

La Generación Eléctrica Solar Fotovoltaica en Argentina,
¿bajo qué condiciones financieras sería rentable?

Alumno: Sebastián Trincavelli

Tutor: Sergio Baravalle, MS

Buenos Aires, Junio 2017

Agradecimientos

A Mercedes, Sofía, Francisco e Inés por el apoyo y la paciencia durante la Maestría y la tesis,

A Héctor y Graciela por haber despertado en mí la curiosidad,

A Ana Inés por su apoyo para cursar la Maestría y a Federico por sus recomendaciones sobre lecturas,

A mi Tutor Sergio Baravalle por sus consejos y aportes para mejorar esta tesis,

A Rubén por su ayuda que me permitió completar este trabajo.

RESUMEN - ABSTRACT

Durante la última década, la crisis energética se tornó un problema crítico para el desarrollo de nuestro país. Restricciones en la generación de energía, y también en el transporte de la misma, complicaron el abastecimiento de la demanda, generando cortes eléctricos a la industria y a los hogares.

Por esta razón, el desarrollo de fuentes alternativas para la generación eléctrica se convierte en una cuestión estratégica, que ayudaría a paliar esta crisis y al mismo tiempo permitiría aprovechar de manera más eficiente los recursos con los que cuenta Argentina.

Paralelamente, en el mundo las energías renovables han estado desarrollándose de manera sostenida durante las últimas décadas, especialmente la energía eólica en una primera etapa y luego la solar, y de esta manera han aumentado su participación en la matriz energética mundial.

Los beneficios de las energías renovables son ya ampliamente conocidos: su impacto mínimo en el medio ambiente, su condición de ser un recurso renovable, y especialmente, su ventaja de no implicar riesgos para la humanidad como la energía nuclear.

El propósito de esta investigación es entender bajo qué condiciones jurídicas, económicas y financieras, sería rentable el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica solar fotovoltaica en nuestro país.

Para esto, a lo largo de este trabajo se analiza esta industria y sus características específicas a nivel mundial, pasando luego al contexto energético local, la normativa y las condiciones económico- financieras que condicionan la realización de este tipo de proyectos en Argentina.

Luego de analizar los aspectos fundamentales de esta industria, al final del trabajo se realiza una valoración económica de un proyecto de generación fotovoltaica en el norte argentino, estudiando el impacto de las distintas variables que afectan su rentabilidad, haciendo énfasis en las condiciones de financiamiento.

Palabras clave: energía renovable, energía solar, fotovoltaica, Argentina, rentabilidad, financiamiento

Índice

RESUMEN - ABSTRACT	3
INTRODUCCION	9
CAPITULO 1 - EL MERCADO ENERGETICO MUNDIAL.....	11
1.1. EL USO DE LA ENERGÍA EN LA SOCIEDAD MUNDIAL	11
1.2. LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y SU DESARROLLO MUNDIAL Y REGIONAL	12
1.2.1. La energía solar	14
1.2.2. El impacto potencial de la energía solar en los países en desarrollo	15
1.2.3. Autoconsumo e integración con la red de distribución	16
1.3. LA EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO	17
1.3.1. La estructura de la industria solar fotovoltaica: upstream y downstream.....	19
1.3.2. Competitividad y costos de la generación solar fotovoltaica	20
1.3.3. Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE).....	21
1.4. LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN SUDAMÉRICA.....	22
1.4.1. La Energía Eólica en Uruguay	23
1.4.2. Inversión en energía solar en Chile - Proyecto Salvador	24
CAPITULO 2 - ARGENTINA – CONTEXTO ENERGETICO.....	25
2.1. EL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO.....	25
2.1.1. Demanda de potencia.....	25
2.1.2. Potencia Instalada	27
2.1.3. Costo de la generación eléctrica y los subsidios.....	29
2.1.4. Evolución futura de la demanda y necesidades de generación (oferta).	31
2.2. LAS FUENTES RENOVABLES Y EL BALANCEO DE LA MATRIZ ELÉCTRICA	32
2.2.1. El rol de la energía solar para ampliar la capacidad de generación	33
2.2.2. La financiación: limitante al desarrollo de las energías renovables	34
2.3. MARCO REGULATORIO PARA EL DESARROLLO DE LA ENERGÍA RENOVABLE	38
2.3.1. El Programa de Generación Renovable (GENREN)	38

2.3.2.	La Ley 27.191 y el Programa RenovAR	40
2.3.3.	Resultados de las Rondas Renovar	45
2.3.4.	El Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER).....	52
capitulo 3 – DESARROLLando UN PROYecto SOLAR FV EN ARGentina.		54
3.1.	EL POTENCIAL SOLAR DE ARGENTINA.....	54
3.2.	LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SOLAR: FACTORES DE CAPACIDAD	55
3.3.	ASPECTOS GENERALES DE UN PROYECTO.....	57
3.3.1.	Costos de Inversión	58
3.3.2.	Costos de Operación	59
3.3.3.	Descripción Técnica del equipamiento de generación	59
3.4.	EVALUACIÓN DE UN PROYECTO FOTOVOLTAICO Y SU FINANCIACIÓN	60
3.4.1.	Metodología de Evaluación.....	61
3.4.2.	Costo de un sistema fotovoltaico conectado a la red	62
3.4.3.	Cash-flow del Proyecto Solar fv.....	66
3.4.4.	Rentabilidad del Proyecto	66
3.4.5.	Análisis de Sensibilidad a las variables relevantes	68
CONCLUSIONES		75
BIBLIOGRAFIA.....		77
Anexo 1 – Cashflow del Proyecto.....		79
Anexo 2 - Demanda Eléctrica y Potencia Efectiva - 2016.....		80
Anexo 3 - Mecanismos de Financiación y apoyo a las EE. RR en Argentina.....		81
Anexo 4 - Experiencias de Financiamiento de EE.RR en Argentina.....		81
Anexo 5 - Financiamiento en Chile y en Uruguay		85
Anexo 6 - Factor de Incentivo al precio - Programa RenovAR		87

Índice de Gráficos

Gráfico 1 - Consumo mundial de energía primaria, BP, 2016.....	11
Gráfico 2 –Participación de las Energías Primarias, BP, 2014	14
Gráfico 3 – Capacidad de Generación Renovable, IRENA, 2016.....	17
Gráfico 4 – Tasas de Crecimiento de la EE. RR 2010-2015, REN 21	18
Gráfico 5 - Participación de la EE. RR en la Producción global de electricidad, REN 21, 2016..	18
Gráfico 6 – Capacidad instalada de generación solar fv por países, REN 21, 2016	19
Gráfico 7 – Países con regiones con “grid parity”, Deutsche Bank, 2015.....	20
Gráfico 8 – Evolución del Costo del Panel Solar en USD/w, Bloomberg, 2014.....	21
Gráfico 9 - Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE), IRENA, 2014.....	22
Gráfico 10 – Capacidad Instalada de EE. RR en Sudamérica, MINEM, 2016.....	23
Gráfico 11 – Evolución anual de la Demanda en Argentina, CADER, 2015	25
Gráfico 12 – Evolución anual de la demanda de potencia máxima, CADER, 2015.....	26
Gráfico 13 - Demanda mensual de Potencia, Cammesa,2016	26
Gráfico 14 - Evolución anual de la Potencia Instalada, Cammesa, 2017	27
Gráfico 15 – Potencia Instalada Distribución por Tecnología, Cammesa, 2017	28
Gráfico 16 – Precio Medio Monómico y Subsidios, Gerardo Rabinovich, 2017.....	29
Gráfico 17 – Precios de Generación con Combustibles Importados, 360 Energy, 2017	30
Gráfico 18 - Comparación de Costos de Generación Eléctrica, CADER, 2015.....	33
Gráfico 19 – Financiamiento mundial de proyectos de EE. RR en USD, Bloomberg, 2015.....	36
Gráfico 20 – Distribución Geográfica de los Proyectos del GENREN, MEM, 2015	39
Gráfico 21 – Resultados Licitación Proyecto GENREN, Cader, 2015	40
Gráfico 22 - Ley 27.191 y sus metas de participación de las EE. RR, Cammesa, 2016	41
Gráfico 23 – El FODER y sus cuentas de financiamiento y garantía, MEM, 2016	41
Gráfico 24 - Esquema de Garantías del FODER, MEM, 2016.....	42
Gráfico 25 –Ofertas Energía Solar en Renovar Ronda 1.5, SE, 2016.....	48
Gráfico 26 – Renovar 1.5 Total de Proyectos Adjudicados, SE, 2016.....	49
Gráfico 27 - Renovar 1.5 Proyectos Solar fv. Adjudicados I, SE, 2016	49
Gráfico 28 - Renovar 1.5 Proyectos Solar fv. Adjudicados II, SE, 2016	50
Gráfico 29 - Metas de participación de las EE. RR luego de RenovAR, SE, 2016.....	50
Gráfico 30 - Atlas Global de Radiación Solar Horizontal, Solargis, 2017.....	54
Gráfico 31 – Radiación Solar Horizontal en América del Sur y Argentina, Solargis, 2017	55
Gráfico 32 – Factores de capacidad de la energía solar fv., IRENA, 2014.....	56
Gráfico 33 – Evolución de Costos de Inversión de una planta de generación fv., IRENA, 2014..	58
Gráfico 34 – Radiación Solar en Huancar (Salta), NREL ajustada en base a Solarplaza, 2017..	64
Gráfico 35 – Evolución anual del Cash-flow del Proyecto Solar fv.	67

Gráfico 36 - Sensibilidad Capex, Opex y Producción para NPV0%.....	69
Gráfico 37 - Sensibilidad Capex, Opex y Producción para NPV 11.3%.....	69
Gráfico 38 - Sensibilidad Capex, Opex y Producción para la TIR.....	70
Gráfico 39 – Sensibilidad del NPV 11.3% a la Tasa de Financiación a 60 USD/MW.....	70
Gráfico 40 – Función de Distribución de las Tasa de Interés en Argentina	71
Gráfico 41 - Distribución de Frecuencias de la NPV11.3% a 60 USD/MW.....	72
Gráfico 42 - Sensibilidad del NPV 11.3% a la Tasa de Financiación a 85 USD/MW.....	73
Gráfico 43- Distribución de Frecuencias de la NPV11.3% a 60 USD/MW.....	73
Gráfico 44 - Demanda Eléctrica y Potencia Efectiva 2016 , (CAMMESA, 2017).....	80

Glosario / Abreviaturas

BP: British Petroleum

CADER: Cámara Argentina de Energías Renovables

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico S.A.

EIA: United States Energy Information Agency

ENRE: Ente Nacional de Regulación Eléctrica.

ENERGIA SOLAR FV.: Energía Solar fotovoltaica

EE. RR: Energías Renovables

FODER: Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Energías Renovables

GENREN: Programa de Generación Renovable

IRENA: The International Renewable Energy Agency

M.E.M: Ministerio de Energía y Minería

PERMER: Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales

PPA: Power Purchase Agreements, Contratos de Compra de Energía Eléctrica

SADI: Sistema Argentina de Interconexión

SE: Secretaría de Energía de la República Argentina

INTRODUCCION

Durante la última década, la crisis energética se tornó un problema crítico para el desarrollo de nuestro país. Restricciones en la oferta de energía eléctrica, y también en su transporte y distribución, complicaron el abastecimiento de la demanda, generando cortes eléctricos a la industria y a la población. El desarrollo de fuentes alternativas para la generación eléctrica ayudaría a paliar esta situación, y por lo tanto investigar sobre el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en Argentina es de interés para nuestra sociedad.

El propósito de esta investigación es entender bajo qué condiciones económicas y financieras el desarrollo de proyectos de generación de electricidad por medio de la energía solar fotovoltaica sería rentable en territorio argentino. Para esto será necesario indagar el panorama energético actual, la rentabilidad de las fuentes de energías que compiten con este tipo de energía, como también analizar el marco regulatorio energético en general y de esta industria en particular.

El objetivo general es analizar las principales tendencias de la industria de la energía solar fotovoltaica en el mundo, para luego evaluar la viabilidad de su desarrollo en Argentina, en función del contexto económico, financiero, energético y regulatorio.

