando en una fase inicial lo que sería la mayor reserva de energía no convencional en América del Sur y la tercera reserva más importante del mundo. El objetivo principal de la compañía es poder abastecer la demanda del mercado interno, principalmente a través de la explotación de recursos no convencionales.

Cuadro #5: Información corporativa

YPF	
Casa Matriz	Buenos Aires - Argentina
Reservas	1.226 MMBoe
Producción 2015	226 MMBoe
Market Cap en ARP	\$ 86.540.216.840
Valor acción en ARP	\$ 220
# de acciones en circulación (incluye A, B, C y D)	393.364.622
Empleados	16.000

**Información al 31/12/2015 - Fuente: Estados financieros consolidados YPF*

3.2 Estructura interna

YPF es una empresa constituida en Argentina como Sociedad Anónima (S.A.). Es la empresa energética líder en el mercado local, operando una completa e integrada cadena que involucra procesos de producción y distribución de gas y petróleo. YPF posee una estructura de ingresos dividida en 3 segmentos de negocios:

- 1) Operaciones de Upstream o exploración y producción. Involucra actividades de:
 - Compra de gas.
 - Compra de petróleo crudo derivadas de contratos de servicios y concesiones.
 - Venta de petróleo crudo y gas intersegmento.

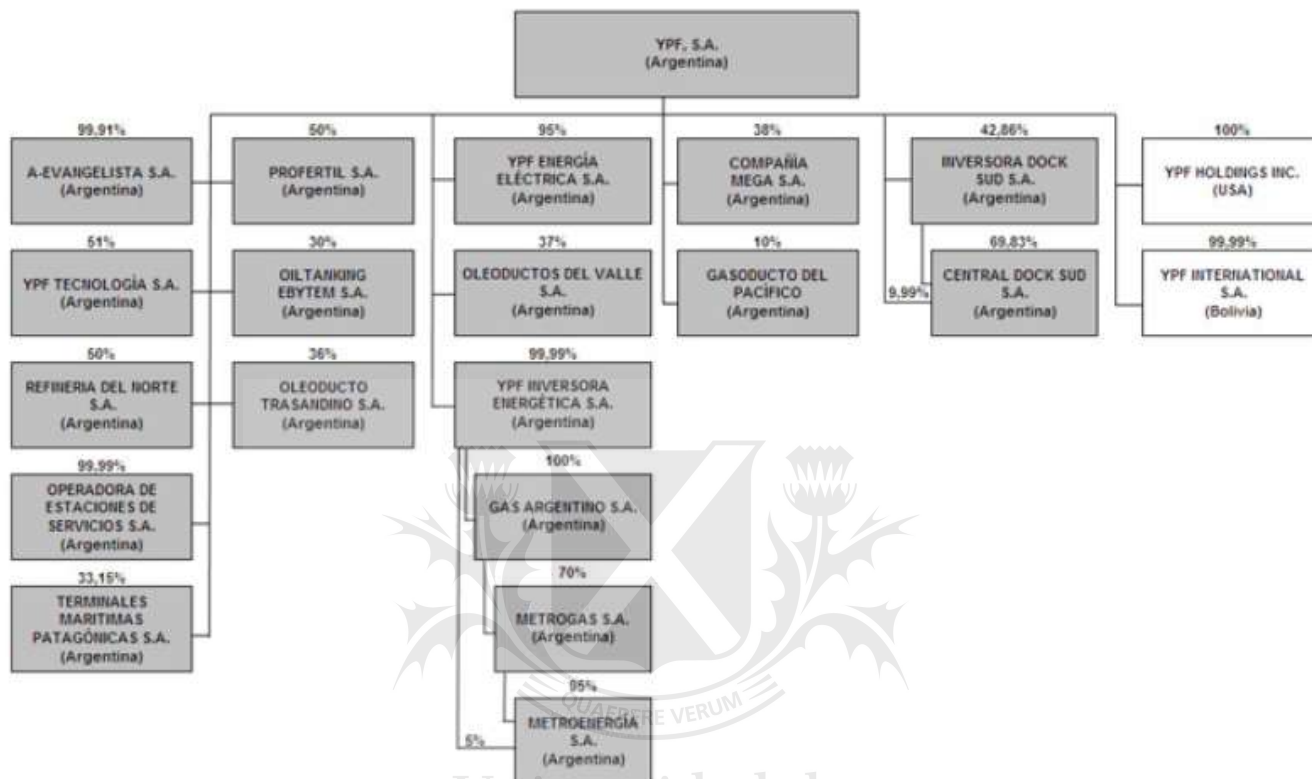
- 2) Operaciones de downstream. Involucra actividades de:
 - Refinación.
 - Transporte.
 - Compra de crudo y gas a terceros e intersegmento.
 - Comercialización a terceros de petróleo crudo, gas, productos destilados, petroquímicos, generación eléctrica y distribución de gas natural.

- 3) Operaciones de administración central y otros. Involucra las restantes actividades realizadas por la Sociedad, que no encuadran en estas categorías, comprendiendo principalmente los gastos y activos de la administración central, las actividades de construcción y las remediaciones ambientales y otros costos legales correspondientes a la sociedad controlada YPF Holdings.

Además, es importante mencionar que las actividades relacionadas a la generación de energía (desarrollada a través de la subsidiaria YPF energía eléctrica S.A.) y las actividades de distribución de Gas (desarrollada a través de la subsidiaria Metrogas S.A.) no son parte de las actividades principales de YPF y sus ingresos/perdidas están incluidas dentro del segmento de Downstream.

La estructura de ingresos de YPF está dada principalmente en el mercado interno local, el cual representa un 89% del total de los ingresos, siendo el 11% restante ingresos generados en mercados extranjeros (exportaciones).

Cuadro#6: Estructura – Empresas subsidiarias



Fuente: Balance consolidado YPF al 31/12/2013

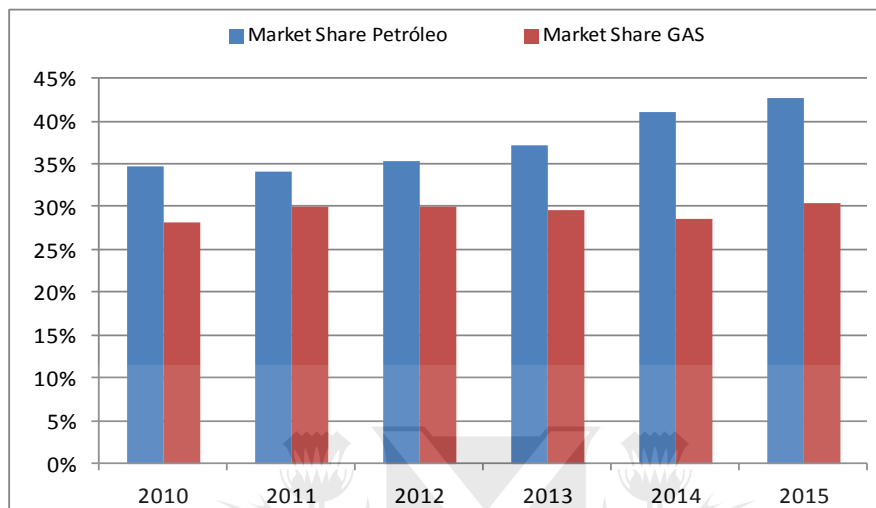
3.3 Participación en el mercado

YPF lidera la participación del mercado en la producción de energías primarias y secundarias. A continuación se muestra la evolución del market share tanto para las actividades primarias o upstream como actividades secundarias o downstream.

Upstream

YPF es la empresa petrolera más grande de Argentina, se caracteriza por tener una posición de mercado dominante en la producción de petróleo y Gas. En el sector de producción de petróleo, la participación de mercado de YPF ha ido evolucionando progresivamente en los últimos años. Por otro lado, por más de que la producción de gas ha ido disminuyendo en los últimos años, YPF sigue siendo la empresa con mayor participación en ese mercado. A continuación se muestra evolución del market share tanto para la producción de gas como petróleo.

Gráfico #14: Market share energías primarias

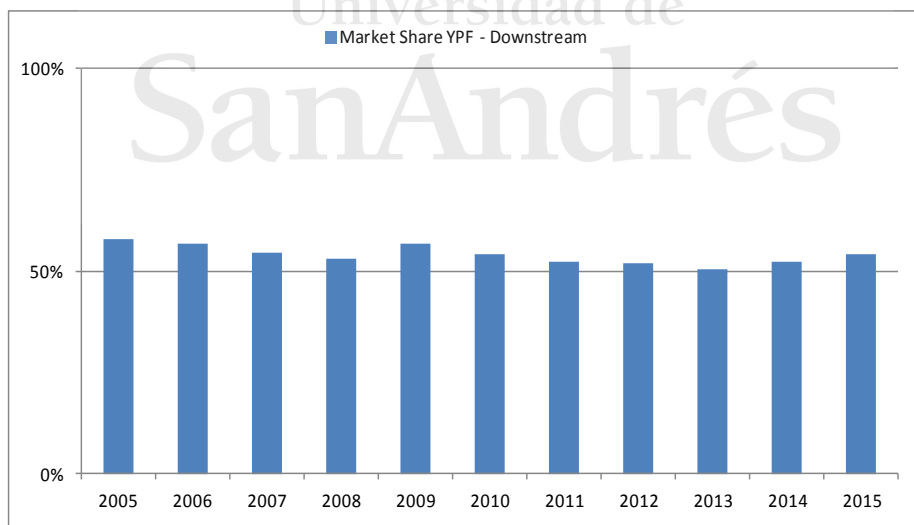


Fuente: Secretaría de Energía de La Nación - Cuadro: Elaboración Propia

Downstream

Con respecto al sector downstream, la participación del mercado en los últimos años ha sido estable, en el orden del 50%. Se espera que esta tendencia se mantenga estable.

Gráfico #15: Market share energías secundarias



Fuente: Secretaría de Energía de La Nación - Cuadro: Elaboración Propia

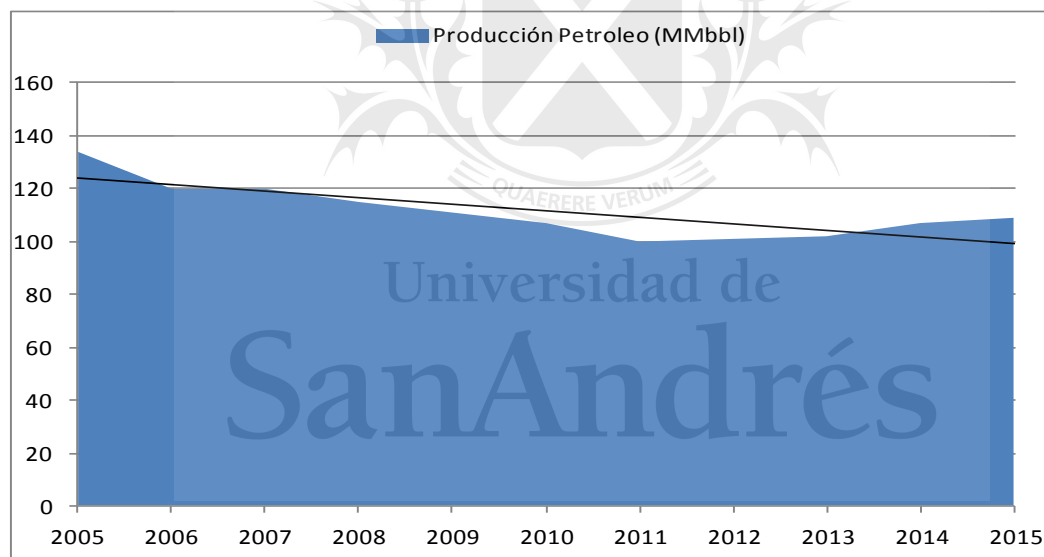
3.4 Producción

Upstream

Se espera que YPF siga creciendo en los próximos años principalmente a partir de la explotación de recursos no convencionales. Según EIA (Energy Information Administración) Argentina esta posicionada como la tercer potencia de Shale detrás de China y Estados Unidos. La cuenca Neuquina, Cuenca de Golfo San Jorge, cuenca Austral y Cuenca Chaco-Paranaense tendrían recursos por 661.000 millones de barriles de petróleo original en sitio y 1.181 billones de pies cúbicos de gas (TCF)⁸.

En los últimos años, tanto la producción de gas como petróleo ha disminuido considerablemente principalmente debido a malos manejos políticos y falta de inversión. Esta tendencia empezó a revertirse levemente a partir de 2013. A continuación se puede ver evolución de producción de Gas y petróleo para los últimos 10 años.