MARCO TEORICO

El marco de referencia será conceptual y práctico, se basará el análisis en la práctica concreta de la industria para describir el desarrollo de la misma, como también las condiciones de éxito.

Las principales preguntas que van a encauzar mi investigación son las siguientes:

¿Cómo se encuentra desarrollada esta industria en el mundo? ¿Cuáles son las regiones y los países con condiciones más propicias para esta forma de generación?

¿Qué condiciones económicas y financieras deben existir para que el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica en Argentina sea rentable?

¿Cuáles son los proyectos que se han desarrollado? ¿Son rentables?

¿En estas experiencias, el driver principal fue la rentabilidad, o existen también factores estratégicos que son priorizados a la hora de invertir en esta industria?

En base a todo el análisis previo y a los aprendizajes relevados... ¿Existen actualmente en nuestro país las condiciones propicias para el desarrollo de energía solar?

¿En caso de no existir, o en caso de que estas condiciones existan parcialmente, que otras condiciones deberían estar presentes para viabilizar estos proyectos?

¿Es el financiamiento de este tipo de proyectos, además de la regulación, un factor clave para su desarrollo? ¿Cómo fueron las experiencias de financiamiento en el mundo? ¿Qué tipo de financiamiento resulta más adecuado para este tipo de proyectos?

METODOLOGIA DE LA INVESTIGACION

El tipo de investigación será del tipo descriptiva, no experimental, para lo cual se usarán como instrumentos de recolección de información varias fuentes como: reportes, sitios web, artículos periodísticos, presentaciones corporativas, balances corporativos, informes técnicos de ministerios y de organismos técnicos, como también de entrevistas con referentes de la industria.

Una vez descrita la industria y evaluadas las experiencias a nivel mundial, se intentará explicar cuáles son los factores clave para determinar la viabilidad del desarrollo de este tipo de energía y se intentará concluir si estos factores se encuentran presentes en nuestro país.

Para cumplir con los objetivos propuestos, en Capítulo 1 del trabajo se analiza de manera breve el contexto energético mundial, y las energías renovables, para luego examinar en forma puntual el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en el mundo y en nuestra región.

Una vez caracterizada la energía solar fotovoltaica, se analizará en el Capítulo 2 el contexto energético argentino, para intentar comprender qué papel puede cumplir la energía fotovoltaica en el mismo. También se analizará el desarrollo de este tipo de proyectos en nuestros países vecinos y en Argentina para identificar historias de éxito y/o de aprendizaje en esta industria.

Finalmente, en el Capítulo 3 se realizará una valoración económica de un proyecto de generación fotovoltaica en el norte argentino, evaluando el impacto de los beneficios fiscales y financieros que la nueva legislación nacional otorga a este tipo de emprendimientos. Entre otras variables, se considerará el impacto del financiamiento en la rentabilidad y viabilidad este tipo de proyectos.

CAPITULO 1 - EL MERCADO ENERGETICO MUNDIAL

1.1. El uso de la energía en la sociedad mundial

En el mundo industrializado, la inmensa cantidad de energía requerida suele suministrarse en forma de electricidad, el medio más adecuado y flexible para transferir energía desde su fuente hasta donde se la necesita. “Las sociedades modernas son cada vez más dependientes de fuentes confiables y seguras de electricidad para lograr el desarrollo económico y la prosperidad de sus comunidades” (IEA, 2017)

Como se puede observar en el Gráfico 1, actualmente casi toda la energía que se emplea en el mundo proviene de la combustión de combustible fósiles (carbón, gas y petróleo) o de la fisión nuclear. (British Petroleum (BP), 2016)

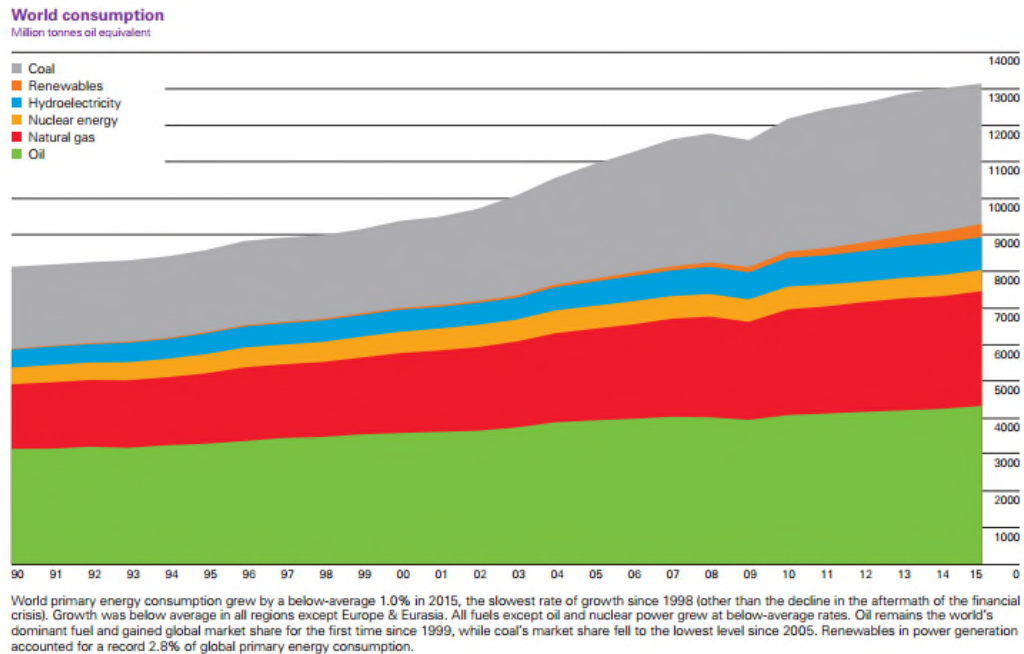


Gráfico 1 - Consumo mundial de energía primaria, BP, 2016

El petróleo es el commodity de mayor comercio en los mercados del mundo. Según la Agencia Internacional de Energía, el 60% de la producción mundial de petróleo se utiliza para transporte. (IEA, 2016)

La generación de energía eléctrica por medio de la quema de combustibles fósiles produce la emisión de subproductos dañinos para el medio ambiente, como el dióxido de carbono que...”es el principal gas de efecto invernadero que afecta al equilibrio radiativo de la Tierra” (International Panel Climate Change - IPCC, 2014) .

Asimismo, esta forma de producción es ineficiente ya que menos de la mitad de la energía generada por la combustión se transmite finalmente como energía eléctrica, el resto se desperdicia como calor residual. Por estas deficiencias en los sistemas de generación eléctrica más difundidos hoy en el mundo, las fuentes de Energías Renovables se convierten en una alternativa superadora.

1.2. Las energías renovables y su desarrollo mundial y regional

Las energías renovables son las formas de energía que provienen de recursos energéticos que se renuevan continuamente, ya que su consumo no genera el agotamiento de la fuente, en contraposición con las fuentes de energía fósiles (carbón, petróleo, gas) cuyo consumo lleva a su agotamiento. Estas formas son la solar, la eólica, el agua en movimiento y la biomasa.

La energía **solar** se divide en solar térmica y la fotovoltaica. La directa es una de las fuentes más sencillas, donde la arquitectura de los edificios aprovecha el sol como fuente de luz y calor. También existen las células solares fotovoltaicas que aprovechan la radiación solar para generar energía eléctrica.

La energía **eólica** se basa en aprovechar la energía del viento, ya hace tiempo que el uso tradicional de los molinos ha sido sustituido por el de generar electricidad,

La energía del **agua**, principalmente la de ríos y lagos en movimiento, es explotada en el mundo desde tiempos inmemoriales.

La **biomasa** es la materia vegetal usada como fuente de energía, una fuente muy importante especialmente en los países en desarrollo. Además de la leña, los residuos de las cosechas pueden convertirse en combustible.

Al ser un tema de gran trascendencia, existen infinidad de proyecciones sobre el rol de la energía fósil y la renovable en el futuro, proyecciones que resultan contradictorias entre sí. Lógicamente empresas petroleras como BP (*British Petroleum*) tienden a darle mayor preponderancia a sus proyecciones al gas y al petróleo, en comparación con los organismos que promueven el desarrollo de las energías renovables como IRENA (*International Renewable Energy Agency*), que le dan mayor importancia al futuro de las energías renovables.

Las fuentes de energía renovables en su conjunto podrían responder a la mayor demanda mundial, reemplazando a los combustibles fósiles a medida que estos se agoten o lleguen a ser ecológicamente inaceptables.

Por otro lado, es necesario reconocer que la energía eólica y la solar presentan problemas técnicos: la intermitencia y variabilidad de los vientos y de la radiación solar, sumada a su

incapacidad actual de acumular energía de manera masiva y rentable, obliga a contar con potencia fija instalada de las demás formas de generación (i.e. térmica, hidro o nuclear) (Renewable Energy World, 2011)

En Europa la intermitencia ha demostrado ser un problema menor cuando los valores de penetración de las fuentes renovables no son significativos. Es decir, cuando la proporción de generación renovable en el total de generación se mantiene en niveles bajos, la intermitencia no resulta un problema, ya que cuando no está disponible, es reemplazada por las fuentes térmicas o nuclear. (Renewable Energy World, 2011)

La complementación operativa entre las contribuciones de las ofertas eólicas, hidráulicas, solares y centrales de biomasa puede contribuir a solucionar el problema de la intermitencia.

Varias instituciones prestigiosas a nivel mundial, realizan previsiones en materia de energía y varias comparten la idea que el desarrollo de las energías renovables será significativo: en las próximas décadas más del 50% de la demanda mundial energética será cubierta por ellas. En la Tabla 1 se puede observar como la energía solar, junto con la eólica fueron las que más crecieron entre 2014 a 2015 (IRENA, 2015).








		2014	2015
INVESTMENT			
New investment (annual) in renewable power and fuels ¹	billion USD	273	285.9
POWER			
Renewable power capacity (total, not including hydro)	GW	665	785
Renewable power capacity (total, including hydro)	GW	1,701	1,849
 Hydropower capacity ²	GW	1,036	1,064
 Bio-power capacity ³	GW	101	106
 Bio-power generation (annual)	TWh	429	464
 Geothermal power capacity	GW	12.9	13.2
 Solar PV capacity	GW	177	227
 Concentrating solar thermal power capacity	GW	4.3	4.8
 Wind power capacity	GW	370	433

Tabla 1 - Inversiones en Energías Renovables, REN21, 2016

Como se observa en el Gráfico 2, las petroleras multinacionales predicen un gran desarrollo de las energías renovables si bien de menor magnitud del crecimiento que proyectan las empresas dedicadas a las renovables. BP sostiene que... “el rol de la energía solar será fundamental, puesto que se estima que representará dos tercios del aporte total de las renovables” (British Petroleum (BP), 2014).

El avance tecnológico es otro de los grandes estímulos con los que cuenta este tipo de generación, con tecnologías cada vez más eficientes y mejoras en el almacenamiento de la producción, el sector está gozando de un fuerte impulso del mercado.

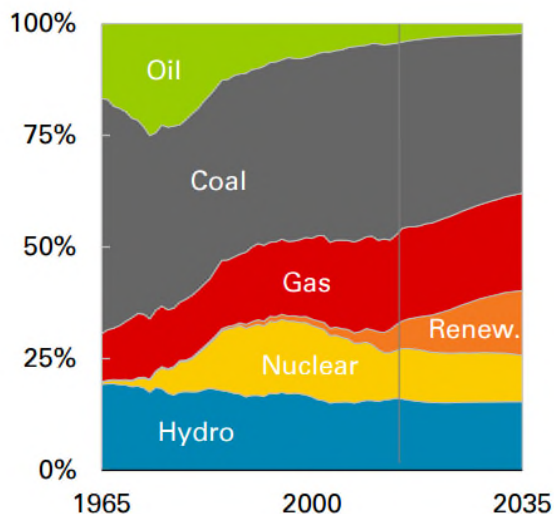


Gráfico 2 – Participación de las Energías Primarias, BP, 2014

1.2.1. La energía solar

El sol es el mayor suministro de energía que dispone la humanidad disponible de forma ilimitada y que puede ser aprovechada en cualquier parte del mundo.

Como se menciona en el Capítulo 1.2, existen dos maneras principales de capturar esta energía solar: la fotovoltaica y la termal, ambas comparten la virtud que pueden ser producidas y consumidas en cualquier lugar, tanto en áreas remotas o grandes ciudades.

En las economías emergentes donde existe déficit de infraestructura en generación, transporte y distribución, esta energía permite soluciones de generación a los individuos o poblaciones aisladas mientras que en países desarrollados se observa a la energía solar como una fuente complementaria para los hogares, que genera ahorros cuando es utilizada localmente y genera ingresos cuando es inyectada a la red de distribución.

1.2.1.1. La energía solar termal

La energía solar termal (o térmica) consiste en el aprovechamiento de la energía del Sol para producir calor que puede aprovecharse para cocinar alimentos o para la producción de agua caliente destinada al consumo de agua doméstico, ya sea agua caliente sanitaria, calefacción, o para producción de energía mecánica y, a partir de ella, de energía eléctrica.

Este tipo de energía se genera tomando el calor del sol usando objetos oscuros, convirtiendo la energía solar en calor para calentar agua que luego es usada mecánicamente para ser convertida en electricidad (con turbinas generadoras) o directamente usando el agua caliente para calefacción.

Una instalación Solar Térmica está formada por captadores solares, un circuito de intercambio de calor y tuberías. Los captadores solares son los elementos que capturan la radiación solar y la convierten en energía térmica.

1.2.1.2. La energía solar fotovoltaica (FV)

Esta tecnología usa paneles fotovoltaicos que convierten directamente la luz de sol en electricidad usando paneles hechos de células semiconductoras llamadas células fotoeléctricas. Los sistemas fotovoltaicos pueden ser usados a gran escala en plantas de generación solar, como también para consumo residencial, y pueden además proveer energía en lugares remotos, como refugios de montaña y barcos en el mar. Es también una forma “portable” de energía que puede ser usada en pequeños aparatos electrónicos, como también un amplio espectro de utilidades industriales como dar energía a satélites o a sitios de producción de petróleo y gas.

En el caso de la generación solar fotovoltaica, su desarrollo puede darse de manera conectada a la red o aislados de la red. En el primer grupo se incluyen los parques solares de grandes dimensiones (100 MW) y los sistemas distribuidos en techos y fachadas. En el segundo grupo, se encuentran todos aquellos sistemas que generan energía en forma autónoma, sea para aplicaciones domiciliarias, industriales o sociales como escuelas que no se encuentran conectados a la red de distribución.

1.2.2. El impacto potencial de la energía solar en los países en desarrollo

La energía puede ser vista como un commodity, pero en realidad es un commodity estratégico para la soberanía y la viabilidad de los estados. Por eso, desde hace siglos, las distintas sociedades buscaron asegurarse la provisión de la energía necesaria para su subsistencia y desarrollo.

Según Alexis Caporale, existen...” tres conceptos relevantes al pensar la energía desde un punto de vista político y económico. Estos son: seguridad energética, independencia energética y soberanía energética”. (Caporale, 2014).

Este autor cita a la Agencia Internacional de Energía...” la *seguridad energética* es la disponibilidad de fuentes de energía a un precio accesible y sin interrupción. Esto implica poder abastecerse para cubrir la demanda interna sin tener en cuenta si la balanza de pagos es positiva o negativa, si la energía es propia o importada, si es fósil o renovable, se trata sólo se dispone o no de la energía necesaria para el desarrollo económico y la estabilidad política” (Caporale, 2014)

La independencia energética es un concepto más fuerte...”va un paso más allá y se define como la posibilidad de un país o región de autoabastecerse de la energía necesaria sin tener que importar combustible o directamente energía” (Caporale, 2014)

El autor finaliza su análisis definiendo que la soberanía energética... “ implica la capacidad de decidir sobre el manejo y explotación de los recursos energéticos propios, eligiendo qué se consume, cómo y por qué.

Es muy útil combinar energía solar con otras fuentes de energía, en los países que dependen fuertemente de la quema de combustibles fósiles para generación, esta combinación puede permitir una reducción de los niveles de CO₂, una baja de los costos y al mismo tiempo mantener la disponibilidad.

1.2.3. Autoconsumo e integración con la red de distribución

En el mundo y en nuestro país, hay infinidad de personas que no acceden a la energía eléctrica. La energía solar permitiría solucionar este problema, ya que las comunidades aisladas de las redes de distribución, podrían aprovechar sistemas de autogeneración “stand-alone”, que podrían proveer de electricidad a estas áreas rurales, y así permitir a sus pobladores bombear agua potable y agua para riego, las comunicaciones por medios electrónicos y la conservación de la cadena de frío para los alimentos al disponer de electricidad para sus heladeras.

Sarah Martin define al “prosumidor de electricidad urbano” como un consumidor de electricidad que también la produce y la vende o devuelve a la red eléctrica, generalmente a través de un sistema fotovoltaico instalado en su techo (Martin, 2016).

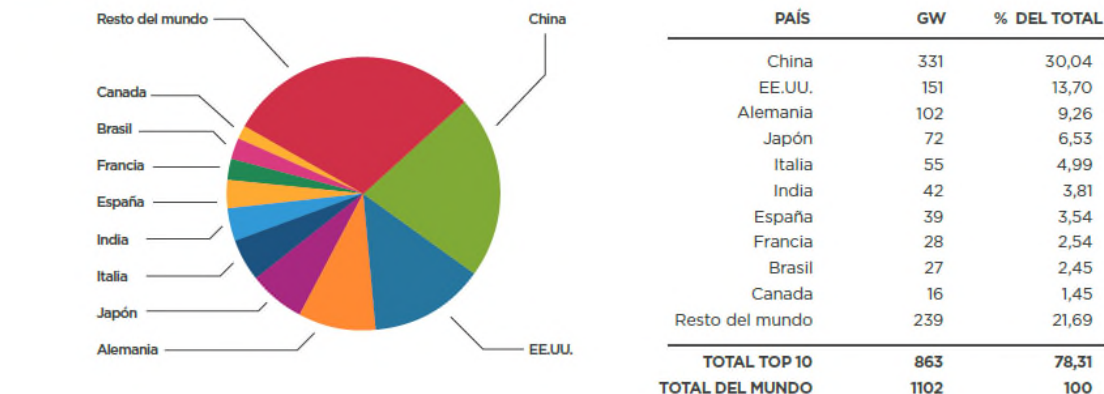
En los países desarrollados, actualmente el desafío es pasar de un sistema centralizado, en el que los consumidores desempeñan un papel pasivo, a un sistema en el que los consumidores produzcan su propia energía fotovoltaica y luego la utilicen para sus propias necesidades, y/o alimenten la red eléctrica.

Para que esto funcione, la oferta y la demanda deben estar alineadas en todo momento, para reducir el consumo durante un cierto período o para suspender la entrada de la red para evitar la saturación.

1.3. La evolución de la energía solar fotovoltaica en el mundo

Si bien continúa siendo una industria relativamente chica, la energía solar fotovoltaica ha crecido enormemente liderada por China, Japón, USA y Alemania (Ministerio de Energía y Minería, 2016)

TOP 10 DE CAPACIDAD INSTALADA EE.RR DIC 2015



Aclaración: Se toma como fuente de EE.RR. la energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica (<10MW), biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás.

Fuente: IRENA

Gráfico 3 – Capacidad de Generación Renovable, IRENA, 2016

Según la International Energy Agency (IEA), desde la actualidad hasta el 2040, casi el 60% de toda la nueva capacidad de generación eléctrica provendrá de fuentes renovables (la mitad de solar fv y la mitad de eólica), y en 2040 la mayoría de la generación renovable será competitiva sin ningún tipo de subsidio (IEA, 2016).

Si bien el desarrollo de estas fuentes renovables será muy intenso, es necesario distinguir entre capacidad instalada y potencia de generación. Tal como se desarrollará en el Capítulo 6, el factor capacidad neto de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, es decir es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

Los factores de capacidad varían considerablemente dependiendo del tipo de combustible que se utilice si es térmica, de los vientos si es eólica y de la radiación solar si fuera fotovoltaica, y del diseño de la planta. Según IRENA “el factor de capacidad de las energías renovables como la solar es bajo (alrededor del 20-25%), lo que implica que tanto hoy como en el futuro se necesitarán de las demás fuentes no renovables para contrarrestar este bajo factor de capacidad (IRENA, 2015).

Figure 2. Average Annual Growth Rates of Renewable Energy Capacity and Biofuels Production, End-2010 to End-2015

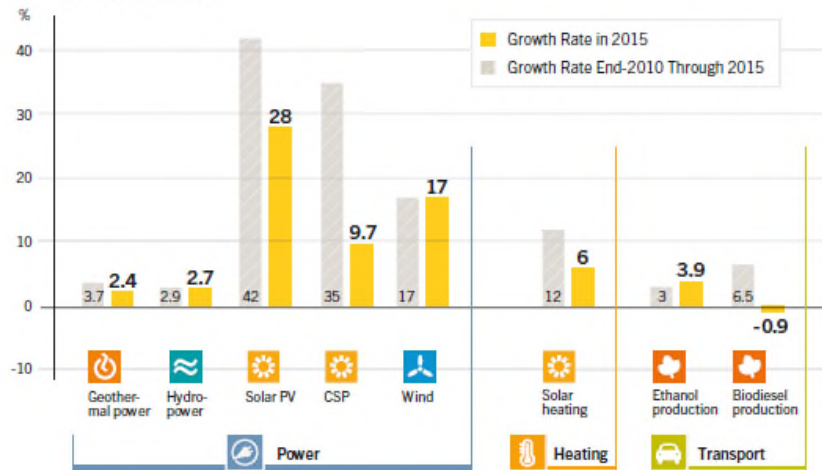
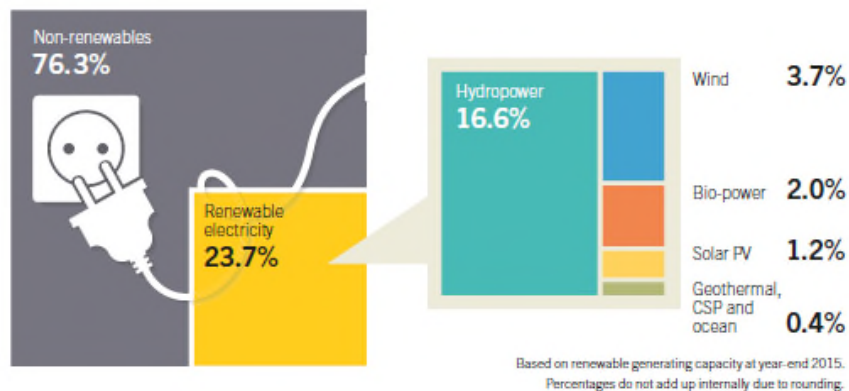


Gráfico 4 – Tasas de Crecimiento de la EE. RR 2010-2015, REN 21

En la Tabla 1 y en el Gráfico 4, se puede observar como la capacidad instalada en energía solar fotovoltaica aumento 28% en 2015 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Cent. (REN21), 2016), pasando de 177 GW en 2014 a 227 GW en 2015, mientras que la hidroeléctrica solo aumento menos del 3%. Si tenemos en cuenta el crecimiento desde 2010, esta tasa asciende al 42%, lo que constituye un crecimiento notable. Sin embargo, esta energía representa el 5% de las renovables, y solamente el 1.2% de la producción global de electricidad (Renewable Energy Policy Network for the 21st Cent. (REN21), 2016)

Gráfico 5 - Participación de la EE. RR en la Producción global de electricidad, REN 21, 2016



Durante los últimos años el crecimiento se ha desacelerado en Europa, especialmente en Alemania. En 2015, China, Japón, Estados Unidos fueron los países que han invertido fuertemente.