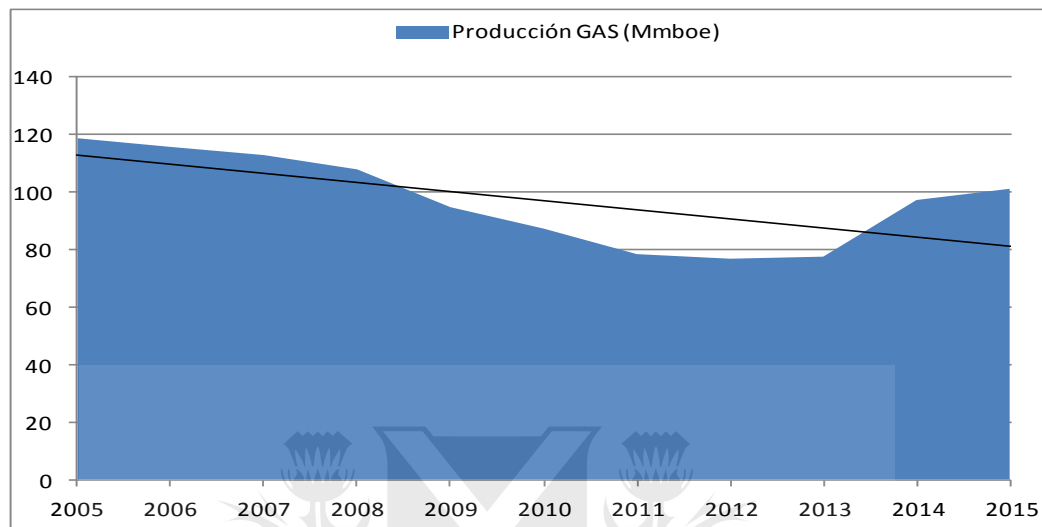
Gráfico #16: Evolución producción de petróleo (MMbbl)



Fuente: Secretaría de Energía de La Nación - Cuadro: Elaboración Propia

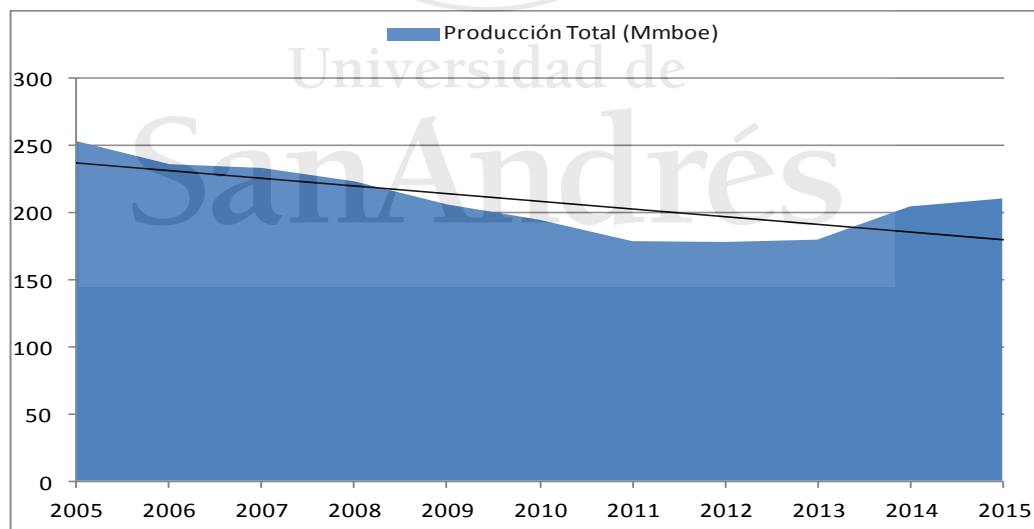
⁸ Según informe Reuters publicado en Noviembre 2014.

Gráfico #17: Evolución producción de gas(MMboe)



Fuente: Secretaría de Energía de La Nación - Cuadro: Elaboración Propia

Gráfico #18: Evolución producción total (MMboe)



Fuente: Secretaría de Energía de La Nación - Cuadro: Elaboración Propia

Downstream

Los principales productos que componen las actividades secundarias o downstream son: i) Gas Oil, ii) Motonaftas, iii) gas licuado de petróleo (GLP) y Fuel Oil. Todos estos productos son derivados de petróleo y/o gas, por lo tanto el nivel de producción de los mismos está relacionado con el nivel de producción primaria y la capacidad de refinación. Para proyectar los ingresos solo se consideraran las ventas de estos productos, los cuales a su vez, va a estar condicionados por los niveles de producción de los productos primarios.

Gráfico #19: Evolución producción productos secundarios (barriles diarios)



Fuente: Secretaría de Energía de La Nación - Cuadro: Elaboración Propia

En los últimos 10 años, YPF ha mostrado una variación inestable en la capacidad de producción de productos secundarios. Esta actividad está relacionada principalmente con la capacidad de refinación, las cuales han ampliado su capacidad desde 2008.

Hoy, YPF posee tres complejos industriales estratégicamente localizados e integrados por una eficiente red logística⁹:

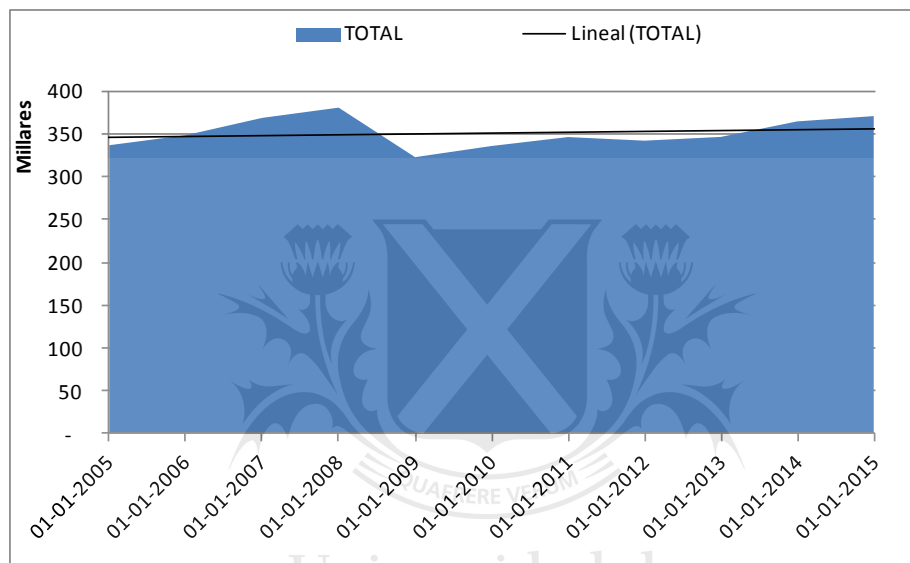
- La Plata
- Luján de Cuyo
- Plaza Huinul.

⁹ Según lo informado en presentación corporativa de la compañía en 2015.

También participa del 50% de la planta industrial de Refinor, en Salta. Estas plantas se encuentran conectadas con los mercados a través de una extensa red logística.

Cabe destacar que la mejora en la capacidad de refinación de estas 4 plantas está es consistente con el aumento en las inversiones que destinó YPF a este sector.

Gráfico #20: Evolución total productos secundarios (barriles diarios)



Fuente: Secretaría de Energía de La Nación - Cuadro: Elaboración Propia

3.5 Principales competidores

A continuación, se muestra los principales competidores de YPF en el mercado local, tanto para actividades de Downstream como Upstream. Para poder definir el peer group de YPF, se van a considerar tanto las actividades de downstream como upstream. Para las actividades de Upstream los principales competidores son:

- Pan American Energy
- Petrobras Argentina
- Total Austral S.A.

Con respecto al downstream se considera a:

- Shell
- Esso
- Petrobras Argentina

Upstream

Gráfico #21: Principales competidores producción de gas (M2)

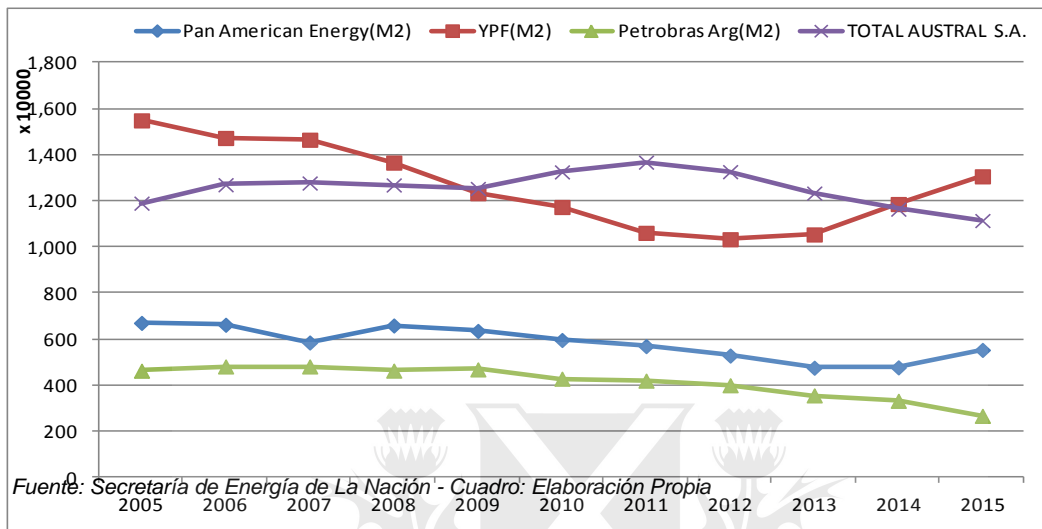
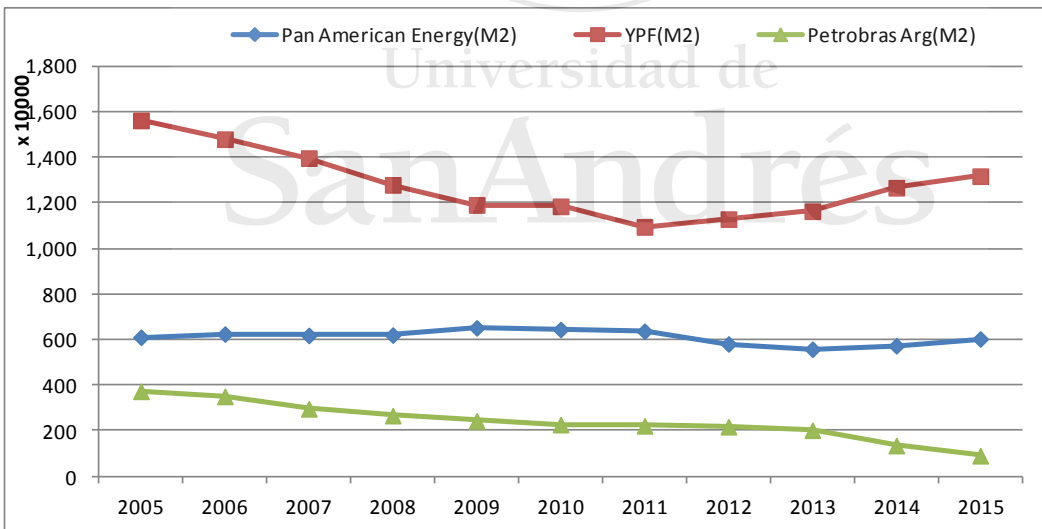
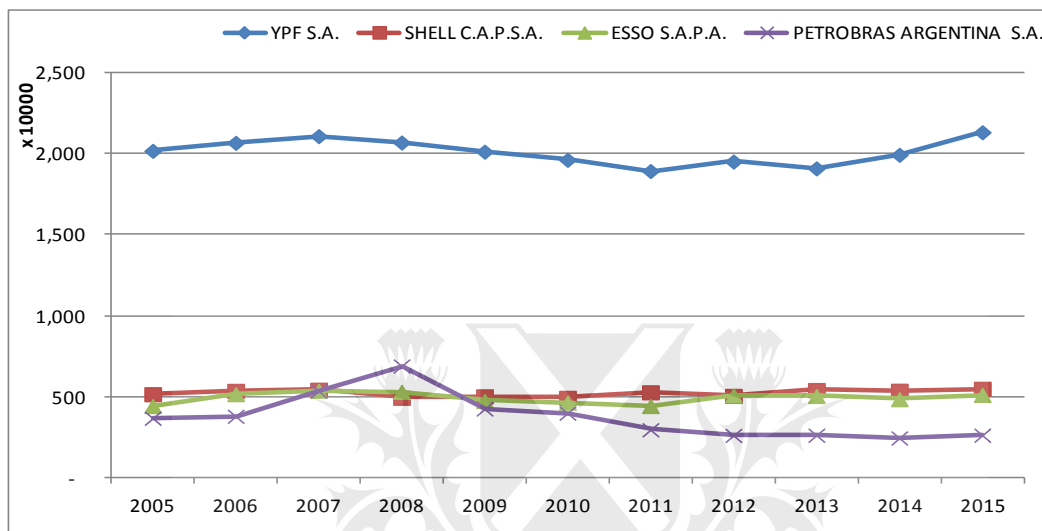


Gráfico #22: Principales competidores producción petróleo (MMboe)



Downstream:

Gráfico #23: Principales competidores producción productos secundarios (TEP)



Fuente: Secretaría de Energía de La Nación - Cuadro: Elaboración Propia

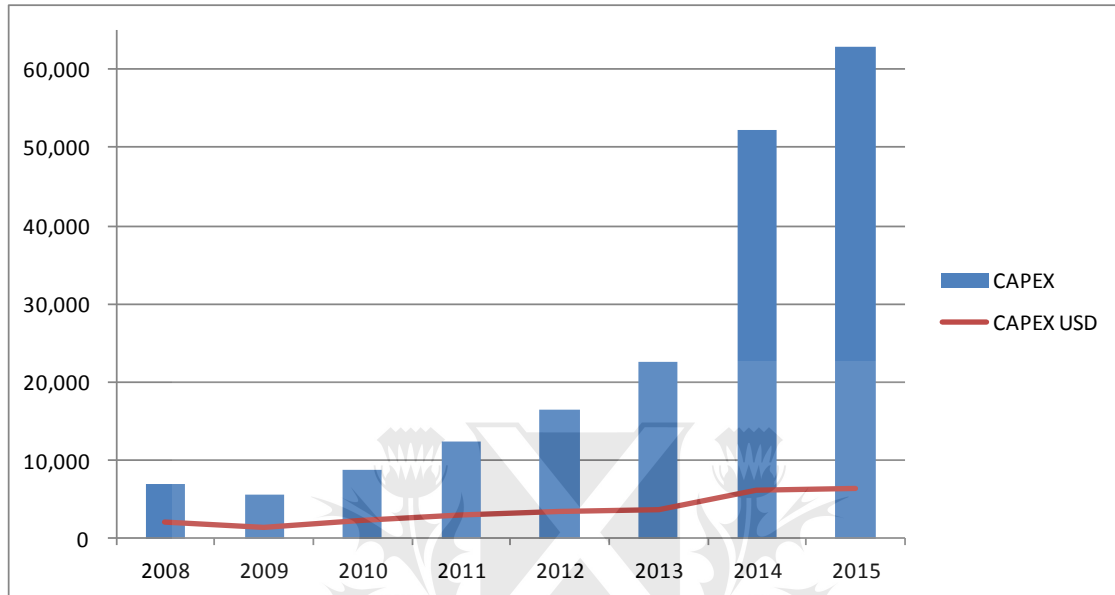
3.6 Inversiones

YPF ha aumentado su nivel de inversiones desde el 2009, tanto en pesos Argentinos (ARP) como dólares estadounidenses (USD). Desde el año 2012, con su nacionalización y la llegada de Miguel Galuccio, YPF ha aumentado el nivel de inversiones principalmente en el área de recursos no convencionales. La mayoría de estos proyectos son pruebas piloto que durarán hasta el 2020 aproximadamente y de concretarse exitosamente se requerirán aún más inversiones.