Figure 16. Solar PV Capacity and Additions, Top 10 Countries, 2015

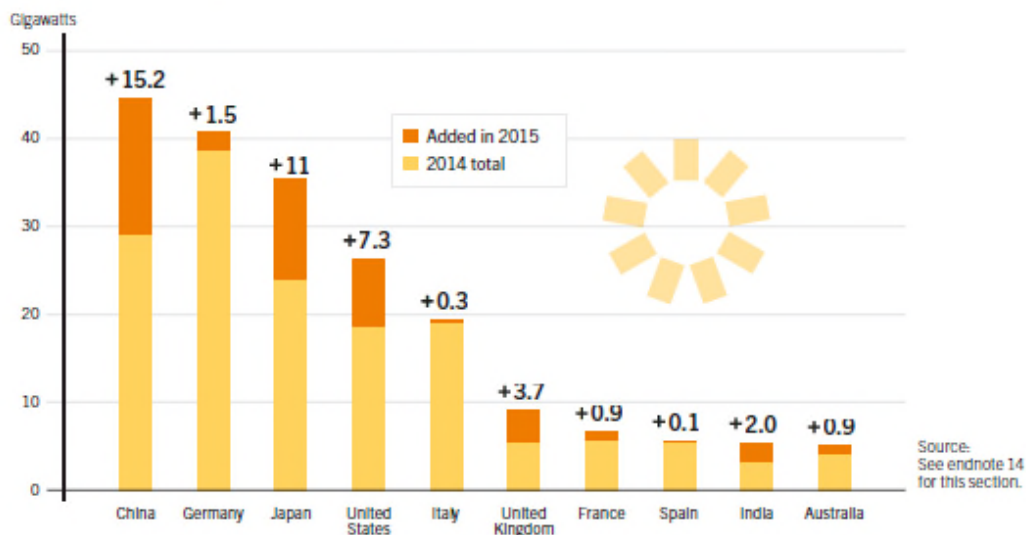


Gráfico 6 – Capacidad instalada de generación solar fv por países, REN 21, 2016

Los analistas coinciden en predecir que el crecimiento continuará hasta el 2020. De este modo, la capacidad instalada debería ser de 500 GW (frente a 134 GW a finales de 2013) que representaría el 2,2% de la producción mundial de energía (Total SA, 2017).

1.3.1. La estructura de la industria solar fotovoltaica: upstream y downstream

El **Upstream** se encarga principalmente de la producción de paneles y las estructuras eléctricas necesarias para la producción de esta energía. En el mundo existen 3 jugadores principales en base a su participación en las ventas: First Solar Inc. (USA), SunPower (USA) y Yingli (China).

Estas mismas compañías también dominan el **Downstream** que se ocupa de la producción de electricidad, y según los expertos probablemente será el sector de esta industria solar que más crecerá. Este sector tiene como principal desafío incorporar nuevas prácticas que permitan la convergencia entre las tecnologías digitales y la generación de electricidad, y así integrar los sistemas de energía solar de manera eficiente a las redes y de esta manera lograr un mix de energía eficiente, limpia y renovable

1.3.2. Competitividad y costos de la generación solar fotovoltaica

La competencia mundial y las políticas firmes de promoción de la energía solar en varios países han tenido un efecto positivo: la energía solar es cada vez más competitiva.

La forma más tangible de medir la competitividad de una fuente es comparar su costo por kilovatio-hora (kWh) con el precio que se cobra a los usuarios finales por el costo de producir electricidad de todas las fuentes combinadas (grid cost). Cuando el costo de una fuente es igual al promedio de toda la red, esta fuente alcanzó la “Grid Parity” (Deutsche Bank, 2015).



Gráfico 7 – Países con regiones con “grid parity”, Deutsche Bank, 2015

Según un informe de este banco, la energía solar fotovoltaica ha alcanzado la paridad de red en alrededor de 15 países y regiones del mundo, incluyendo Alemania, Italia y California (Deutsche Bank, 2015)

Uno de los factores claves para que la energía solar fv. se haya tornado competitiva ha sido la caída de los precios de los paneles fotovoltaicos que se puede observar en el Gráfico 8.

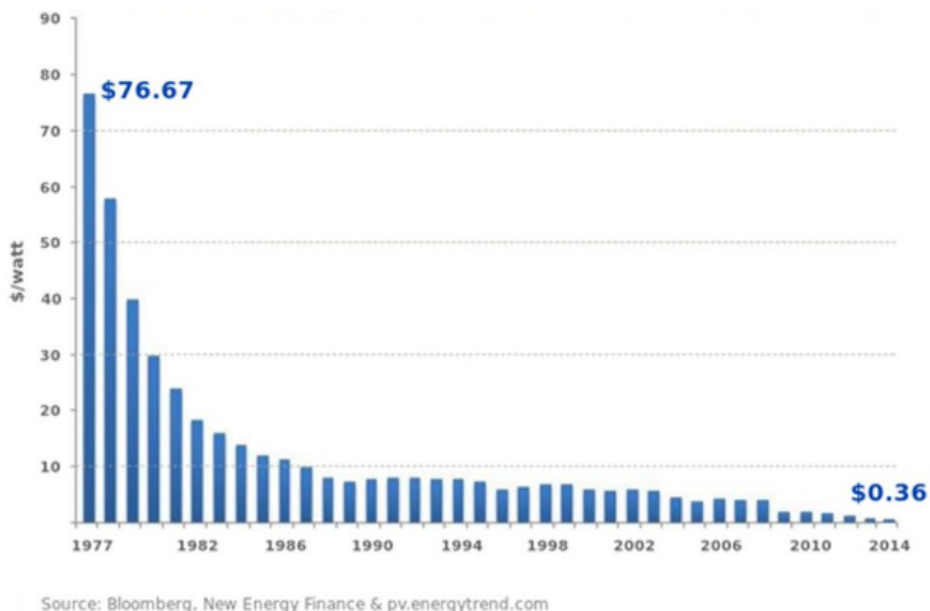


Gráfico 8 – Evolución del Costo del Panel Solar en USD/w, Bloomberg, 2014

1.3.3. Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE)

La generación de electricidad puede obtenerse de diferentes fuentes energéticas y de la aplicación de diferentes tecnologías con una misma fuente energética. Esto conlleva a utilizar análisis comparativos para medir las ventajas económicas de una fuente energética con respecto a otra.

La EIA define al costo nivelado de la electricidad, también conocido como costo normalizado o costo equivalente, (abreviado como LCOE por sus siglas en inglés) como “el costo por kilovatio en dólares reales de la construcción y operación de una planta de generación en base a un ciclo de vida útil del proyecto y a las condiciones financieras del proyecto” (US EIA (United States Energy Information Administration), 2016).

Es decir, se trata de una valoración económica del costo del sistema de generación de electricidad que incluye todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto: la inversión inicial, operación y mantenimiento, el costo de combustible, y costo de capital.

El conocimiento del LCOE es una herramienta útil para la comparación de los costos unitarios de diferentes tecnologías.

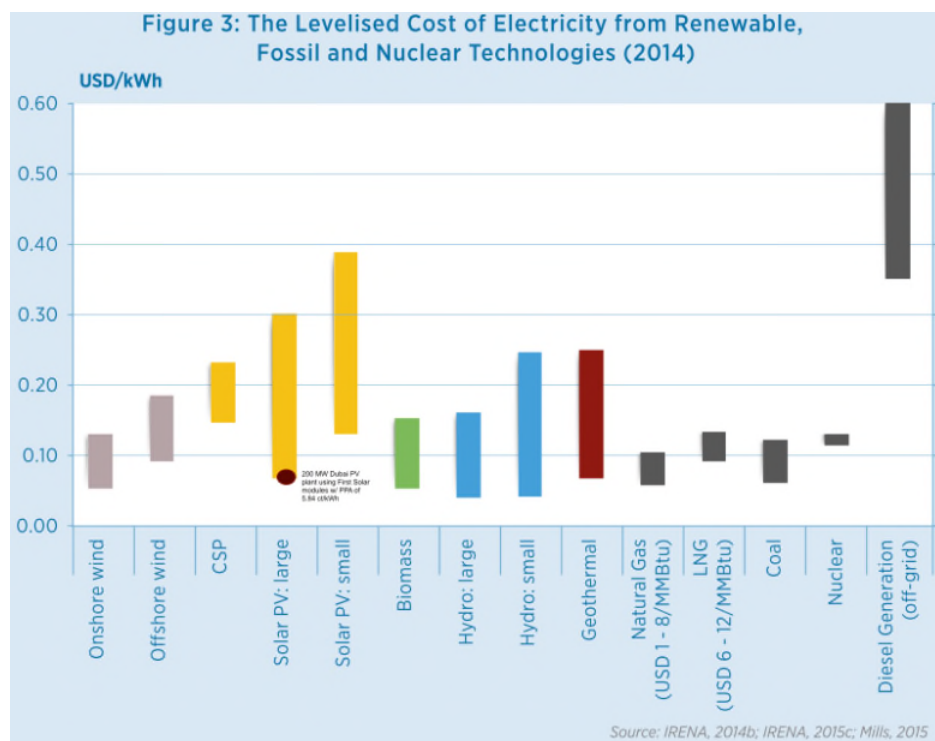


Gráfico 9 - Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE), IRENA, 2014

Los datos publicados por IRENA ilustran como la energía solar fv. fue ganando competitividad durante los últimos años, lo que se refleja que en determinados proyectos el LCOE es competitivo respecto a las otras fuentes de generación (IRENA , 2014).

1.4. Las energías renovables en Sudamérica

Según Cammesa, en la parte sur del continente americano, Brasil lidera el ranking de capacidad instalada de fuentes de generación renovable, básicamente por el gigantesco parque de generación hidroeléctrica que posee este país (Ministerio de Energía y Minería, 2016). Tanto Chile como Uruguay lo siguen en este ranking, y por ello analizaremos algunas experiencias recientes en estos dos países en la próxima sección.

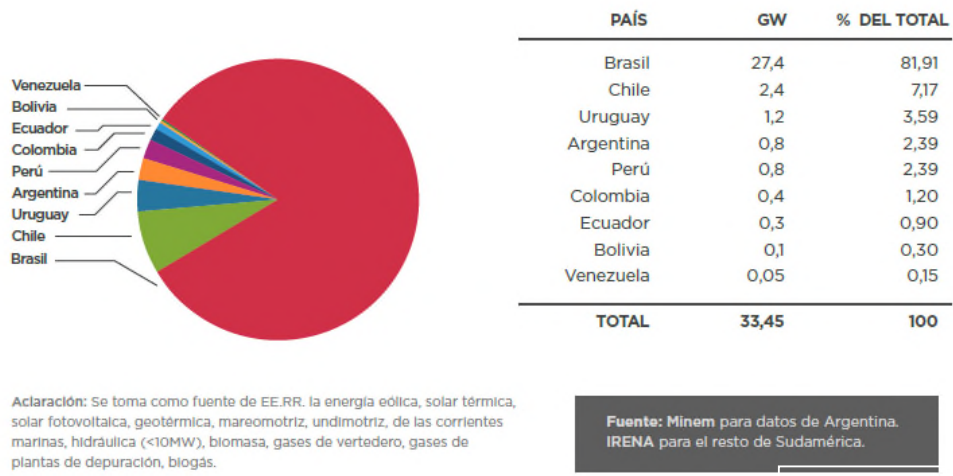


Gráfico 10 – Capacidad Instalada de EE. RR en Sudamérica, MINEM, 2016

1.4.1. La Energía Eólica en Uruguay

Esta industria es un caso exitoso de desarrollo de energías renovables en nuestra región.

La situación de energía eléctrica en Uruguay viene cambiando radicalmente en los últimos 10 años, pasando de ser dependiente e importador neto, a ser un país que vende a sus vecinos el excedente de la energía que produce (Trinidad, 2015).

Según el autor “la cantidad de energía colocada en el exterior en 2014, principalmente a Argentina, fue seis veces superior a lo comercializado en 2013. Uruguay importó energía por última vez en octubre de 2012 desde Argentina, cuando una fuerte sequía disparó los costos de generación e incluso implicó pérdidas millonarias para UTE”...la empresa de energía estatal.

La ministra de Industria, Energía y Minería, Carolina Cosse explicó que en 2005 la energía hidráulica concentraba el 87% de la generación y pasó al 74% en 2014, mientras la energía de origen térmico fósil o sea petróleo o gas, pasó 13% al 7% en el mismo período.