Desde 2008 hasta 2015 YPF, invirtió aproximadamente USD 28.000 millones de dólares principalmente en sus actividades de upstream y downstream.

Cabe destacar que de los USD 28.000 millones invertidos desde 2008 hasta 2015, USD 22.500 millones corresponden al periodo 2011/2015, siendo estos años los que concentran la mayor cantidad de inversiones de capital. Este nivel de inversiones es consistente con la mejora en los niveles de producción tanto de petróleo, Gas y actividades de refinación.

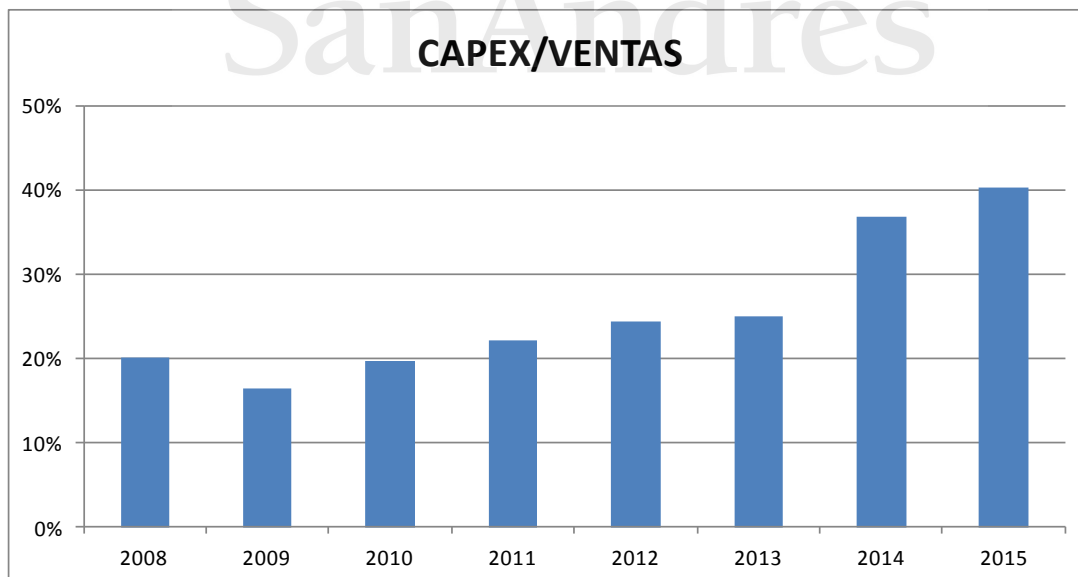
Gráfico #24: CAPEX en millones de ARP



Fuente: Balance consolidado al 31/12/2015 – Gráfico: Elaboración Propia

El margen CAPEX/Ventas muestra un nivel de inversiones estable hasta el año 2013. A partir del año 2014 y 2015 se puede ver un aumento en el orden del 12% al 15%. Se espera que esta tendencia de inversiones siga en los próximos años.

Gráfico #25: Margen Capex/ventas



Fuente: Balance consolidado al 31/12/2015 – Gráfico: Elaboración Propia.

Por último, YPF registró un aumento de sus reservas totales (comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas) desde 2013 a 2015, siendo al 31/12/2015 1.226 millones de barriles equivalentes de petróleo (547 millones de barriles de gas, 608 millones de barriles de petróleo y 71 millones de barriles de líquidos de gas natural).

3.7 Reservas

Según lo que se informa en los estados contables de la compañía, las reservas de petróleo y de gas en los campos de producción de Argentina están llegando a su madurez. Como consecuencia de esto, la producción tendrá a reducirse al disminuir las reservas. Como se muestra a continuación, la producción de YPF disminuyó aproximadamente un 8,7% en 2011 y un 0,6% en 2012 en término de boe/d. Como resultado de incrementos en el desarrollo de actividades y exploración en 2013 la producción aumento en un 1,7% con respecto al 2012. Durante 2014 y 2015 se han incrementado las reservas (un 11,9% en 2014 y 11,5% en 2015 ambos con respecto al año anterior).

Las reservas de gas y petróleo son estimadas usando información geológica e ingeniería para determinar con certeza razonable si el petróleo crudo o el gas natural son recuperables bajo las condiciones económicas y operativas existentes. La acumulación de reservas probadas estimadas depende de un gran número de factores, supuestos y variables.

Los años de reservas, estimados como la cantidad de años que se podrá seguir produciendo al nivel actual usando las mismas reservas, fueron en promedio de 5 años durante los últimos 10 años, muy por debajo de lo esperado por el mercado (que es de más de 10 años).

Cuadro #7: Reservas

Año	Reservas Comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas				Reservas Comprobadas Desarrolladas				Total Reservas Desarrolladas	Total Reservas No Desarrolladas	Total Reservas COND	Años de reservas
	Petróleo Crudo y Condensado	Líquidos de gas Natural	Gas natural		MMbbl	MMbbl	MMcf	MMboe				
2015	608	71	3.072.000	547	440	56	2.210.000	393	889	336	1.226	5,4
2014	601	73	3.016.000	538	447	53	2.267.000	405	905	307	1.212	5,9
2013	628	incluidos Oil	2.558.000	455	477	incluidos Oil	1.938.000	345	822	261	1.083	6,0
2012	590	incluidos Oil	2.222.000	397	454	incluidos Oil	1.846.000	330	784	203	987	5,5
2011	585	incluidos Oil	2.399.000	428	438	incluidos Oil	1.797.000	321	759	254	1.013	5,7
2010	532	incluidos Oil	2.581.000	460	404	incluidos Oil	1.948.000	347	751	241	992	5,1
2009	538	incluidos Oil	2.672.000	475	428	incluidos Oil	2.100.000	373	801	212	1.013	4,9
2008	580	incluidos Oil	3.099.000	551	451	incluidos Oil	2.219.000	396	847	284	1.131	5,1
2007	623	incluidos Oil	3.708.000	660	460	incluidos Oil	2.441.000	435	895	388	1.283	5,5
2006	680	incluidos Oil	4.015.000	716	521	incluidos Oil	2.571.000	458	979	417	1.396	5,9
2005	777	incluidos Oil	4.683.000	834	604	incluidos Oil	3.201.000	570	1.174	437	1.611	6,4

Fuente: Secretaría de energía. Cuadro: Elaboración propia

3.8 Situación financiera

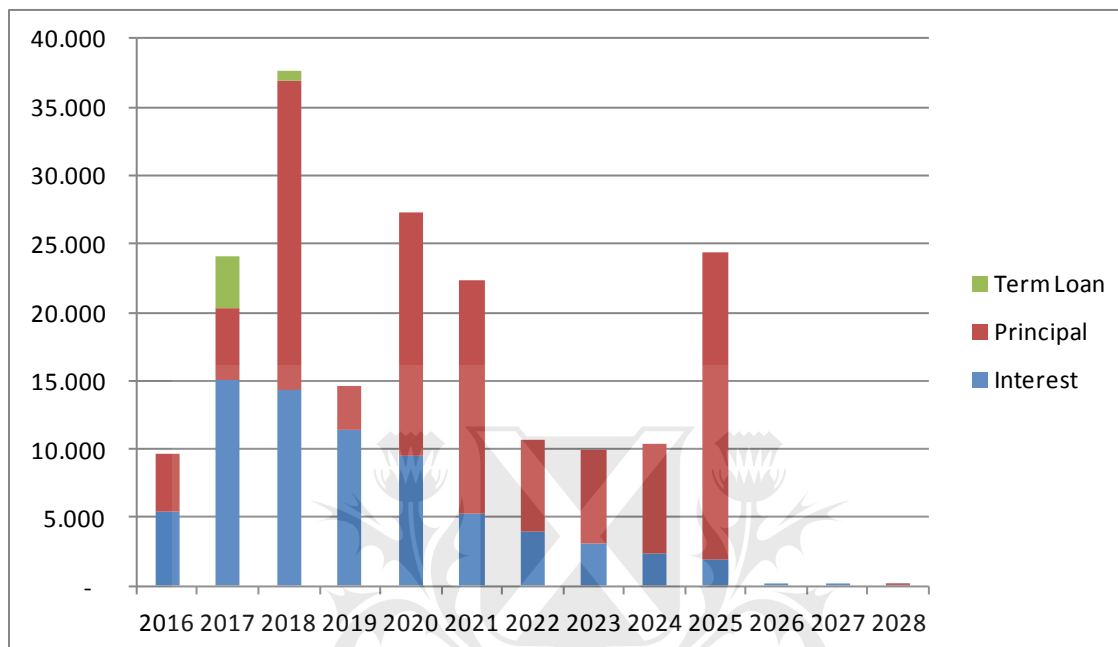
Endeudamiento

En 2013, YPF implementó un agresivo plan de inversiones con el objetivo de incrementar la exploración y los niveles de producción de petróleo y gas. No obstante la significativa mejora del flujo de caja operativo, parte de las inversiones de capital que fueron del orden de USD 6.400 millones para 2015, fueron financiadas con deuda incremental. Es por eso que se espera un ratio Deuda Neta/EBITDA promedio de 1,5x para los próximos años. La deuda financiera al 31/12/2015 de YPF está compuesta por:

2015 (millones ARP)	
Secured Debt	
Secured Bonds	1,256
Sr. Unsecured Debt	
Loan Rank Non-Disclosed	16,757
Senior unsecured Bonds	80,624
Senior Unsecured Loans	7,115
Subordinated Debt	
Subordinated Bond	-
Total	105,751
Market CAP	86,509

Los mayores vencimientos, tanto de intereses como de capital se van a dar en el año 2018. Abajo se muestran los vencimientos de la deuda para los próximos años. El 75% de la deuda de YPF esta denominada en dólares, lo que produce intereses positivos en los años en los que el peso se devalúa. Estos intereses son consolidados con los intereses a pagar en el estado de resultados.

Gráfico #26: Vencimiento de Deuda

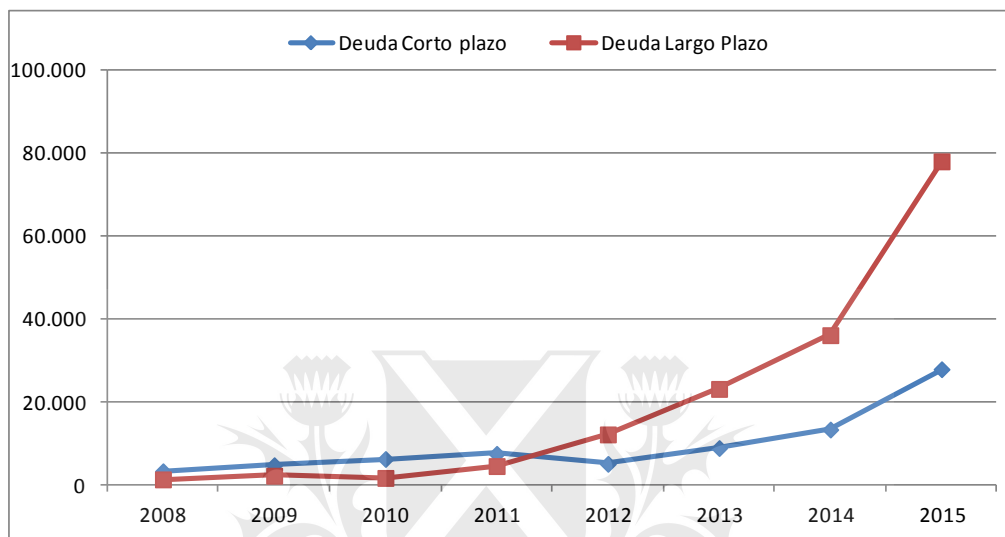


Fuente: Bloomberg – Gráfico: Elaboración Propia.

Gran parte del aumento del total de la deuda sobre el patrimonio se justifica por el aumento de deuda a largo plazo, siendo consistente con el aumento en las inversiones principalmente para exploración y producción.

SanAndrés

**Gráfico #27: Deuda financiera a corto plazo vs. largo plazo
(millones ARP)**



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Deuda Financier (MM ARP)	4,479	6,819	7,789	11,898	17,104	31,890	49,305	105,751
Intereses (MM ARP)	492	958	931	1,045	1,577	3,833	7,336	16,016
D/E	24%	39%	41%	51%	55%	66%	68%	88%
Deuda /EBITDA	0.4x	0.6x	0.5x	0.9x	1.1x	1.4x	1.2x	2.4x
EBITDA/INTERESES	23.3x	12.3x	15.8x	13.1x	10.3x	5.9x	5.5x	2.7x

Fuente: Balance consolidado al 31/12/2015 – Gráfico: Elaboración Propia

YPF ha aumentado su deuda a largo plazo en los últimos años, siendo al cierre de diciembre de 2015 2.4 veces el EBITDA. Este nivel de endeudamiento es consistente con la política de inversiones de capital que está llevando a cabo YPF para poder aumentar los niveles de producción y poder terminar con el desabastecimiento de energía que existe en Argentina.

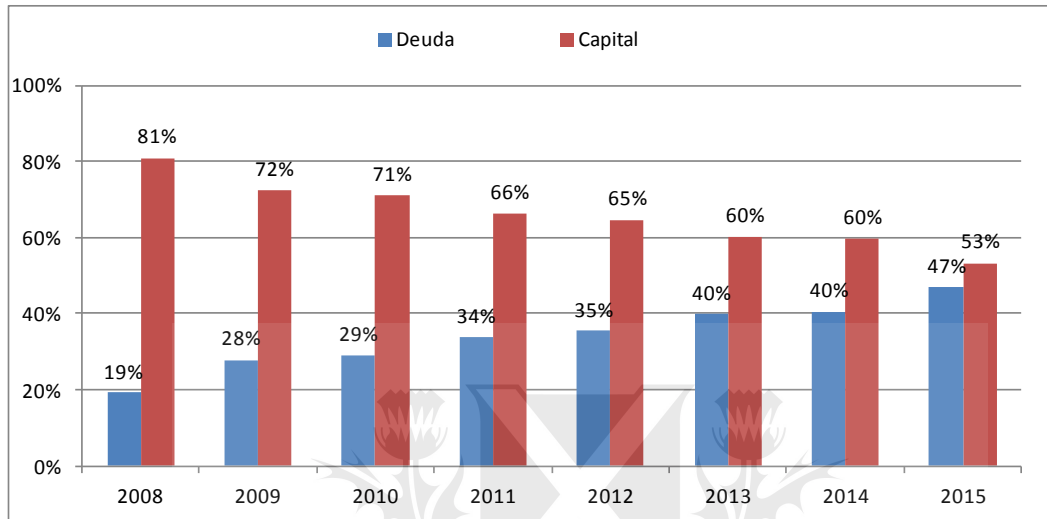
La clasificación crediticia otorgada por Fitch a la deuda de YPF al cierre de 2015 es de B con perspectiva estable. Se espera que debido al cambio político, la calidad crediticia mejore en los próximos años siendo indispensable para conseguir mejores tasas de financiamiento.

YPF posee una estructura de financiamiento basada principalmente en la emisión de bonos locales e internacionales, garantizados y no garantizados.

Por último, tal como se describe en el informe preparado por la agencia Fitch Ratings sobre su deuda, al 31/12/2015 YPF mantuvo un nivel de liquidez moderado, llegando a cubrir con sus activos más líquidos un 96% de su deuda a corto plazo. Se estima que el hecho de ser una empresa controlada por el gobierno se posiciona favorablemente para refinanciar sus préstamos bancarios de corto plazo.

Estructura de la deuda

Gráfico #28: Estructura de capital

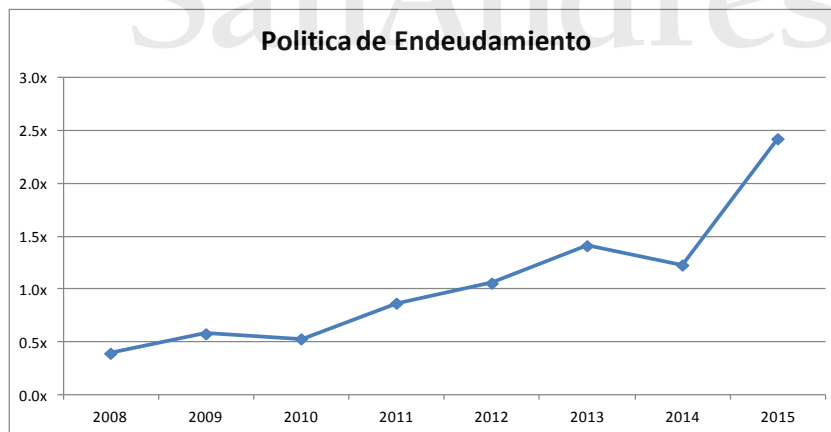


Fuente: Balances consolidados YPF – Gráfico: Elaboración Propia

Política de endeudamiento

A continuación se muestra la evolución del RATIO Deuda/Ebitda de la compañía. YPF ha aumentado su deuda para cubrir inversiones de capital. Se espera este ratio sea de en promedio de 1,6 veces el EBITDA en los próximos años.

Gráfico #29: Ratio Deuda/Ebitda



Fuente: Balances consolidados YPF – Gráfico: Elaboración Propia

Estado de resultados

Durante el año 2015 la compañía registró un flujo de fondos libre negativo de 39.200 millones de pesos, habiendo tenido una variación positiva del capital de trabajo por 4.700 millones de pesos e inversiones de capital por 67.000 millones de pesos y dividendos por 503 millones. El flujo de fondos negativo fue financiado principalmente con deuda a largo plazo.

Estado de Resultados	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos por ventas	34.875	34.320	44.162	56.211	67.174	90.113	141.942	156.136
Costos de Ventas	-24.013	-23.177	-29.899	-41.143	-50.267	-68.571	-104.492	-119.537
Resultado Bruto	10.862	11.143	14.263	15.068	16.907	21.542	37.450	36.599
Costo/Venta	-69%	-68%	-68%	-73%	-75%	-76%	-74%	-77%
EBITDA (MMARP)	11.440	11.831	14.748	13.733	16.184	22.593	40.147	43.596
EBIT (MMARP)	6.665	6.999	9.475	7.234	7.903	11.160	19.742	16.588
CAPEX	7.035	5.636	8.729	12.456	16.751	30.163	52.208	67.081
CAPEX/Ventas	20%	16%	20%	22%	25%	33%	37%	43%
Intereses	-467	-1.105	-455	352	662	3.188	2.330	12.475
Utilidad Neta	4.080	8.112	5.939	4.150	3.902	5.079	8.849	4.426
Tasa Impositiva	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%
Impuestos	-2.118	-2.174	-3.081	-3.436	-4.663	-9.269	-13.223	-24.637

Flujo de Caja	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Capital de Trabajo	-1.249	-2.524	-2.637	198	-745	-3.489	-1.936	-20.803
Δ Capital de Trabajo		-1.275	-113	2.835	-943	-2.744	1.553	-18.867
Amortizaciones y depreciaciones	4.775	4.832	5.273	6.499	8.281	11.433	20.405	27.008
Flujo de Fondos Libres	n/a	3.751	49	-3.399	3.527	1.609	-27.503	-39.202
Dividendos	-9.287	-4.897	-4.444	-5.565	-303	-326	-464	-503

Estado situación patrimonial

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Estado Situación Patrimonial								
Caja e inversiones	1,216	2,145	2,527	765	4,747	10,713	9,758	16,191
Activos Corrientes	8,012	8,387	10,276	11,310	13,601	23,801	32,342	60,782
Bienes de uso	28,028	27,993	31,567	43,064	56,971	93,496	156,930	270,905
Intangibles	6	12	10	1,129	1,492	2,446	4,393	7,279
Acivos no Corrientes	1,156	1,210	2,209	3,592	3,138	5,139	5,131	8,296
Total Activos	38,418	39,747	46,589	59,860	79,950	135,595	208,556	363,454
Deuda Financiera Corriente								
Deuda Financiera No corriente	3,219	4,679	6,176	7,428	5,004	8,814	13,275	27,817
Deuda Financiera Total	1,260	2,140	1,613	4,470	12,100	23,076	36,030	77,934
Deuda Financiera Neta	4,479	6,819	7,789	11,898	17,104	31,890	49,305	105,751
Deuda Financiera Neta	3,263	4,674	5,262	11,133	12,357	21,177	39,547	89,560
Pasivo total	19,445	22,046	27,549	36,440	48,689	87,355	135,773	242,992
Patrimonio Neto	18,973	17,701	19,040	23,420	31,260	48,240	72,781	120,462
Coberura								
Intereses	492	958	931	1,045	1,577	3,833	7,336	16,016
EBITDA/Intereses	23.3x	12.3x	15.8x	13.1x	10.3x	5.9x	5.5x	2.7x
(EBITDA-CAPEX)/Intereses	9.0x	6.5x	6.5x	1.2x	-0.4x	-2.0x	-1.6x	-1.5x
Endeudamiento								
Deuda/EBITDA	0.4x	0.6x	0.5x	0.9x	1.1x	1.4x	1.2x	2.4x
Interes/Deuda	11.0%	14.0%	12.0%	8.8%	9.2%	12.0%	14.9%	15.1%
Deuda Financiera Neta/Capitalización total	5.2%	7.3%	6.7%	16.9%	31.7%	18.3%	31.9%	103.5%
Liquidez								
Liq. Corriente	66.8%	66.5%	60.1%	55.4%	65.0%	72.5%	60.6%	76.2%
Caja e inv. corrientes/Deuda Corriente	15.2%	25.6%	24.6%	6.8%	34.9%	45.0%	30.2%	26.6%
Rentabilidad								
Margen Operativo %	11.7%	23.6%	13.4%	7.4%	5.8%	5.6%	6.2%	2.8%
ROE	21.5%	45.8%	31.2%	17.7%	12.5%	10.5%	12.2%	3.7%
ROA	10.6%	20.4%	12.7%	6.9%	4.9%	3.7%	4.2%	1.2%

4. Análisis del mercado local

YPF es una compañía cuyas actividades están fuertemente afectadas por el contexto político y económico argentino local. Esto se debe, principalmente, a que el Estado es accionista mayoritario y que el 96% de sus actividades se concentran en dicho mercado.

Argentina se caracteriza por ser una economía emergente con alta volatilidad. Atrazo cambiario, altos niveles de inflación, baja credibilidad en mercados internacionales son algunos de los factores macroeconómicos que vienen afectando a esta economía en la última década.

En su estructura productiva se destaca principalmente la elaboración de alimentos agropecuarios (granos y soja principalmente) y la cadena de petróleo (gas natural y productos petroquímicos). En los próximos años se espera que productos de generación de energía (shale oil & gas) se sumen a esta lista.

Actualmente el mayor aporte del PBI está dado por actividades secundarias (Industria Manufacturera, Automotriz y Construcción).¹⁰

Los principales socios comerciales de Argentina son China y Brasil tanto para importaciones como exportaciones. Se espera que en los próximos años, debido al reciente cambio de gobierno el número de socios comerciales/estratégicos aumente.

Actualmente YPF tiene posesión de 142 permisos de exploración y producción en Argentina, operando directamente 100 de estos que están compuestos por: i) 42 permisos de exploración y ii) 58 concesiones de producción. Se destacan¹¹:

- Permisos de exploración: A diciembre de 2013, YPF mantiene 52 permisos de exploración en Argentina, 48 de estos son dentro de la superficie terrestre (onshore) y 4 fuera (offshore). Con respecto a los permisos onshore, YPF posee el 100% de la propiedad de los mismos, con un interés de participación que ronda entre el 45% y 90%. Además, posee el 100% de la propiedad de solo un permiso offshore, cuyo interés de participación es aproximadamente entre un 30% y 35%.
- Concesiones de producción: A diciembre de 2013, posee 90 concesiones de producción en Argentina de las cuales tiene un interés de participación del 100% en 50 de ellas. El interés de participación de las 40 restantes varía entre un 12,2% y un 98%.
- Adicionalmente YPF posee 23 plantas de tratamiento de petróleo crudo y 5 plantas de bombeo en donde el petróleo es procesado y almacenado. El propósito principal de estas plantas es recibir y tratar el petróleo en distintos campos previo al envío a las refinerías o comercialización a terceras partes¹².

En la tabla que se muestra a continuación se puede observar cierta información con respecto al interés neto de desarrollo en los principales campos de explotación en Argentina a diciembre de 2013. Como se podrá observar, la mayoría de estos ya se encuentran en una etapa madura.

¹⁰ Informe Raymond James, Actualidad económica Local - 2014

¹¹ Información tomada de Balance consolidados YPF al 31/12/2014

¹² Según estados financieros al 31/12/2014

Cuadro#8: Desarrollo de áreas por producto

Working Interest in YPF principal Oil & GAS fields								
Areas	Interes %	Produccion 2013		Reservas provadas a Dic 2013			Localización	Desarrollo del Area
		oil (mmbbl)	Gas (mmcf)	Oil (mmbbl)	Gas (mmcf)	BOE(mmboe)		
Loma La Lata Central	100%	7.520	95.907	40.909	732.405	171.347	Neuquina	Mature Field
Magallanes	88%	884	14.165	16.462	298.732	69.664	Austral	Mature Field
Los Perales	100%	5.625	12.730	56.071	64.483	67.555	Golfo San Jorge	Mature Field
Aguada Toledo - Sierra Barrosa	100%	2.218	30.716	14.000	220.502	53.270	Neuquina	Mature Field
Seco León	100%	4.244	4.185	43.976	22.544	47.991	Golfo San Jorge	Mature Field
El Portón	100%	2.710	24.536	17.183	132.908	40.853	Neuquina	Mature Field
Chihuido Cierra Negra	100%	5.160	1.437	33.780	8.751	35.339	Neuquina	Mature Field
San Roque	34%	2.118	29.433	8.812	130.601	32.071	Neuquina	Mature Field
Barranca Baya	100%	4.862	1.020	30.043	5.528	31.027	Golfo San Jorge	Mature Field
Manantiales Behr	100%	6.911	5.029	27.055	15.247	29.770	Golfo San Jorge	Mature Field
Puesto Hernandez	89%	2.384	0	26.792	0	26.792	Neuquina	Mature Field
Acambuco	23%	274	11.421	1.997	124.403	24.152	Noroeste	Mature Field
Loma La Lata Norte	75%	3.558	13.618	9.686	72.692	22.632	Neuquina	Mature/New Field
Vizcacheras	100%	3.056	300	21.428	2.398	21.855	Cuyana	Mature Field
Chihuido La Salina	100%	3.890	29.952	10.684	62.089	21.742	Neuquina	Mature Field
Lomas del Cuy	100%	2.477	1.351	19.133	9.077	20.749	Golfo San Jorge	Mature Field
El Trébol	100%	2.086	467	19.606	2.788	20.102	Golfo San Jorge	Mature Field
Rincón del Mangrullo	100%	4	296	5.795	73.960	18.967	Neuquina	New Field
CNQ 7A	50%	4.591	1.408	17.423	682	17.544	Neuquina	Mature Field
La Ventana Central	91%	1.339	174	16.669	2.544	17.122	Cuyana	Mature Field
Tierra del Fuego	30%	587	11.709	3.133	76.916	16.831	Austral	Mature Field
Aguada Pichana	27%	1.509	26.952	4.263	70.380	16.798	Neuquina	Mature Field
Desfiladero Bayo	100%	2.537	187	16.572	1.127	16.773	Neuquina	Mature Field
Aguarague	53%	282	7.552	2.467	79.703	16.661	Noroeste	Mature Field
Canadón Yatel	100%	1.662	8.163	7.909	41.272	15.259	Golfo San Jorge	Mature Field

Fuente: Información obtenida en balance consolidado de la compañía al 31/12/2013

Cuadro#9: Base productiva geográfica Argentina

YPF posee concesiones en 91 áreas de las cuencas más productivas argentinas

YPF posee 21 bloques exploratorios onshore y offshore en el país



Fuente: Presentación institucional YPF- Diciembre 2013.