La organización World Wild Fund (WWF), resaltó el liderazgo de Uruguay en la producción de Energías Renovables con respecto a la región latinoamericana. Según lo proyectado Uruguay será el país del mundo con mayor porcentaje de energía eólica en su oferta energética.

En 2011 empezaron las adjudicaciones, al año siguiente se presentaron los proyectos y 2013 fue el año del desafío logístico y de la construcción de parques. En 2015 había más de 20 proyectos de parques privados en etapa de autorización o en obra

Las proyecciones indican que este país cubrirá un 30% de las necesidades del país con energía eólica, lo que ubicaría a Uruguay como el país con mayor aprovechamiento per cápita de la energía eólica a nivel mundial. .

Para muchos países de la región, Uruguay se transformó en ejemplo de una política que está potenciando el crecimiento de una industria imprescindible para el país, amigable con el medio ambiente y que genera divisas directamente.

Los beneficios y exenciones impositivas fueron fundamentales para el desarrollo de la industria, dado que permitieron conseguir mejores tasas de financiamiento con organismos multilaterales de crédito. La competitividad de las tarifas que se establecieron en las licitaciones públicas, fueron en parte, resultado de las siguientes condiciones de inversión que se ofrecieron:

- Contratos de venta de energía a 20 años y precios de los contratos con fórmula de indexación
- Líneas de financiamiento de agencias de exportación (ECA), bancas multilaterales y bancos comerciales a plazos de hasta 18 años, con bajas tasas de interés de entre el 3 y 4% costo financiero total, y con una cobertura de entre el 75 y 80% del valor total del proyecto.
- Exención del IVA correspondiente a la importación de bienes muebles y devolución por la compra en plaza de bienes muebles, materiales y servicios destinados a las obras civiles.

1.4.2. Inversión en energía solar en Chile - Proyecto Salvador

Chile se destaca en la industria de la energía solar, ya que su geografía le otorga una excelente irradiación solar, potenciada por una demanda eléctrica creciente, lo que genera las condiciones óptimas para la inversión en nuevos proyectos. Actualmente, este tipo de energía compite cabeza a cabeza con las fuentes tradicionales, sin la asistencia de subsidios gubernamentales (Sunpower, 2017).

El Campo Solar Salvador posee una capacidad de generación de 70 megavatios (MW) y se encuentra en la Región de Atacama, cerca de la localidad Diego de Almagro. Esta granja solar entrega electricidad a la red del Sistema Interconectado Central (SIC), desde donde es vendida directamente al mercado spot a un precio que refleja el valor de mercado, ya que no recibe ningún subsidio del estado chileno.

El proyecto es un joint venture entre Etrion, Total y Solventus Energías Renovables y es un leading case en la región Conosur, recibió financiamiento a través de un Project Finance, con Overseas Private Investing Corporation (Banco Mundial) y fue construido en aproximadamente 328 hectáreas arrendadas del gobierno chileno, donde se genera electricidad para el consumo equivalente al de 70.000 hogares.

CAPITULO 2 - ARGENTINA – CONTEXTO ENERGETICO

2.1. El Sistema Eléctrico Argentino

2.1.1. Demanda de potencia

La Cámara Argentina de Energías renovables describe como durante los últimos 20 años, la evolución de la demanda de energía del mercado eléctrico argentino presenta un crecimiento con fuertes altibajos en la tasa anual. Más allá de estos altibajos, incluso con años de caída la tendencia es claramente de crecimiento. Entre los extremos de la serie de 22 años anualizada, el crecimiento expone una tasa 4.35% acumulativo anual, mientras que, en forma coincidente, los últimos 5 y 10 años muestran una tasa de 3.3 por ciento (Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER), 2015).

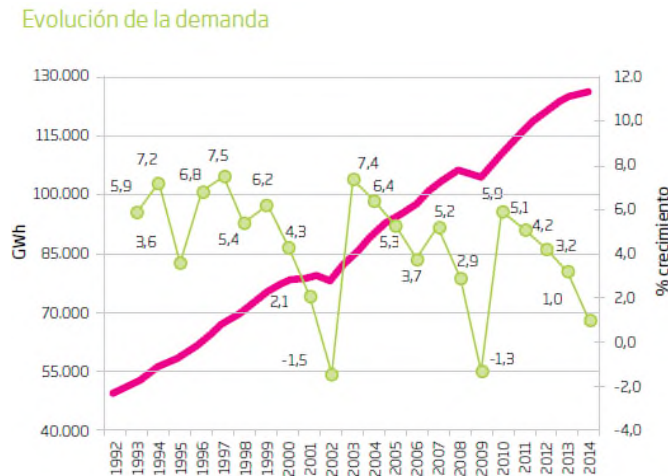


Gráfico 11 – Evolución anual de la Demanda en Argentina, CADER, 2015

La demanda de potencia máxima registrada a nivel mayorista (con el sistema Patagónico empalmado) muestra un crecimiento entre los extremos de la serie de 22 años a una tasa de 4.3% acumulativo anual, los últimos 10 años al 4.1% y en los últimos 5 años al 5.1 %.

En los últimos años las potencias máximas siempre han crecido, incluso por encima de la tasa de crecimiento de la energía. Particularmente, el comportamiento de la demanda en verano ha modificado su perfil con relación a las curvas históricas, exponiendo valores máximos en las horas de la tarde por encima de los registros de horas nocturnas.

Demanda máxima de potencia

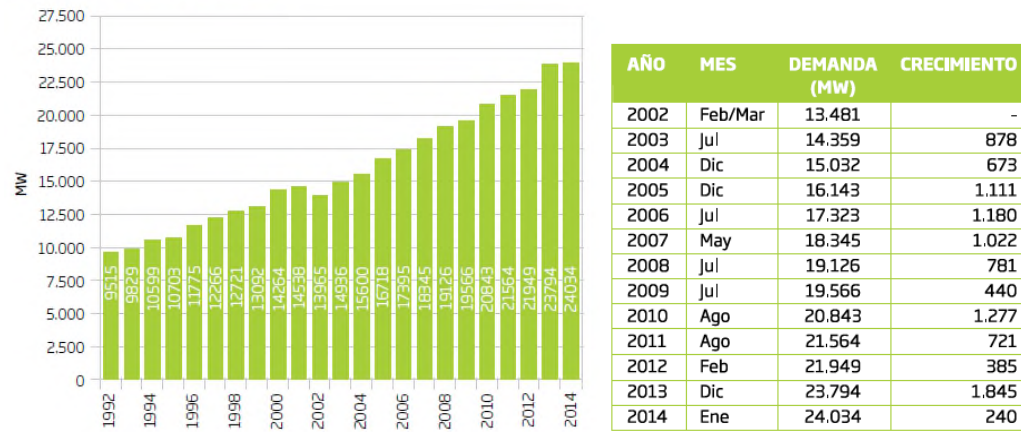


Gráfico 12 – Evolución anual de la demanda de potencia máxima, CADER, 2015

Este comportamiento de alta sensibilidad de la demanda con las mayores temperaturas de verano se viene manifestando en forma notoria en los últimos años, debido al mayor equipamiento instalado en acondicionamiento de aire.

Como se verá en la próxima sección, este aumento de la demanda no fue acompañado de igual manera por el aumento de la oferta de potencia instalada, potencia que si bien aumento, lo hizo a un ritmo menor e implicó un desabastecimiento de la demanda, con cortes en el suministro tanto al sector industrial como al sector residencial.

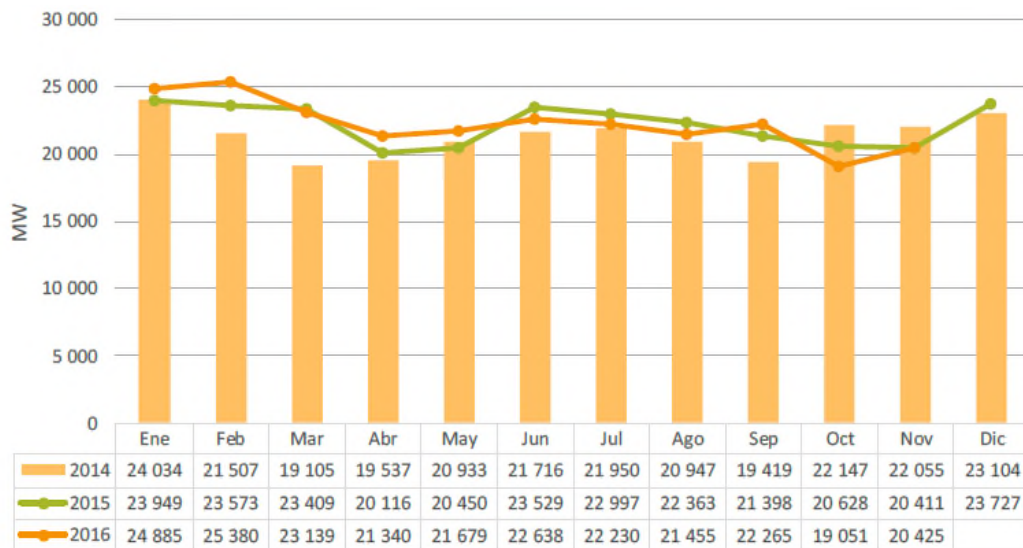


Gráfico 13 - Demanda mensual de Potencia, Cammesa, 2016

2.1.2. Potencia Instalada

Con respecto a la oferta, la potencia instalada en el mercado presenta una tasa de crecimiento promedio de la potencia instalada de 3.7% acumulativo anual entre los extremos de la serie, en comparación con el 4.3% que creció la demanda.

Cader sostiene que para este crecimiento fue muy importante el aporte de potencia registrado en los últimos años por los generadores del tipo Ciclo Combinado. También destaca la introducción de motores diesel correspondientes a los programas de contratación de potencia (distribuida y móviles) llevados a cabo por Energía Argentina S.A. (ENARSA), que incorporaron más de 1.400 MW en generadores.

Como contrapartida, debe destacarse también que la totalidad de estos motores utilizan exclusivamente como combustible Gasoil, lo que implica un alto costo de generación.

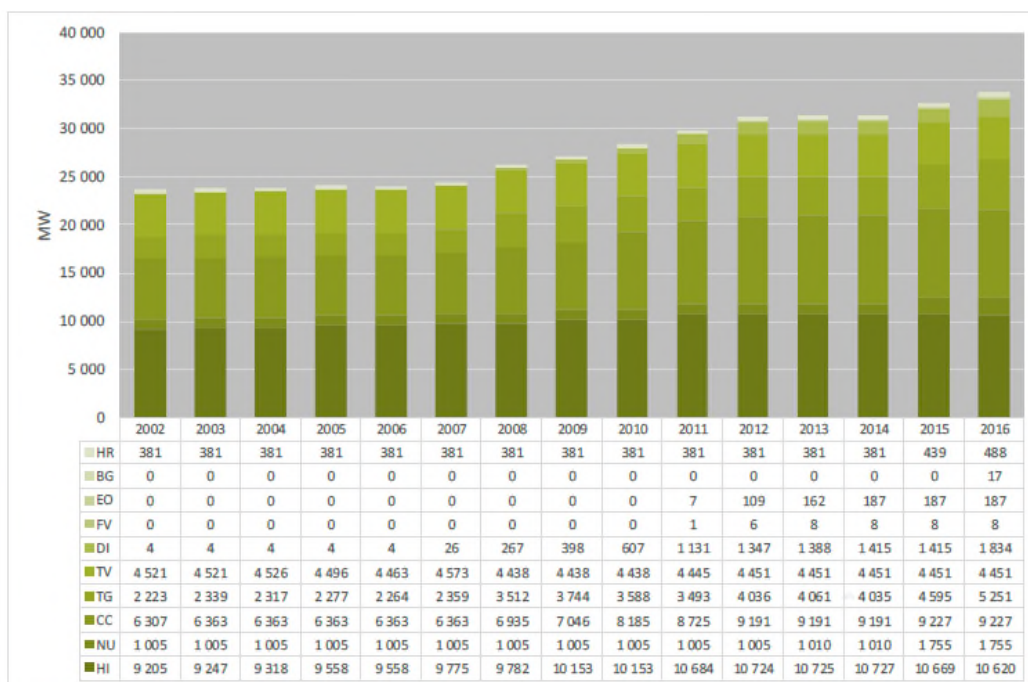


Gráfico 14 - Evolución anual de la Potencia Instalada, Cammesa, 2017

CAMMESA informó la capacidad instalada de generación en Diciembre 2016 de Argentina era de 33,839 MW, sin contar la totalidad de los autogeneradores (CAMMESA, 2017). Como se puede observar en la siguiente tabla, la demanda es cubierta principalmente con generación térmica, hidroeléctrica y en menor proporción nuclear y renovable.