5. Desempeño operativo

Se espera una gradual mejora operativa en las actividades de YPF a medida que avance el plan de inversiones propuesto por la compañía. Las mejores perspectivas del país favorecen a un escenario más estable y competitivo para los próximos años.

La baja histórica en sus reservas de hidrocarburos, reflejadas en promedio de 5.5 años de reservas, (significativamente por debajo del nivel óptimo de más de 10 años para la industria)¹³ resultó en débiles medidas operativas.

Por el contrario, el índice de reservas de producción ha mostrado significativas mejoras desde el año 2013 (durante ese año fue de 158%), siendo durante el 2015 del 107%. Este índice mide el nivel de reservas que la empresa ha incorporado con respecto a la producción.

Además, cabe destacar que en los últimos años el desarrollo de energías no convencionales ha tomado mayor participación en el desarrollo operativo de la compañía. En 2015, de los 934 pozos que se perforaron 250 corresponden a pozos no convencionales. Se espera que este número siga aumentando en los próximos años, representando esta actividad aproximadamente 40% de total de los ingresos de YPF.

Con respecto a la capacidad de YPF en el segmento de refinación, es importante destacar que posee más del 50% de la capacidad de refinación en el país (siendo utilizada casi en su totalidad/máxima capacidad). La participación en el mercado de la gasolina y diesel fue superior a 55% en los últimos años.

Los indicadores de liquidez de la compañía para el ejercicio 2015 muestran ciertos deterioros con respecto a otros años, no pudiendo cubrir sus pasivos de corto plazo con sus activos de corto plazo. Esto generó mayores necesidades de capital para el periodo antes mencionado, debiendo ser compensadas con deuda a corto plazo principalmente. YPF, para poder abastecer el mercado interno, va a necesitar seguir aumentando su producción, debiendo mantener niveles adecuados de inversiones.

Durante el 2015, la generación de caja fue de 41.404 millones de pesos, un 10,3% menor a la del año anterior. Esta disminución de 4.750 millones se produjo debido a un aumento en el capital de trabajo en el presente año y a un mayor pago por impuesto a las ganancias. Los principales rubros que contribuyen a dicho aumento se relacionan con el devengamiento de ingresos pendientes de cobro.¹⁴

Al 31 de diciembre de 2015, los indicadores de rentabilidad muestran un deterioro en relación a los del último ejercicio anual como consecuencia de mayores costos de venta en los últimos doce meses y mayor endeudamiento (principalmente para financiar CAPEX).

¹³ De acuerdo a lo que se estipula en reporte de riesgo crediticio agencia Fitch a Diciembre 2015.

¹⁴ Según lo informado en los estados financieros consolidados al cierre de 2015.

6. Perspectivas futuras

Para poder cumplir con su objetivo y lograr abastecer el mercado energético local (aumentando la producción en un 2% anual promedio durante los próximos años) se espera que el nivel de endeudamiento a largo plazo siga siendo alto principalmente para poder financiar las inversiones de capital.

En términos operativos, se espera aumento del EBITDA principalmente por la disminución de los costos relacionados a las importaciones y aumento en los precios de ventas de productos downstream. A raíz de esto, se espera que el aumento de la deuda a largo plazo genere un aumento constante en los intereses, generando un ratio EBITDA/INTERESES del torno al 6,4x en promedio para los próximos años.

YPF ha mantenido un nivel de costos sobre ventas constante a lo largo de los últimos años, el cual se espera que se mantenga en el rango del 75,2% (promedio últimos 5 años).

Con respecto a las amortizaciones, en los últimos 3 años representaron en promedio un 16% de las ventas. Como se espera se mantenga el nivel de inversiones, aumento de producción e incremento de reservas en forma constante para los próximos años se considerará que estas van a mantener la misma proporción sobre las ventas.

Finalmente, se esperan mejoras operativas en el manejo de caja, equilibrando los niveles de caja en 2016 en niveles de 10.000 millones de pesos, variando principalmente según proyecciones de inflación.

7. Valuación

Para determinar el valor de la compañía, se utilizará el método tradicional de flujos de caja descontados (DCF: Discounted Cash Flow) y luego se hará una valuación por múltiplos. Estos valores serán comparados con el valor el mercado de la compañía.

El DCF es un método de valuación muy utilizado en el mercado para estimar el potencial atractivo de una oportunidad de inversión. En el paper "Introduction to Valuation in Emerging Markets" de Robert F. Brunera, Robert M. Conroya, Javier Estradab, Mark Kritzmanc, Wei Li; los autores mencionan los resultados sobre una encuesta sobre las prácticas de valuación sobre una serie de inversores corporativos en Argentinas. La encuesta dio como resultado que más del 89% de las empresas argentinas dedicadas a hacer valuaciones utilizan el método de flujo de fondos descontados.

Tal como explica el autor Pablo Fernandez en el paper "Discounted cash flow valuation methods: Examples of perpetuities, constant growth and general case", hay diferentes conceptos de flujo de fondos que se pueden utilizar para la valuación de compañías: Equity Cash Flow (ECF), Free Cash Flow (FCF o FFL) y Capital Cash Flow (CCF). El cálculo de la tasa de descuento apropiada a utilizar va a variar de acuerdo al método utilizado. En nuestro caso, se utilizará el Flujo de Fondos libres descontado al costo promedio ponderado de la deuda de la compañía.

Para obtener el Flujo de Fondos Libres (FFL) se considera que la empresa no tiene deuda financiera. Se proyectará inicialmente los flujos de fondos del negocio y recién luego se analizará el impacto de las decisiones de financiamiento. Estos flujos deberán ser consistentes con los retornos esperados de la compañía.

El flujo de caja descontada, se obtiene a partir de la caja generada por las operaciones de la empresa, después de impuestos, sin tomar en consideración la deuda financiera.

La fórmula utilizada para el cálculo de los flujos de fondos libre (FFL) es:



Dado la complejidad a la hora de evaluar los supuestos para hacer las proyecciones y las variables macroeconómicas que influyen constantemente a los drivers de valor, se consideró que es necesario proyectar los flujos en un plazo no menor a diez años (n=9) más un término adicional denominado “valor terminal”. Para calcular el valor terminal se estima una tasa de crecimiento constante del 2.17%. El método a utilizar para el calcular la tasa de descuento de los flujos de fondos libres es el WACC o costo promedio ponderado de la deuda:

$$K_{WACC} = \frac{D}{D + E} \times k_D \times (1 - t) + \frac{E}{D + E} \times k_E$$

A continuación se mencionan algunas de las características más relevantes que hay que tener en cuenta a la hora de aplicar este modelo (descuento de flujos por WACC):

- WACC asume que todo el momento durante la vida de la empresa existen ahorros impositivos.
- WACC supone una estructura de capital constante.
- WACC utiliza diferentes costos de capital para empresas que operan en negocios similares pero con diferentes estructuras de capital.

7.1. Drivers

7.1.1 Ventas

Para poder llevar a cabo la valuación es indispensable poder hacer una proyección de las ventas para los próximos 9 años. Para esto es necesario poder proyectar i) el aumento de producción tanto en el sector upstream (dentro de este la producción de gas y petróleo) como downstream y ii) el precio intersegmento de venta de los productos para upstream y precio de mercado local de los productos de downstream.

El precio de mercado local de los productos downstream son los que me van a dar el valor final de las ventas, ya que se considerará que el 100% de la producción primaria se vende intersegmento.

Upstream

Con respecto a la producción de gas y petróleo, se estima que al nivel de inversiones previamente explicado, la misma podrán crecer en promedio al 2,1% anual (0,6% petróleo y 1,5% gas). Esto es consistente con el crecimiento que tuvo la producción en los últimos años).

Upstream	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Crudo Procesado	109,082,440	110,718,677	112,379,457	114,065,149	115,776,126	117,512,768	119,275,459	121,064,591	122,880,560	124,723,768
Precio Venta Promedio Barril	\$ 621	\$ 683	\$ 751	\$ 826	\$ 909	\$ 954	\$ 1,002	\$ 1,052	\$ 1,105	\$ 1,160
Total ventas Petroleo ARP	\$ 67,715,106,279	\$ 75,603,916,160	\$ 84,411,772,393	\$ 94,245,743,877	\$ 105,225,373,038	\$ 112,143,941,316	\$ 119,517,405,457	\$ 127,375,674,866	\$ 135,750,625,488	\$ 144,676,229,114
Ventas Gas Natural (Mcf)	569,400,000,000	577,941,000,000	586,610,115,000	595,409,266,725	604,340,405,726	613,405,511,812	622,606,594,489	631,945,693,406	641,424,878,807	651,046,251,989
Precio Venta Promedio (ARP)	\$ 0.02	\$ 0.02	\$ 0.03	\$ 0.03	\$ 0.03	\$ 0.03	\$ 0.04	\$ 0.04	\$ 0.04	\$ 0.04
Total Ventas Gas Natural	\$ 12,571,893,721	\$ 14,036,519,340	\$ 15,671,773,843	\$ 17,497,535,495	\$ 19,535,998,381	\$ 20,820,490,274	\$ 22,189,437,510	\$ 23,648,393,026	\$ 25,203,274,867	\$ 26,860,390,190
Ingresos sector (ARP)	\$ 80,287,000,000	\$ 89,640,435,500	\$ 100,083,546,236	\$ 111,743,279,372	\$ 124,761,371,419	\$ 132,964,431,590	\$ 141,706,842,967	\$ 151,024,067,892	\$ 160,953,930,356	\$ 171,536,619,304

Downstream

La evolución en la producción secundaria va a estar relacionada principalmente con el aumento de la producción primaria, por lo que el crecimiento de los productos que componen esta categoría va a ser consistente con el aumento de la producción primaria.

Ingresos por ventas	2015			2016			2017			2018			2019		
	Unidades	PPU	Total en ARP	Unidades	PPU	Total en ARP	Unidades	PPU	Total en ARP	Unidades	PPU	Total en ARP	Unidades	PPU	Total en ARP
Natural Gas (MMcm)	12.365	1.620	20.031.300.000	12.620	2.043	25.787.261.132	12.880	2.963	38.161.551.835	13.145	3.737	49.127.211.034	13.415	4.108	55.112.239.097
Diesel fuel(cm)	8.134.000	6.912	56.222.208.000	8.301.508	9.676.800	80.332.029.631	8.472.465	14.031.360	118.880.205.892	8.646.943	18.241	157.726.878.128	8.825.014	24.625.037	217.316.290.160
Gasoline(cm)	4.894.000	6.867	33.607.098.000	4.994.785	9.613.800	48.018.861.023	5.097.645	13.940.010	71.061.220.678	5.202.623	20.213.015	105.160.700.954	5.309.764	27.287.570	144.890.545.436
Fuel Oil (tn)	1.387.000	5.095	7.066.765.000	1.415.563	6.426.692	9.097.388.308	1.444.715	8.106.451	11.711.507.886	1.474.466	10.225.252	15.076.790.429	1.504.831	11.239.504	16.913.552.824
Petrochemical (tn)	587.000	5.620	3.298.940.000	599.088	7.088.912	4.246.884.987	611.426	8.941.757	5.467.220.408	624.017	11.278.884	7.038.217.206	636.868	12.397.648	7.895.663.143
Other			20.341.044.316			26.443.357.610			38.342.868.535			42.146.133.650			46.326.648.202
Domestic Market			140.567.355.316			193.925.782.692			283.624.575.234			376.275.931.400			488.454.938.863
Export			15.568.644.684			20.239.238.090			27.322.971.421			35.519.862.847			37.295.855.990
Ingresos Ordinarios			156.136.000.000			214.165.020.782			310.947.546.655			411.795.794.248			525.750.794.852

Unidades	2020			2021			2022			2023			2024		
	PPU	Total en ARP	Unidades	PPU	Total en ARP	Unidades	PPU	Total en ARP	Unidades	PPU	Total en ARP	Unidades	PPU	Total en ARP	
13.692	4.516	61.826.406.066	13.974	4.964	69.358.540.856	14.261	5.456	77.808.294.154	14.555	5.997	87.287.456.807	14.855	7.564	112.369.364.058	
9.006.752	33.243.800	299.418.656.665	9.192.233	41.554.750	381.980.925.952	9.381.533	45.676.604	428.516.573.170	9.574.732	52.528.095	502.942.423.463	9.771.909	60.407.309	590.294.745.072	
5.419.110	36.838.219	199.630.374.907	5.530.709	40.492.236	223.950.774.355	5.644.606	50.615.296	285.703.386.384	5.760.848	55.635.874	320.509.815.435	5.879.484	61.154.449	359.556.612.506	
1.535.821	12.354.361	18.974.082.746	1.567.449	13.579.802	21.285.641.153	1.599.728	14.926.795	23.878.810.132	1.632.672	16.407.398	26.787.897.494	1.666.294	18.034.863	30.051.390.676	
649.983	13.627.382	8.857.569.274	663.369	14.979.095	9.936.661.687	677.030	16.464.885	11.147.216.852	690.972	18.098.052	12.505.250.501	705.202	19.893.215	14.028.729.519	
		50.921.831.915			55.972.816.213			61.524.812.384			67.627.516.267			74.335.553.074	
		639.628.921.573			762.485.360.217			888.579.093.077			1.017.660.359.966			1.180.636.394.905	
		39.160.648.789			41.118.681.229			43.174.615.290			45.333.346.055			47.600.013.357	
		678.789.570.362			803.604.041.446			931.753.708.367			1.062.993.706.021			1.228.236.408.262	

Estas proyecciones se hicieron considerando los siguientes drivers:

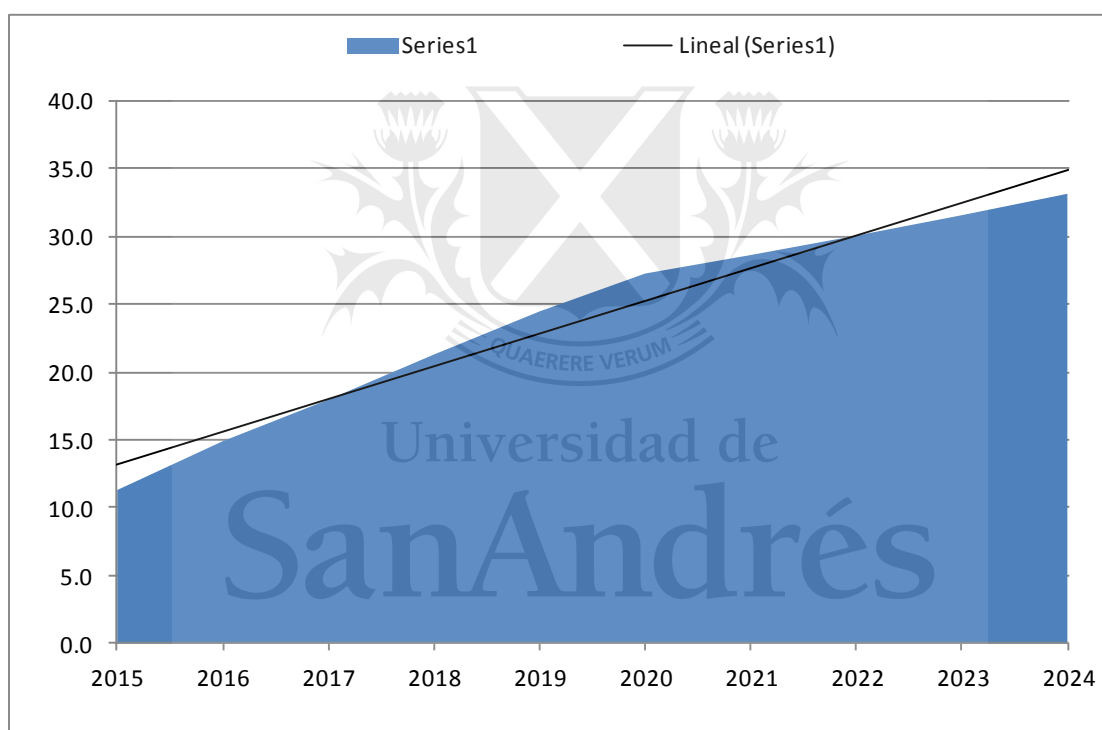
- Evolución del tipo de cambio e inflación en Argentina para los próximos 9 años. Estas cifras fueron obtenidas a partir del informe de Latin Focus hasta el año 2020. A partir del año 2020 se proyecta una evolución constante de la inflación del 5%. A partir del 2020, se espera que el TC siga evolución de inflación a partir del mismo año.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Inflación País*	26,9%	31,8%	20,5%	18,5%	14,9%	11,4%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Tipo de cambio*	14,5	16,5	17,5	18,0	18,9	19,5	20,5	21,5	22,6	23,7

*Proyecciones de inflación y tipo de cambio obtenidos a partir de informe Latin Focus - Economic Indicators 2011- 2020 publicado en Marzo 2016.

Con respecto a la evolución de los precios de los productos downstream, se considera la evolución del promedio de los precios de Gas Oil, (grado 1, 2,3) GNC, Nafta (Premium y súper):

Gráfico #30: Variación precio productos secundarios



Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Promedio precios productos secundarios (ARP)	11,3	14,9	18,0	21,3	24,5	27,3	28,6	30,1	31,6	33,2

Fuente: Elaboración propia

Las proyecciones mencionadas anteriormente corresponden a un escenario base. A continuación se presentan dos nuevos escenarios considerando dos variables: incremento de la producción y aumento del precio de venta de combustibles:

- Escenario Optimista: El precio promedio de venta de los productos downstream aumenta 5% sobre el escenario base. La producción promedio será del 2,7% anual (vs 2.1% del escenario base)
- Escenario Pesimista: El precio promedio de venta de los productos downstream será del -5% sobre el escenario base. La producción promedio será del 1,5% anual (vs 2.1% del escenario base)

7.1.2 Costos

Dentro de la estructura de costos se incluye:

1. Costos de adquisición (neto de descuentos, devoluciones y similares), transformación, así como otros costos en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones para ser comercializados. Bienes de cambio (se valúan por el menor valor entre el costo y el valor neto de realización)
2. Costos de adquisición de propiedades en áreas de producción y exploración tanto de petróleo como gas.
3. Costos de equipamiento de pozos exploratorios que resultan descubridores de reservas económicamente explotables.
4. Costos de perforación.
5. Potenciales costos que puede llegar a incurrir la compañía como consecuencia de abandono de pozos futuros.
6. Sueldos y jornales.
7. Costos de adquisición de los activos financieros (que mantenidos a valor razonable con cambios en resultados se imputan al estado de resultados).
8. Importaciones.

Los costos de exploración (gastos de geología y geofísica, costos asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y otros costos relacionados con la actividad de exploración) excluyendo los costos de perforación de los pozos exploratorios, se imputan a resultados en el momento en que se incurren.

Los costos activados relacionados con áreas con reservas no probadas son examinados periódicamente por la Gerencia para asegurar que el valor registrado sea recuperable.

Habiendo dicho esto, el costo de las ventas; gastos administrativos; resultados financieros; la amortización de bienes de uso, etc. se proyectaron considerando su proporción con respecto a las ventas, tomando como base el Estado de Resultados de los ejercicios 2014/2015.

Cabe destacar que la inflación se consideró dentro del costo. Se tomó como supuesto un 25 % que es el ajuste salarial en promedio de los últimos años.

7.1.3 CAPEX

Según lo presentado en su informe anual a los accionistas en 2013, la estrategia de YPF con respecto a inversiones de capital para 2013 a 2018 consiste en desembolsos de USD 37.200 millones y USD 27.900 millones a partir del 2019 hasta el 2024. La compañía estima que el 70% de las inversiones de los primeros 5 años se podrán cubrir con la generación de flujos, el 18% con financiamiento externo (emisiones de bonos) y el 12% restante a través de convenios privados con compañías extranjeras. Debido a la variación en el tipo de cambio, condiciones de financiación internas y externas a Argentina y cambios recientes en el management de la compañía, se espera que las inversiones de capital proyectadas sufran algunas modificaciones siendo:

- Inversiones CAPEX 2013 a 2018: USD 25.320
- Inversiones de CAPEX 2019 a 2024: USD 18.000

Se estima que a este nivel de inversiones la empresa pueda aumentar su producción, tanto de gas como petróleo, en promedio a razón de 2,1% anual.

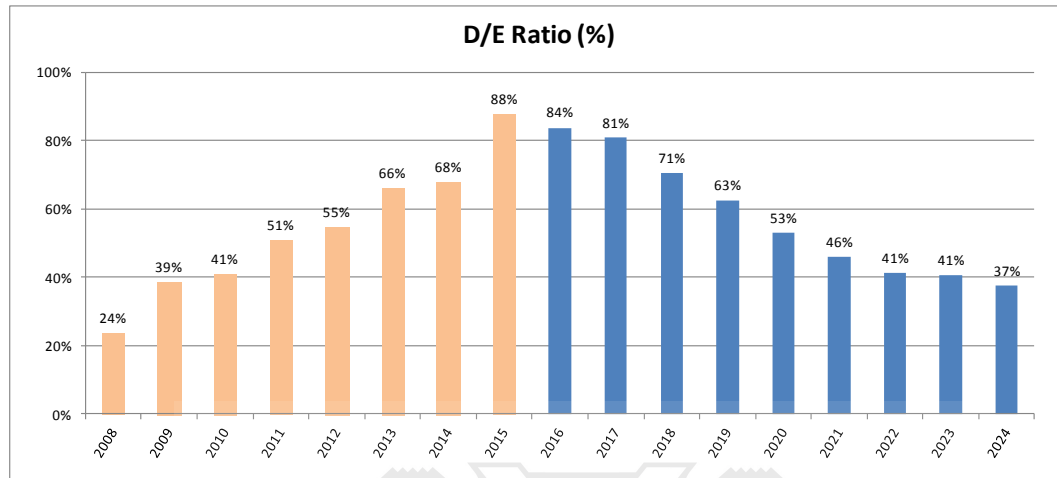
7.1.4 Deuda

La deuda de YPF se va a proyectar considerando:

- Evolución de acuerdo a necesidades financieras considerado flujos de fondos libres de la empresa, inversiones, amortización de deuda e intereses.
- Se proyecta que YPF va a necesitar emitir deuda por USD 1.500 millones en 2016, USD 1.500 en 2017 y USD 1.000 en 2018 (a una tasa que va a ir entre el 7 y 8,5 anual, con vencimiento a 10 años)
- Ajuste de tipo de cambio, ya que más del 75% de la deuda esta denominada en dólares.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Secured Debt										
Secured Bonds	1.256	1.531	1.733	1.899	1.976	1.941	1.911	2.137	2.121	2.162
Sr. Unsecured Debt										
Loan Rank Non-Disclosed	16.757	20.432	23.134	25.350	26.368	25.898	25.497	28.525	28.309	28.849
Senior unsecured Bonds	80.624	98.306	111.307	121.967	126.864	124.605	122.676	137.246	136.205	138.801
Senior Unsecured Loans	7.115	8.676	9.823	10.764	11.196	10.997	10.826	12.112	12.020	12.249
Subordinated Debt										
Subordinated Bond	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	105.751	128.945	145.998	159.979	166.403	163.440	160.910	180.021	178.655	182.060
Market CAP	86.509	105.483	119.433	130.870	136.126	133.701	131.631	147.265	146.148	148.934

Gráfico #31: Ratio Deuda/Patrimonio



Fuente: Histórico: Balance consolidados. Proyecciones: Elaboración Propia

7.2 Tasas de descuento

Tal como se mencionó anteriormente, la tasa de descuento a utilizar a la hora de descontar los flujos libres va a ser calculada a partir del WACC (o costo promedio ponderado del capital). A través de este mecanismo se busca ponderar los costos de las distintas fuentes de capital utilizadas por la compañía. Es importante destacar que los flujos calculados van a ser financiados tanto con capital propio con capital privado (terceros).

La información para obtener el WACC proviene principalmente de los estados financieros de YPF y el mercado. La fórmula es la siguiente:

$$K_{WACC} = \frac{D}{D + E} \times k_D \times (1 - t) + \frac{E}{D + E} \times k_E$$

En donde:

D: valor de mercado de la deuda financiera.

E: valor de mercado del capital accionario.

k_D : rentabilidad esperada de la deuda.

k_E : rentabilidad esperada del accionista.

t : tasa de impuesto a las ganancias.

Una de las principales características del WACC es que la rentabilidad esperada de los acreedores (k_D) se reduce a los efectos de considerar el efecto impositivo del endeudamiento. Además, a medida que cambia la estructura de capital de la empresa (es decir la relación entre D y E), cambia el WACC (suponiendo una estructura de capital constante).

Calculo del WACC

D (en millones de ARP)=	105,751.0
E (en millones de ARP)=	120,461.5
Kd=	29.01%
Ke=	47.05%
1-t=	65%

WACC= 33.87%

7.2.1 Costo del equity (Ke)

Como parte del proceso para calcular el WACC, es indispensable llegar al costo del equity de la compañía (o Ke). A efectos de calcular el Ke se utilizará el modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model). Este modelo se va a regir por los siguientes supuestos:

- Costos de transacción inexistentes
- Acceso a la información sin restricciones por parte de todos los participantes del mercado
- Existencia de un activo libre de riesgo (en nuestro caso, bono emitidos por gobiernos/soberanos)

Para lograr calcular el Ke, se procederá a reemplazar los valores previamente explicados usando la siguiente fórmula:

$$Ke = \text{Risk Free Rate} + (\beta * \text{Risk Premium})$$

$$Ke = 31,4\% + (1,26 * 12,4)$$

$$\underline{Ke = 47,05\%}$$

El cálculo de CAPM, tienen varias contradicciones a la hora de utilizarlo para valuaciones de compañías cuyas operaciones se dan en países emergentes. Para esto, calcularemos un CAPM ajustado a “una country risk Premium”.