(MW)	Ciclo Combinado	Turbina Vapor	Turbina Gas	Diesel	Termal	Nuclear	Hidro >50MW	Hidro <=50MW	Eólica	Solar	Biogás	Renovable Total	TOTAL
CUYO	374	120	90	-	584	-	900	172	-	8	-	180	1,664
COM	1,282	-	314	92	1,688	-	4,655	37	-	-	-	37	8,379
NOA	829	261	992	283	2,365	-	101	117	50	-	-	167	2,633
CENTRO	534	200	511	101	1,345	648	802	116	-	-	-	116	2,911
GBA-LIT-BAS	6,020	3,870	3,117	501	13,509	1,107	945	-	-	-	17	17	15,578
NEA	-	-	33	299	332	-	2,745	-	-	-	-	-	3,077
PATA	188	-	195	-	383	-	472	47	137	-	-	184	1,039
U. Móviles	-	-	-	558	558	-	-	-	-	-	-	-	558
TOTAL	9,227	4,451	5,251	1,834	20,763	1,755	10,620	489	187	8	17	701	33,839

Tabla 2 - Capacidad Instalada por Fuente en Diciembre 2016, Cammesa, 2017

Actualmente, 20,764 MW provienen de la generación térmica, lo que representa el 61%, es decir que para producir electricidad queman algún combustible como el carbón, fuel o gas, mientras que el otro 33% restante corresponde a generación hidroeléctrica + nuclear.

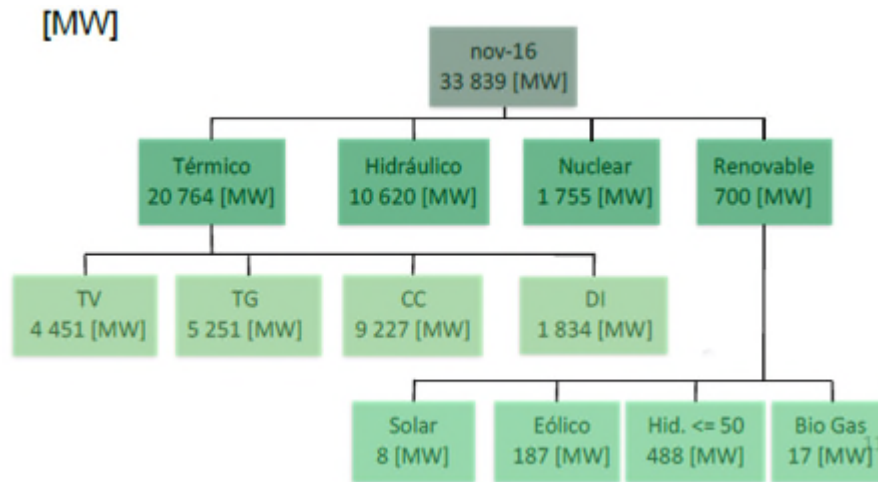


Gráfico 15 – Potencia Instalada Distribución por Tecnología, Cammesa, 2017

Es importante destacar que la indisponibilidad de la maquinaria de generación térmica en Argentina es alta, ya que alcanza un promedio del 25 % teniendo en cuenta todos los tipos de tecnología térmica, y solo alcanzar menos del 50% en el caso de la turbina a vapor.

Tecnología	nov-16	Año Móvil
CC	79%	85%
TG	82%	79%
TV	57%	49%
DI	91%	90%

Tabla 3 - Disponibilidad Térmica por tipo de tecnología, Cammesa, 2017

2.1.3. Costo de la generación eléctrica y los subsidios

Como se mencionó previamente, luego de la devaluación del 2001 y como producto de las políticas distributivas de los últimos años, el Estado promovió un atraso tarifario para que los consumidores no pagaran el costo real de la generación eléctrica.

Gerardo Rabinovich sostiene que el 80% de la demanda solo paga el 22% de los costos de generación, lo que provocó que los consumidores recibieran subsidios por 15.000 MUSD que generan un creciente déficit fiscal que represento el 3% del PBI (Rabinovich, 2017)

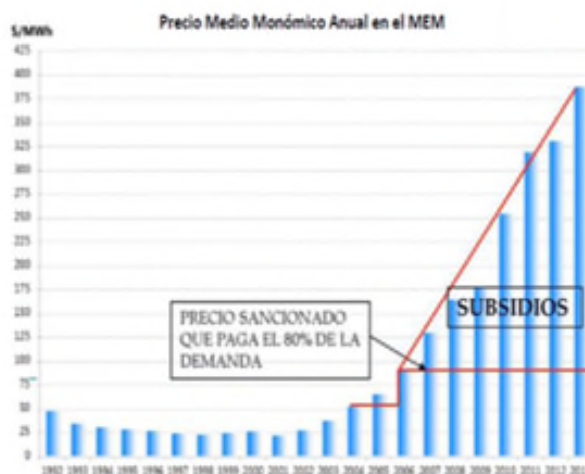


Gráfico 16 – Precio Medio Monómico y Subsidios, Gerardo Rabinovich, 2017

Costo Medio de Generación MEM Mensual [\$/MWh]			Medio Año Móvil	
nov-16	nov-15	Medio Año Móvil	nov-16	Medio Año Móvil
965.7	606.5	1023.2	965.7	1023.2

Precio Medio Estacional [\$/MWh]			Medio Año Móvil	
nov-16	nov-15	Medio Año Móvil	nov-16	Medio Año Móvil
336.1	95.4	293.4	336.1	293.4

		nov-16	Medio Año Móvil
Componente Energía	Precio Energía	120.0	120.0
	Energía Adicional	4.3	3.5
	Sobrecostos de Combustibles	15.8	47.1
	Sobrecostos Transitorios de Despacho	572.5	570.2
	Cargos Demanda Excedente	47.2	-144.3
	Contratos Abastecimiento MEM + Cuenta Brasil	191.1	204.8
Componente Potencia	Potencia Despachada	6.9	6.8
	Potencia Servicios Asociados	5.8	4.6
	Potencia Reserva Corto Plazo + Servicios Reserva Instantánea	0.6	0.6
	Potencia Reserva Mediano Plazo	1.4	1.1
Precio Monómico	965.7	1023.2	
Cargos Transporte	Transporte Alta Tensión + Distribución Troncal (Acuerdo)	0.0	1.7
	Transporte Alta Tensión	1.2	1.0
	Transporte Distribución Troncal	1.6	1.2
	Precio Monómico + Transporte	968.4	1027.0
Precio Monómico Estacional (Energía + Potencia) + Otros Ingresos	336.1	293.4	

Tabla 4 - Costo Medio de Generación y Precio Medio Estacional, Cammesa, 2017

La Tabla 4 ilustra que, en noviembre de 2016, el costo medio de generación del MEM (el precio monómico) alcanzó 965 ARS/ MWh mientras que el precio medio estacional cobrado al sistema solo alcanzo 336 ARS/MWh. Esta brecha entre el costo de la generación eléctrica y el precio medio que pagan los consumidores, constituye la fuente del déficit mencionado

2.1.3.1. Costo de la generación eléctrica para la generación térmica

En general, la mayor parte del crecimiento de la potencia instalada de los últimos años fue a través de la generación térmica. Este hecho, sumado a la caída de las reservas de gas en argentina, obligó a que durante la última década creciera el abastecimiento de gas importado a precios altos (Bolivia o LNG) para posibilitar el incremento de la generación (Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER), 2015).

Como se puede observar en el cuadro siguiente, el costo de generación utilizando combustibles importados es significativamente alto. Si la participación de la generación solar en la matriz energética aumentara a futuro, este aumento podría contribuir a reducir el consumo de estos combustibles fósiles y provocaría una caída en los costos de generación. (360Energy, 2017)

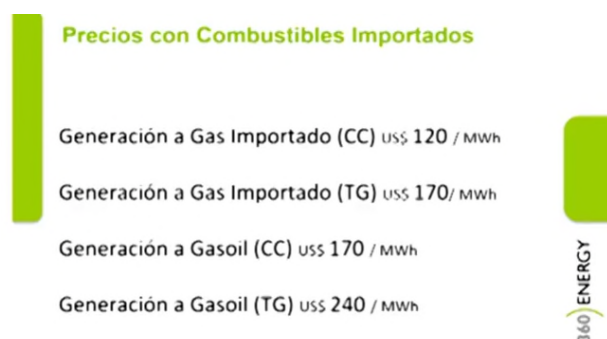


Gráfico 17 – Precios de Generación con Combustibles Importados, 360 Energy, 2017

En el Capítulo 6, comprobaremos que la energía solar es competitiva y es rentable contra estos precios que son los más caros para la generación en Argentina, y por ende contra los que puede competir eficazmente.

Los datos de Cader y Cammesa coinciden en sostener que los consumos de los diferentes combustibles han registrado una modificación en su participación en los últimos años. La menor disponibilidad de gas natural para los generadores eléctricos obliga a la utilización de combustibles alternativos. El Fuel Oil y el Gas Oil reemplazan la falta de gas natural durante algunos meses al año. En 2014 cerca del 27% del consumo corresponde a los líquidos por déficit de abastecimiento de Gas Natural a los generadores termoeléctricos.

Más allá del incremento en los costos de generación, otro punto a destacar es el impacto ambiental. Cuando las dos centrales de la Ciudad de Buenos Aires no pueden consumir Gas Natural, presentan un consumo de Fuel Oil que se combina con la humedad del aire y se transforma en volúmenes importantes de ácidos altamente nocivos para la salud de la población. (Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER), 2015)

CADER relevó los distintos costos de combustibles y los sintetizó en la siguiente tabla

PRECIO COMBUSTIBLE	PRECIO	BOCA DE QUEMADOR	PCI	UNIDAD	USD/ MMBTU	REL
GN Ref	2,6 (USD/MMBTU)	2,6	8.400	kcal/Nm ³	2,6	1,0
GN Plus	5,2 (USD/MMBTU)	5,2	8.400	kcal/Nm ³	5,2	2,0
CM 120 USD/t FOB API #4	120 (USD/t)	199	6.000	kcal/kg	8,4	3,2
GN BOL	13 (USD/MMBTU)	13	8.400	kcal/Nm ³	13	5,0
FO Nac (Escalante + 12 USD/bbl)	530 (USD/t)	604	9.800	kcal/kg	15,5	6,0
LNG BB	17 (USD/MMBTU)	17	8.400	kcal/Nm ³	17,0	6,5
FO Imp 100 USD/bbl	670 (USD/t)	804	9.800	kcal/kg	20,7	8,0
BD Gr no Int SE= 6927,91 Jun	835 (USD/t)	927	9.100	kcal/kg	25,7	9,9
GO Nac Petroleras (723 USD/m ³)	876 (USD/t)	1.052	10.250	kcal/kg	25,9	9,9
GO Imp 910 USD/m ³	1.100 (USD/t)	1.320	10.250	kcal/kg	32,5	12,5

Tabla 5 - Costo relativo de combustibles líquidos respecto al Gas Natural, Cader, 2015

En la última columna se puede observar la relación de costos calóricos de cada combustible frente al valor más bajo como es el del Gas Natural de referencia de 2.6 USD/ MMBtu. En función de estos costos, una unidad que consume gasoil importado en sustitución del gas natural multiplica sus costos doce veces, un sobre costo que sería beneficioso evitar.

2.1.4. Evolución futura de la demanda y necesidades de generación (oferta).

La demanda de energía eléctrica aumenta con el crecimiento de la población. En la Argentina, el consumo per cápita se duplicó en los últimos 25 años, mientras que la demanda residencial se incrementó aún más, 5% anual (Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER), 2015)

Por esta razón, la Cámara estima que nuestro país requiere incrementar cada año la capacidad instalada en alrededor de 900 MW para satisfacer la creciente demanda eléctrica. Además de este aumento, directamente relacionado con la mayor población, la Argentina requiere dotarse de la potencia que no fue instalada en estos últimos años y así recuperar una reserva de potencia razonable y evitar la sobrecarga de los equipos de generación.

Por tal razón, aun considerando los próximos ingresos de centrales térmicas, es necesario instalar 2.000 MW adicionales en los próximos 6 a 7 años para recuperar reserva y absorber la baja de equipamiento térmico obsoleto. Este aumento es el que el Estado argentino contempló en el Programa Renovar que analizaremos en el Capítulo 2.3.2. Este incremento cubriría los

casos de máxima demanda, eliminaría el equipamiento obsoleto e ineficiente que en la actualidad cuenta con altos costos de operación.

Si bien hay centrales en construcción (las hidroeléctricas Néstor Kirchner (1.140 MW), Jorge Cepernic, (600 MW) Garabí (580 MW) y Chihuidos (637 MW)), éstas no ingresarán en operación antes del 2023. Asimismo, a pesar del importante desarrollo fomentado desde el Estado, no está previsto el ingreso de una nueva generación nuclear en los próximos 5 años, aunque sí se prevé el reingreso de la central nuclear de Embalse (600MW) en 2018.

Es por ello que la Cámara estima entonces que para satisfacer la demanda eléctrica hasta el 2021 inclusive, será necesario incorporar 7.000 MW de nueva generación (900 MW anuales más 2.000 MW para recuperar la reserva) y enfrentar en mejores condiciones la alta demanda .

2.2. Las fuentes renovables y el balanceo de la matriz eléctrica

CADER realizó una modelación con el fin de evaluar las diferentes alternativas de generación, modelando costos de amortización, variables y fijos de operación y diferentes alternativas de combustibles. La finalidad del estudio fue comparar alternativas y no definir en forma precisa el costo de generación, para esto se compararon los resultados aplicando la misma tasa de descuento a todas las alternativas (*ver costo nivelado de la electricidad -LCOE – en sección 1.3.3*)

La línea punteada en el gráfico 22 representa exclusivamente el costo variable del combustible líquido utilizado por las unidades generadoras más caras del sistema, sin tener en cuenta el costo del capital. El mismo corresponde a la generación distribuida contratada con los valores promedio en 2014, de acuerdo con datos publicados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

Como se puede observar en el Gráfico Esto implica que la generación de Energías Renovables podría sustituir ventajosamente este consumo y por tanto alcanzaría con este objetivo para justificar su incorporación que permitiría un ahorro significativo en combustibles. En el gráfico puede observarse claramente la competitividad que ofrecen las Energías Renovables frente al resto de las alternativas.

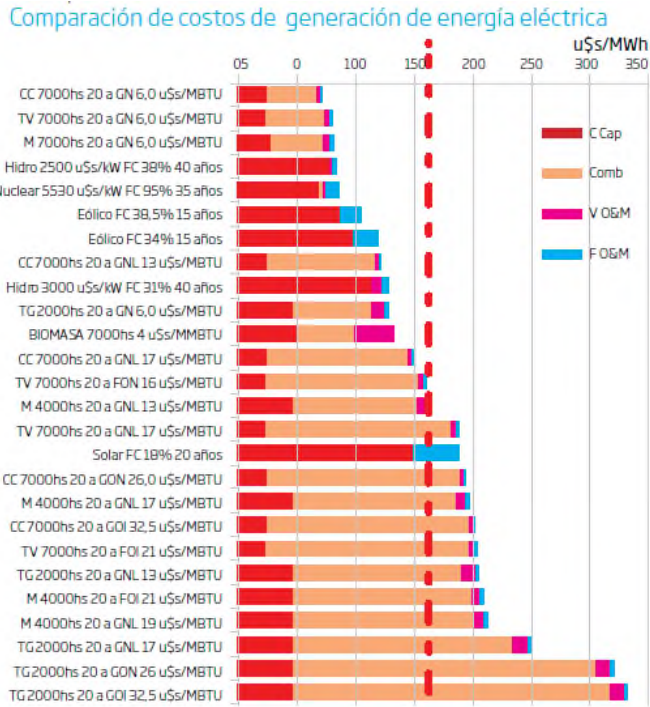


Gráfico 18 - Comparación de Costos de Generación Eléctrica, CADER, 2015

Según este modelo presentado por la CADER, es más conveniente instalar equipos de Energías Renovables que quemar combustibles fósiles importados. La intermitencia y variabilidad de la energía eólica y fotovoltaica ha demostrado ser un problema menor antes de llegar a valores de penetración muy significativos..

Una ventaja adicional que presenta nuestro país está dada por la extensa geografía, que permite descentralizar la generación eólica de modo tal que en todo momento haya una fracción significativa del parque eléctrico nacional que disponga de vientos suficientes. Asimismo, la radiación solar es coincidente con la distribución horaria de la demanda en buena parte del año.

2.2.1. El rol de la energía solar para ampliar la capacidad de generación

Como se analizó en el primer capítulo, en los últimos años, el desarrollo de las tecnologías que posibilitan el aprovechamiento de la radiación solar ha mejorado en eficiencia y en precio, tanto en la conversión directa en electricidad (solar fotovoltaico) como en el aprovechamiento térmico, sea para generar electricidad o para uso del calor. Estas mejoras posibilitan que sean opciones de diversificación de la matriz en lo inmediato.

La sanción de la Ley 27.191 en 2015 en Argentina sentó las bases para el desarrollo que tuvo el sector en 2016 (*en el Capítulo 2.3.2 se analizará esta ley en detalle*). La creación de un marco regulatorio adecuado y un código de edificación urbano que impone una cuota obligada de utilización de esa tecnología ha tenido éxito en múltiples países, desarrollados y emergentes. Según el National Renewable Energy Laboratory, la imposición de esta cuota resulta más exitosa cuando es combinada con incentivos fiscales (NREL, 2017).

Tal como se mencionó previamente, en el caso de la generación solar fotovoltaica, su desarrollo puede darse de manera conectada a la red o aislados de la red. En el primer grupo se incluyen los parques solares de grandes dimensiones (100 MW) y los sistemas distribuidos en techos y fachadas. En el segundo grupo, se encuentran todos aquellos sistemas que generan energía en forma autónoma. y no se encuentran conectados a la red de distribución.

Esta última tecnología es una de las más útiles para abastecer el medio rural disperso que estructuralmente está fuera de la cobertura de red, y posibilitar una mejora en la calidad de vida de la población que habita en zonas remotas aisladas de la red, de forma mucho más eficiente y barata que los medios que reemplaza (kerosene, baterías, pilas, velas).

Para la instalación de centrales con potencias significativas, nuestro país cuenta con un gran número de sitios muy atractivos por tener bajo costo de tierra, alta radiación solar y buenos puntos de conexión a la red disponible (NOA y Cuyo principalmente). En esta opción tecnológica, los costos han caído significativamente y se espera que continúen haciéndolo en el futuro cercano.

Los primeros contratos celebrados hace 5 años en la Argentina estipulaban un precio de alrededor de 560 USD/MWh, y en 2014 este se redujo a 240 USD/MWh, un valor que continuaba siendo alto. Este precio podría reducirse sustancialmente si el marco regulatorio y las líneas de crédito fueran los adecuados.

En el Capítulo 5.2.3.1, se describirá cómo esta baja de precios tuvo lugar a fines del 2016 luego de las primeras licitaciones del Programa RenovAR que apunta también a la industrialización local de parte de la cadena de valor genera un número de puestos de trabajo directos e indirectos, largamente superior por kWh a los que se obtienen por medio de combustibles fósiles.

2.2.2. La financiación: limitante al desarrollo de las energías renovables

En la Argentina de los últimos años, la financiación adecuada para proyectos intensivos en capital y de amortización a largo plazo fue escasa, excepto en aquellos casos en los que se establecieron fideicomisos para sectores o planes especiales. Por tal motivo, las inversiones

debieron hacerse recurriendo a fondos externos a tasas mucho más altas que las de los países vecinos y penalizando la rentabilidad económica de los proyectos de Energías Renovables. (Ver Anexo 4, Parque Solar Rawson, Genneia 2014)

La sensibilidad del precio respecto de la tasa de interés y el período de repago del préstamo para proyectos en un contexto de déficit de financiación es la principal barrera al despliegue de las Energías Renovables. En el Capítulo 6, se analizará el impacto que tienen las tasas y los plazos en la rentabilidad de un proyecto.

El Banco Nacional de Desarrollo (BNDES) de Brasil es un ejemplo para tener en cuenta sobre tasas y plazos competitivos que apoyan la industria nacional sin que esto signifique una barrera para la importación de equipos o financiamiento externo. Además de financiar a tasas bajas y largo plazo en la moneda local, bajando el riesgo cambiario para la porción de fabricación local, también ofrece líneas de crédito para las industrias que se radiquen en Brasil. En nuestro país se ha designado al BICE (Banco de Inversión y Comercio Exterior) para un rol similar, aunque su presupuesto y su despliegue son aún bastante menores al del BNDES.

El Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe, organismo dependiente de la CEPAL, relevó los mecanismos de financiación y de apoyo a las energías renovables en Argentina (CEPAL, 2015) que son sintetizados en la tabla de abajo:

Instrumentos de Financiación en Argentina				
	<i>Programa</i>	<i>Tipo</i>	<i>Púb. / Priv.</i>	<i>Fase financiable</i>
Plan RENOVAR	FODER	Garantías	Público	todas
Bancos Privados Nacionales e Internacionales	Project Finance	Prestamo	Privado	todas
BID (Banco Interamericano de Desarrollo)	Préstamos Soberanos	Préstamo	Privado	todas
	Préstamos No Soberanos			posteriores a factibilidad
BIRF	Country Partnership Strategy	Préstamo	Privado	todas
Corporación Andina de Fomento (CAF)		Préstamo/Garantía	Privado	
Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE)	Financiación de E. Renovable	Préstamo	Público	construcción
Nación Fideicomisos	Fideicomiso		Público	posteriores a factibilidad
Programa de Financiamiento del Bicentenario	Préstamo		Público	
Inciso k - Empresas Aseguradoras	ON, FF, FCI, Acciones		Privado	

Tabla 6 – Instrumentos de Financiación de EE. RR en Argentina, CEPAL, 2015

Estos son los distintos tipos de financiamiento que están disponibles hoy en nuestro país a la hora de financiar un proyecto de EE. RR. Las fuentes de financiamiento pueden provenir de organismos multilaterales de crédito (Banco Mundial), regionales, públicos y privados.

Es necesario destacar que tanto las instituciones privadas como las multilaterales (BID) perciben un nivel de riesgo alto en el sector energético argentino, producto de la intervención que ya se ha descrito en las secciones anteriores, como también por el rol centralizador de Cammesa.

Esto se debe a que al ser Cammesa el principal comprador de energía eléctrica (off-taker), y que por lo tanto constituye casi un monopolio comprador de energía. Esto no permite a las generadoras diversificar riesgo crediticio vendiendo a varios clientes al mismo tiempo.

Esta situación se agrava con el hecho que Cammesa no cobra directamente a los compradores de energía, sino que las distribuidoras de energía recaudan y luego le giran los fondos. Por lo tanto, la capacidad de pago de Cammesa depende de las distribuidoras, como también de los fondos discrecionales que provienen del Tesoro que constituyen los subsidios que se han discutido en la sección 5.1.3. (Gandini, 2016).

Este riesgo es percibido por los distintos actores que podrían financiar estos proyectos y por lo tanto las condiciones de financiación (tasas, plazos, montos, garantías) son afectados por esta situación, tornando las condiciones más restrictivas que en otros países de la región y del mundo.