7.2.2 Tasa libre de riesgo

La definición técnica de la tasa libre de riesgo es: el retorno de un activo o un portafolio de activos que no tienen riesgo de default, y no están correlacionados con los retornos de ningún componente de la economía. Generalmente, cuando se hace referencia a tasa libre de riesgo para cualquier valuación se utilizarían bonos emitidos por el tesoro de Estados Unidos. El modelo que pretendemos utilizar en este trabajo es un modelo adaptado al contexto en el que opera la compañía y de donde provienen la gran mayoría de sus ingresos.

A efectos de esta valuación, vamos a considerar el rendimiento de letras emitidas por el banco Central de la República Argentina (tasa LEBAC), ajustada por el riesgo País. Dicho ajuste se llevará a cabo considerando el spread del EMBI Argentina al 25 de Julio de 2016, que fue de 4,8%.

En promedio, la tasa LEBAC con vencimiento a abril 2017 tiene un rendimiento del 26,6% sumado el ajuste por riesgo mencionado anteriormente llegamos a una tasa final de 31,4%.

Este ajuste es indispensable a la hora de hacer la valuación principalmente porque más del 95% de las operaciones e ingresos de YPF provienen de actividades en Argentina, estando fuertemente afectado por las condiciones macro del país.

7.2.3 Rentabilidad de la cartera de mercado o prima de riesgo ($R_m - R_f$)

La rentabilidad de la cartera de mercado o $R_m - R_f$, es básicamente el spread que existe entre la tasa libre de riesgo y la rentabilidad de los mercados. A efectos de calcular dicho spread se considerará la tasa libre de riesgo mencionada en el apartado anterior y como medida del rendimiento de mercado se tomará el retorno del Índice Merval de los últimos 3 años (como proxy del rendimiento del mercado Argentino).

$$\begin{aligned} R_m &= 43,81 \\ R_f &= 31,4\% \\ \text{Total} &= \underline{12,41\%} \end{aligned}$$

7.2.4 Beta

El beta mide la volatilidad de un activo con respecto al mercado, que por definición tiene asignado el valor 1. Por lo tanto un beta mayor a uno nos dice que el activo en cuestión es más volátil que el mercado. El beta se obtuvo mediante una regresión del retorno de la acción de la empresa (YPF) sobre el retorno de un índice del mercado (en nuestro caso Merval), midiendo así el riesgo sistemático de la empresa en cuestión¹⁵.

El cálculo para llegar al resultado final del beta apalancado se llevó a cabo de forma manual, comenzando con una regresión de los retornos diarios entre el Índice Merval y la acción de YPF desde 2010 a 2015 dando como resultado un beta apalancado de 0,95. Para desapalancar el beta, se consideró la estructura de capital de YPF a 2015. El beta final apalancado fue de 1,26.

Cov(Mcdo,Emp):	0,00037
Var(Mcdo):	0,00039
Beta (YPF)	0,95

D/E YPF 2015=	88%
Beta no apalancada=	beta apalancada
	$1 + ((D/E) * (1 - 0,35))$
	0,80

Beta Apalancado			
Negocio=	Beta no apalancada	$1 + ((D/E) * (1 - 0,35))$	1,26

¹⁵ Michael C. Ehrhardt / Eugene F. Brigham, 2007, Segunda Edición, Finanzas Corporativas.

Prima por riesgo país (Rp)

Dado que casi el 100% de las operaciones de YPF se desarrollan en el contexto de un país no desarrollado, es importante incorporar a nuestro modelo una prima que considere los riesgos de operar en una economía en desarrollo. Mimi James and Timothy M. Koller, en su paper Valuation in Emerging Markets destacan la importancia de realizar este ajuste. Además destacan que la mayor diferencia que existe entre valuaciones en países desarrollados y países emergentes radica en la volatilidad que existe en los factores macroeconómicos de cada economía. Finalmente, aconsejan realizar varios escenarios debido a la volatilidad que existe en estos países.

Para poder calcular la prima por riesgo país, se considerará el EMBI + Argentina. Spread calculado y publicado por JP Morgan Chase al 25 de Julio de 2016 (4,8%). El cálculo de esta prima de riesgo radica principalmente en el hecho de que estamos valorando una compañía dentro de un país emergente, cuyas circunstancias políticas, sociales y económicas pueden no estar consideradas en las formulas y cálculos tradicionales.

7.2.5 Calculo de la deuda (Kd)

Para el cálculo del Kd se tomará el promedio de la tasa de los bonos emitidos por YPF en pesos Argentinos al cierre del ejercicio 2014. La mayoría de los bonos emitidos en pesos son de tasa variable (BADLAR+ 3.98%-promedio).



Kd= 29,01%

Debajo se muestra un detalle de las emisiones locales de YPF al 31 de diciembre de 2015.

Universidad de
SanAndrés

Cuadro#10: Bonos emitidos en pesos

Issuer	Cpn	Maturity	Amt Out(M)	Curr	Principal Due(M)	Interest Due(M)
YPF SA	6.25	10/19/2016	275,856	USD	275,856	4,346
YPF SA	VAR	02/10/2017	250,000	ARS	250,000	-
YPF SA	BADLARPP +425.0	02/13/2017	375,000	ARS	375,000	27,529
YPF SA	2	03/10/2017	44,127	USD	44,127	331
YPF SA	1.29	04/30/2017	89,000	USD	89,000	283
YPF SA	BADLARPP +349.0	07/17/2017	500,000	ARS	500,000	35,531
YPF SA	BADLARPP +400.0	09/04/2017	150,000	ARS	150,000	10,969
YPF SA	US0003M +750.0	08/15/2018	70,588	USD	70,588	6,677
YPF SA	BADLARPP +475.0	12/10/2018	1,400,000	ARS	1,400,000	103,883
YPF SA	8.875	12/19/2018	861,560	USD	861,560	38,232
YPF SA	BADLARPP +475.0	12/20/2018	2,828,267	ARS	2,828,267	328,986
YPF SA	BADLARPP +350.0	09/24/2019	750,000	ARS	750,000	244,637
YPF SA	BADLARPP +474.0	02/10/2020	950,000	ARS	950,000	142,486
YPF SA	BADLARPP +0.0	03/07/2020	500,000	ARS	500,000	70,265
YPF SA	BADLARPP +475.0	04/09/2020	935,000	ARS	935,000	312,097
YPF SA	8.25	04/18/2020	45,816	USD	45,816	942
YPF SA	BADLARPP +600.0	04/18/2020	534,922	ARS	534,922	41,247
YPF SA	BADLARPP +225.0	04/30/2020	2,250,000	ARS	2,250,000	231,609
YPF SA	BADLARPP +225.0	06/18/2020	723,077	ARS	723,077	438,628
YPF SA	BADLARPP +400.0	07/07/2020	750,000	USD	750,000	53,906
YPF SA	3.5	07/29/2020	52,308	USD	52,308	1,141
YPF SA	BADLARPP +0.0	09/24/2020	1,900,000	ARS	1,900,000	548,472
YPF SA	BADLARPP +400.0	09/24/2020	1,696,649	ARS	1,696,649	247,465
YPF SA	BADLARPP +600.0	03/04/2021	1,350,000	ARS	1,350,000	207,614
YPF SA	8.5	03/23/2021	1,000,000	USD	1,000,000	42,500
YPF SA	BADLARPP +0.0	10/21/2023	2,000,000	ARS	2,000,000	547,719
YPF SA	8.75	04/04/2024	1,325,000	USD	1,325,000	121,734
YPF SA	BADLARPP +10.0	09/24/2024	1,000,000	ARS	1,000,000	507,041
YPF SA	8.5	07/28/2025	1,500,000	USD	1,500,000	63,750
YPF SA	10	11/02/2028	14,818	USD	14,818	741

Fuente: Balance consolidado al 31/12/2015

7.3 Valor terminal

Por último, para calcular el valor terminal es necesario estimar una tasa de crecimiento constante para la empresa en los próximos años, esta tasa se denomina “g”. Es importante destacar que el cálculo de esta tasa resulta muy importante ya que supone que la compañía seguirá operando en el tiempo más allá del intervalo que se tomó en las proyecciones a la hora de hacer la valuación. La fórmula para llegar a este valor es:

$$VT = \frac{FFL * (1+g)}{(K - g)}$$

Para calcular la tasa de crecimiento “g” se tomó el promedio geométrico de la proyección del crecimiento del PBI nominal de Argentina, provisto por Focus Economics a marzo 2016. Dicho promedio es de 24%, siendo el valor terminal:

VT= 1.676.737 millones de pesos.

7.4 Valor de la empresa

Una vez calculadas todas las tasas y el valor terminal se procede a descontar los flujos futuros para llegar al valor presente de la compañía. Al valor presente de los flujos se le hace un ajuste por caja y el total de la deuda de la compañía para arribar a un valor más real. El valor final, considerando dicho ajuste da un valor por acción de 96,2 pesos.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Flujo Terminal
EBITDA	43,596	60,099	87,259	115,559	147,537	190,483	225,508	261,470	298,299	344,669	
(-) Imp. A las ganancias	-24,637	-22,304	-25,498	-31,905	-35,590	-39,711	-44,319	-49,474	-55,240	-63,021	
Generación del Negocio	18,959	37,796	61,760	83,654	111,947	150,772	181,189	211,996	243,058	281,648	
Δ Cuentas por Cobrar	22,183	-9,697	14,383	14,987	16,935	22,743	18,549	19,044	19,504	24,557	
Δ Bienes de Cambio	6,257	2,235	9,713	10,121	11,436	15,359	12,526	12,861	13,171	16,583	
Δ Cuentas por Pagar	9,573	3,644	19,714	20,542	23,211	31,172	25,423	26,103	26,732	33,658	
Δ Capital de Trabajo	-18,867	11,106	-4,232	-4,366	-1,120	-6,420	-3,633	-3,802	-5,982	-7,483	
CAPEX	-60,081	-53,541	-62,139	-67,946	-71,005	-88,243	-104,869	-121,128	-138,189	-147,388	
Flujo de Fondos Libres	-66,989	-4,340	-4,811	11,141	33,182	55,600	71,069	85,065	98,927	126,778	1,676,737

Tasa descuento	1.3	1.8	2.4	3.2	4.3	5.8	7.7	10.3	13.8	18.5		
VP Flujos	-	3,466	-	2,685	4,644	10,332	12,932	12,347	11,040	9,590	9,181	90,703

VP Flujo Terminal	90,703
VP Fjujos + VP Flujo Terminal	154,618
Valor de la deuda	86,509
Cash	15,387
Valor del equity	83,496
Cantidad de acciones	393,364,622
Precio Por acción	212.3

*Valores expresados en millones de pesos argentinos. Precio por acción expresado en pesos argentinos.

Es importante destacar que el valor refleja el precio de la acción al 31 de diciembre de 2015, la cual ha sido muy volátil, llegando a valer 179 pesos el 20 de enero de 2015.

7.5 Análisis de sensibilidad

Debido a que esta valuación está basada en varios supuestos, para poder hacer las proyecciones se va a proceder a realizar distintos escenarios para observar cuanto varía el valor de la empresa ante variaciones en el precio de venta y producción.

Durante el apartado anterior se realizó lo que sería un escenario “base”. A continuación se describen las características de los nuevos escenarios a considerar, cuyas principales características se concentran en aumento de ventas de combustibles (downstream) y variación de precio de venta (downstream) manteniendo todas las demás variables constantes:

- **Escenario Optimista:** El precio promedio de venta de los productos downstream aumenta 5% sobre el escenario base. La producción promedio será del 2,7% anual (vs 2.1% del escenario base)
- **Escenario Pesimista:** El precio promedio de venta de los productos downstream será del -5% sobre el escenario base. La producción promedio será del 1,5% anual (vs 2.1% del escenario base)

Escenario		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Valor terminal
Base	Flujos descontados	-3,466	-2,685	4,644	10,332	12,932	12,347	11,040	9,590	9,181	90,703
	VP Flujos	154,618									
	Caja-Deuda	-71,122									
	Valor YPF	83,496									
	Valor acción	212.3									
Optimista	Flujos descontados	-3,479	-2,587	4,948	10,950	13,828	13,496	12,457	11,137	10,887	107,564
	VP Flujos	179,200									
	Caja-Deuda	-71,122									
	Valor YPF	108,078									
	Valor acción	274.8									
Pesimista	Flujos descontados	-3,436	-2,987	3,852	9,137	11,451	10,755	9,345	7,913	7,462	73,723
	VP Flujos	127,217									
	Caja-Deuda	-71,122									
	Valor YPF	56,095									
	Valor acción	142.6									

*Valores expresados en millones de pesos argentinos.

7.6 Valuación por múltiplos

Como se mencionó al comienzo de este trabajo, el segundo método de valuación a utilizar es el de múltiplos por comparables. Este método se hará en base a papers leídos en clase de Damodaran donde propone que los múltiplos más relevantes para llevar a cabo este tipo de valuaciones es:

- EV/EBITDA

Como primer paso, se hizo un estudio de las empresas del mismo sector e industria de YPF (peers), estudiando sus principales ratios. El siguiente cuadro muestra un resumen de los datos más relevantes que se recolectaron:

Cuadro#11: Ratios peers

Empresa	ISIN	Capitalización			EV (MMARP)	EV/EBITDA	Deuda	
		Bursatil	Ventas(MMARP)				P/E	total/EBITDA
Royal Deutch Shell	ARDEUT112547	1,864,224.6	2,455,599.7	2,224,762.8	4.65	12.27	2.49	
Petrobras Argentina	ARPERE010103	15,950.1	21,955.0	19,276.1	3.30	18.72	0.68	
YPF	ARP9897X1319	86,509.1	156,136.0	176,117.1	4.04	18.83	6.38	

Cuadro#12: Indicadores financieros peers YPF

Empresa	ISIN	Gross Margin	EBITDA Marging	EBITDA (Bn ARP)	Div Yiled
Royal Dutch Shell	ARDEUT112547	15.9%	8.9%	195,384	5.6
Petrobras	ARPERE010103	29.2%	26.6%	6,677	-
Exxon Mobile Corp	US30231G1022	10.9%	13.1%	299,514	2.9
YPF	ARP9897X1319	23.4%	27.9%	43,596	-

Una vez analizados estos ratios, se procede a realizar la valuación por múltiplos, que consiste en tomar el promedio de la industria de los ratios i) EV/EBITDA y ii) P/E, y multiplicarlo por el EBITDA y resultado neto de YPF.

Ratios Obtenidos	Metodo	EV/EBITDA
Promedio Comparables Industria		4.0
EBITDA YPF		43,596
Valor por multiplo		173,294
Valor de la Deuda	-	86,509
Exceso de caja		15,387
Valor de la compañía		102,172
Precio Por acción		259.7

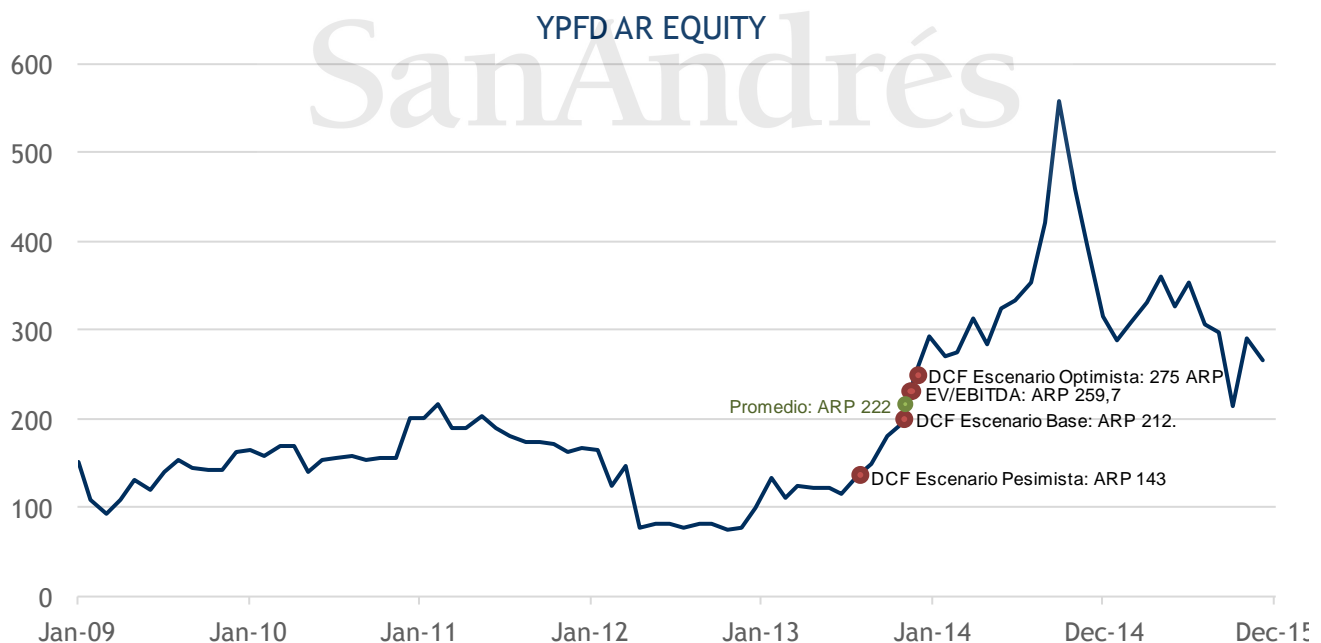
*Utilidad Neta y EBITDA expresado en millones de ARP - Fuente: Bloomberg - Estados Financieros YPF - Elaboración propia

8. Conclusiones

A lo largo de este trabajo se buscó obtener el valor de la compañía utilizando el método de flujo de fondos descontados. Las distintas etapas desarrolladas en el presente trabajo para llegar al valor final de la compañía fueron:

- 1) Determinar contexto económico, financiero y social en el que opera la compañía: en base a esto se determinaron supuestos para desarrollar los principales drivers: ventas (proyectado evolución de precios y evolución de cantidades vendidas), Costos y CAPEX.
- 2) Proyección de flujos operativos: Se tomó un horizonte de 9 años a partir de 2015.
- 3) Cálculo de tasas: A través del modelo CAMP (para calcular el costo del equity) y Kd (para calcular el costo de la deuda) se obtuvo el WACC. Esta tasa se usó para descontar el flujo de fondos libres.
- 4) Cálculo de Flujo terminal: considerando que la compañía va a seguir operando luego del horizonte de 9 años proyectado, se hizo el cálculo del flujo terminal.
- 5) Descuento de flujo de fondos libres y flujo terminal usando el WACC. Este paso nos dio el primer valor obtenido de YPF, en un escenario base, que fue de ARP 83.496 millones de pesos (ARP 212,30 por acción).
- 6) Se proyectaron dos escenarios más, considerando principalmente la volatilidad en los precios y capacidad de producción. Los valores obtenidos fueron:
 - Escenario Optimista: 108.078 millones de pesos (ARP 274,8).
 - Escenario Pesimista: 56.095 millones de pesos (ARP 142,6).
- 7) Por último, se hizo valuación por múltiplos dando como resultados:
 - EV/EBITDA: 102.172 millones de pesos (ARP 259,7 por acción).

Gráfico #32: Precio histórico acción



Fuente: Bloomberg – Precios diarios. Cuadro: elaboración propia

9 Apéndice

9.1 glosarios

Abreviaciones

TCF: Trillion Cubit Feets/ un trillón de pies cúbicos.

BBL: Barriles

BBL/d: Barriles diarios

BCF: billones de pies cúbicos

BOE: Barriles equivalentes de petróleo.

BOE/d: barriles diarios.

TEP: Toneladas equivalentes de petróleo.

M2: metro cúbico.

WTI: West Texas Intermediate, como referencia precio internacional de petróleo.

M: miles

MM: millones

ARP: Pesos Argentinos

USD: Dólares Estadounidenses.

DCF=Discounted cash flows/Flujo de fondos descontados.

WACC: Promedio ponderados del costo de capital.

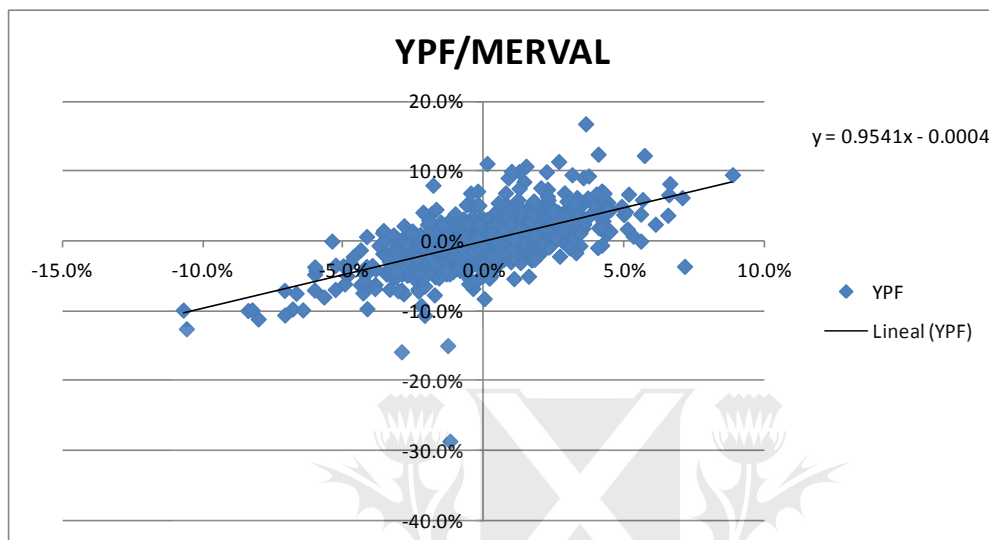
TC= Tipo de Cambio USD/ARP

Conversiones:

			PETRÓLEO				GAS	
			Litros	Barriles	Metros cúbicos	tep	Metros cúbicos	Pies cúbicos
PETRÓLEO	1 barril	bbl	158,99	1	0,16	0,14	162,60	5.615
	1 metro cúbico	m3	1.000	6,29	1	0,86	1.033	36.481
	1 tonelada equivalente de petróleo	tep	1.160,49	7,30	1,16	1	1.187	41.911
GAS	1 metro cúbico	m3	0,98	0,01	0,001	0,001	1	35,32
	1000 pies cúbicos=1,04x10 ⁶ Btu	ft3	27,64	0,18	0,03	0,02	28,3	1.000

9.2 Beta

Gráfico #33: Regresión YPF/Merval



Fuente: Bloomberg – Precios diarios. Cuadro: elaboración propia

Oil/Gas (Integrated) - UNADJUSTED DAMODARAN O AND GAS 0.2882
Oil/Gas Distribution 0.4601

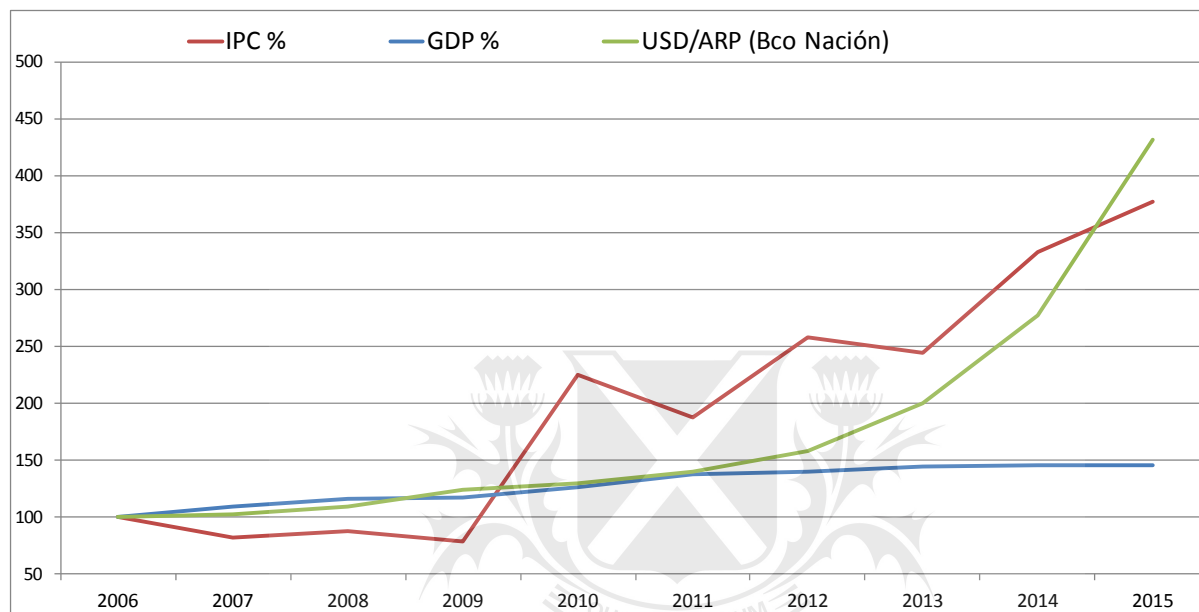
Cov(Mcdo,Emp):	0.00037
Var(Mcdo):	0.00039
Beta (YPF)	0.95

D/E YPF 2015=	88%
Beta no apalancada= beta apalancada	0.80
1+((D/E)*(1-,35))	

Beta Apalancado Neg= Beta no apalancada 1+((D/E)*(1-,35))	1.26

9.3 Crecimiento vs. Inflación vs. Tipo de cambio

Gráfico #34: Evolución IPC, GDP y Tipo de Cambio en Argentina



* Fuente: TC: Banco Nación Argentina - GDP: Index Mundi - IPC: Histórico INDEC 2013 a 2015 IPC CABA

**Gráfico: Elaboración Propia

10. Bibliografía

- Antonio Estache y Lourdes Trujillo, 2004, La privatización en América Latina en la década de los años 90: Aciertos y Errores
- Nicolás Gadano, 2006, Historia del Petróleo en Argentina.
- Marcelo Ramal, 2012, La re-privatización de YPF
- Wikipedia, Historia del Petróleo en Argentina
- Vello A. Kuuskraa y Advanced Resources International INC., 2013, EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil
- Damodaran, 2015, Country Default Spreads and Risk Premiums
- EIA, 2015, Annual Energy Outlook 2015
- OLADE, 2013, La industrialización del Petróleo en América Latina y el Caribe
- Pablo Fernandez, 2013, 1.959 Valuations of the YPF Shares expropriated to Repsol
- Pablo Fernandez, 2001, Valuation using multiples - How do analysts reach their conclusions?
- Robert F. Brunera, Robert M. Conroya, Javier Estrada, Mark Kritzman, Wei Lia, 2002, Introduction to 'Valuation in Emerging Markets'
- American Society of Appraisers, 2009, Oil and Gas Company Valuations
- Mimi James y Timothy M. Koller, 2000, Valuation in emerging markets
- Dora Orlansky y Andrea Makón, 2003, De La Sindicalización a la Informalidad: El Caso Repsol – YPF
- Nicolás Gadano, 2002, Determinantes de la Inversión en el Sector Petróleo y Gas de la Argentina.
- Pablo Fernandez, 2004, Discounted cash flow valuation methods: Examples of perpetuities, constant growth and general case
- Alex W. Howard, CFA, ASA, y Alan B. Harp, Jr., CFA, ASA, 2009, Oil and Gas Company Valuations
- Humberto Campodónico, 2008, Renta petrolera y minera en países seleccionados de América Latina.