Project vs Corporate Finance

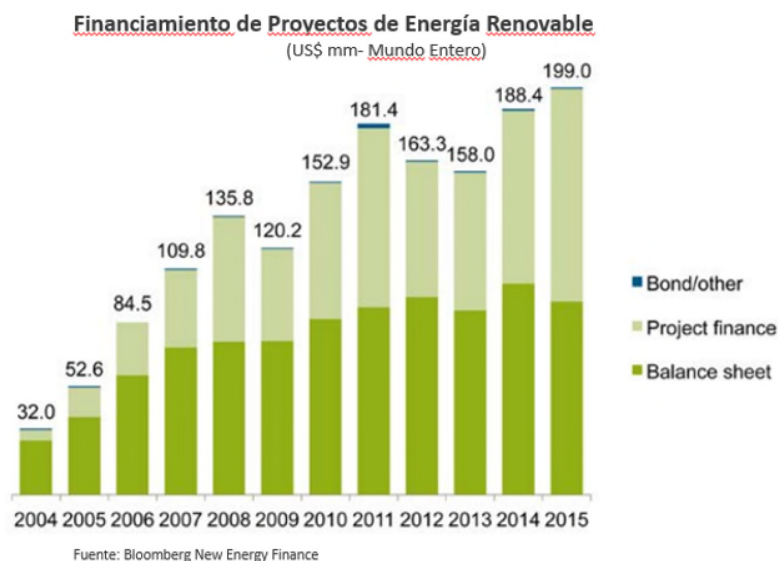


Gráfico 19 – Evolución del financiamiento mundial de proyectos de EE. RR en USD, Bloomberg, 2015

Gian Franco Carassale del IDB sostiene que en el mundo más de la mitad de los proyectos se financian por medio de Project Finance y la otra mitad por medio de Corporate Finance, cuando la compañía que gestiona toma la deuda a su nombre (Carassale, 2017).

El **Project Finance** es el mecanismo de financiación de inversiones de gran envergadura que se sustenta tanto en la capacidad del proyecto para generar flujos de caja que puedan atender la devolución de los préstamos como en contratos entre diversos participantes que aseguran la rentabilidad del proyecto. Asimismo, son proyectos caracterizados por incluir tecnologías

ampliamente maduras que aseguren una generación de flujos previsible y suficiente que sostenga el pago de las cuotas crediticias.

Para instrumentar este tipo de financiamiento, generalmente se constituye una sociedad separada para realizar el proyecto (Sociedad con Propósitos Específicos / Special Purpose Vehicle, SPV) y el gestor o promotor del proyecto puede aportar una gran parte del capital de la sociedad (30%), incluso en terrenos, vinculando así la financiación del proyecto a su gestión. La exigencia en los contratos de garantías permite al fin que el proyecto sea rentable, y por tanto que puede satisfacer todos los intereses de los participantes.

Luego en la sección la sección 2.3.2, se analizarán las adjudicaciones a numerosos proyectos dentro del programa RenovAR a finales del 2016. Actualmente los mismos se encuentran negociando el financiamiento de los mismos y comenzando su etapa de construcción.

Este proceso implica un gran desafío, ya que expertos como Carassale sostienen que existe un exceso de demanda de este tipo de financiamiento y que no todos los constructores obtendrán condiciones de financiación atractivas, que solo para financiar los proyectos del Plan Renovar serán necesarios 2.353 MUSD. Esto podrá afectar la rentabilidad de los proyectos y la concreción de los mismos.

Tecnología	MW Adjudicados	Costo por MW (US\$m) (1)	Costo Total Inversión (US\$m)	Capital Accionista (30%) (US\$m)	Deuda (70%)
Proyectos Eólicos	1.473	1.6	2.356	707	1.649
Proyectos Solares	916	1.1	1.007	302	704
TOTAL	2.389		3.363	1.009	2.353

(1) Incluyendo costos de construcción, equipos, cuentas de reserva, intereses durante construcción, comisiones, gastos de estructuración, etc.

Tabla 7 - Necesidades de Financiación del Programa RenovAR, G.F.Carassale, 2017

Como se analizará más adelante, el Programa RenovAR contempló la creación del FODER (Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Energías Renovables), como también las garantías del Banco Mundial y del Tesoro Nacional (República Argentina). Estas garantías apuntan a mitigar los riesgos inherentes a estos proyectos y por lo tanto a bajar el costo de financiación y posibilitar el acceso al crédito de los mismos.

Este esquema no estuvo presente en otros procesos licitatorios como el GENREN y constituye una de las razones del éxito que tuvo el programa en Argentina (Solar Plaza, 2017). Para el

programa GENREN, los precios contratados se encontraban en torno a 500 USD-MW, mientras que para RenovAR los precios bajaron hasta 60 USD-MW.

Por otro lado, y teniendo en cuenta el impacto positivo a nivel ambiental que tiene la generación por medio de fuentes renovables, se abren posibilidades de financiamiento de organismos multilaterales que buscan fomentar este tipo de proyectos. Los acuerdos alcanzados en las negociaciones climáticas determinan que todos los países deberán presentar contribuciones a la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

Estas políticas ya están siendo aplicadas en nuestra región en países vecinos por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la Corporación Andina de Fomento (CAF) y el BNDES, así como por el Banco Mundial en otros países emergentes. Para ello las naciones deberán mostrarse un compromiso político de largo plazo con la difusión de las Energías Renovables.

2.3. Marco Regulatorio para el Desarrollo de la Energía Renovable

Para expandir la capacidad de generación y aumentar la participación de las energías renovables, se sancionó la Ley N 27.191 en 2015. Esta Ley compromete al Gobierno a incrementar la participación de las renovables al 8% al final del 2017 y establece la meta de disponer de 10 GW renovables en 2025 (25%).

Bajo el paraguas de esta Ley se desarrolla el Programa RenovAR el cual se analizará en el Capítulo 5.2.3. Antes de la sanción de esta ley, el principal interés se había centrado en la modificación de la Ley 26.190 de Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica y bajo la cual se desarrolló el programa GENREN que fue el puntapié inicial para el desarrollo de la energía renovable en Argentina.

2.3.1. El Programa de Generación Renovable (GENREN)

En 2010, ENARSA lanzó el Programa de Generación Renovable - GENREN, por el cual adjudicó a través de la Resolución SE N° 712/2009 la compra por 15 años de 895 MW de electricidad en una primera etapa que cubrirían casi 1/3 de la meta fijada para 2016.

De esa cifra, 754 MW corresponden a generación eólica, mientras que el resto se distribuyó entre biocombustibles (110 MW), pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (11MW) y energía solar fotovoltaica (20 MW), en un total de 32 proyectos adjudicados. (Ministerio de Energía y Minería, 2017) . Con esta generación se alcanzó en ese momento, que cerca del 1,5% de la demanda sea con fuentes renovables, un valor menor a la meta estipulada por el programa.

Un atractivo del programa para las inversiones fue que el programa garantizaba la compra de la energía que el proyecto generara a través de CAMMESA durante 15 años. Este modelo fue replicado para el programa RenovAR por un tiempo de 20 años.

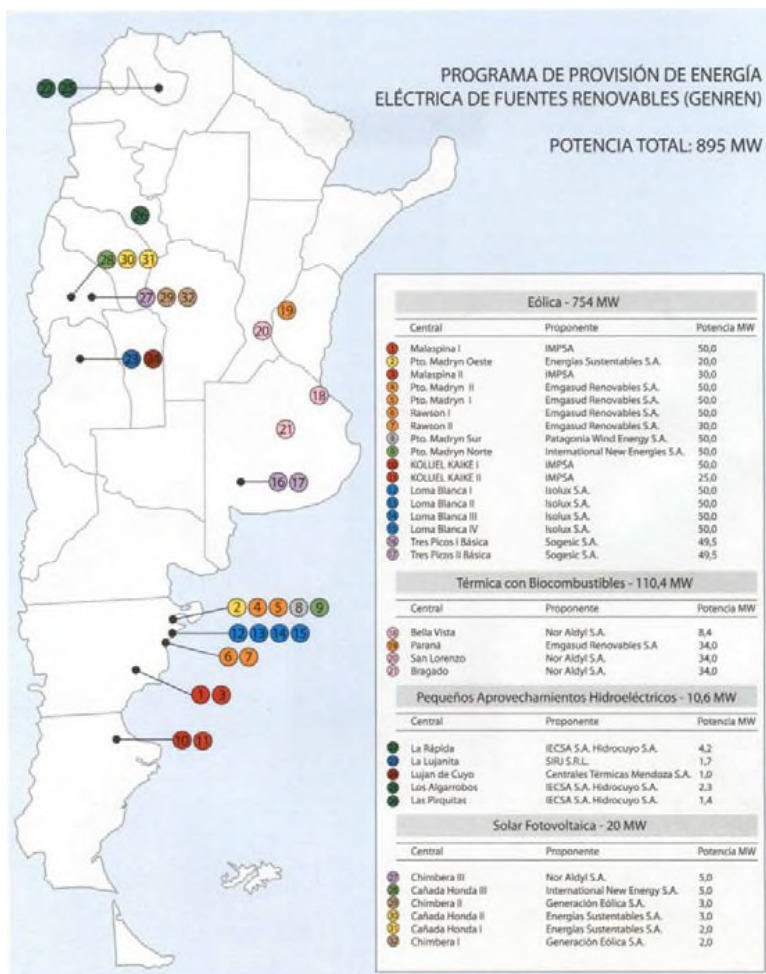


Gráfico 20 – Distribución Geográfica de los Proyectos del GENREN, MEM, 2015

En energía solar se adjudicaron 20 MW a un total de 6 proyectos que fueron adjudicados en la Provincia de San Juan a 4 empresas, que entraron en producción entre 2012 y 2013:

- Chimbera I 2 MW Generación Eólica SA
- Chimbera II 3 MW Generación Eólica SA
- Chimbera III 5 MW Nor Aldyl SA
- Cañada Honda I 2 MW Energías Sustentables SA (subsidiaria de Genneia)
- Cañada Honda II 3 MW Energías Sustentables SA (subsidiaria de Genneia)
- Cañada Honda III 5 MW International New Energy SA

Fuente	Licitada MW	Presentada MW	Proyectos Adjudicados	Potencia Adjudicada	Rango USD/MWh	Precio Adjudicado	Proyectos Construidos	Potencia Instalada MW
Eólica	500	1182	17	754	121-134	126,9	3	131
Térm Biocombustibles	150	155	4	110,4	258-297	287,6	-	-
RSU	120	-	-	-	-	-	-	-
Biomasa	100	53	-	-	-	-	-	-
PAH	60	10	5	10,6	150-180	162,4	1	1
Geotérmica	30	-	-	-	-	-	-	-
Solar térmica	25	-	-	-	-	-	-	-
Biogás	20	-	-	-	-	-	-	-
Solar Fotovoltaica	20	22	6	20	547-598	571,6	3	7
Total	1025	1422	32	895	-	7	139	-

PAH: Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos **RSU=** Residuos Sólidos Urbanos

Gráfico 21 – Resultados Licitación Proyecto GENREN, Cader, 2015

2.3.2. La Ley 27.191 y el Programa RenovAR

La sanción y la promulgación de la Ley 27.191 que regula el Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía se efectuó en el 2015. El objetivo de la misma era aumentar la participación de las Energías Renovables y diversificar la matriz energética nacional y así reducir la dependencia de los combustibles fósiles (Ley 27.191, 2015) .

Al momento de su sanción, la República Argentina contaba con una capacidad instalada cercana a los 800 megavatios para la generación de energía renovable.

La Ley tiene por objetivo el aumento gradual de la contribución de fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 20 por ciento para el 2025. De esta manera, el país se propone alcanzar los 10 mil megavatios renovables en 10 años. ((Ley 27.191, 2015) .

Para lograr estas metas, la Ley declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

El nuevo marco legal establece las metas nacionales obligatorias para el 100% de la demanda e instruye a Ministerio de Energía y Minería a establecer los mecanismos de contratación para cumplir las metas y promover la diversificación tecnológica y geográfica en el desarrollo del sector. El programa RenovAR constituye concretamente estos mecanismos de contratación por los cuales el Estado argentino a través del Ministerio hacen realidad el objetivo de la Ley.

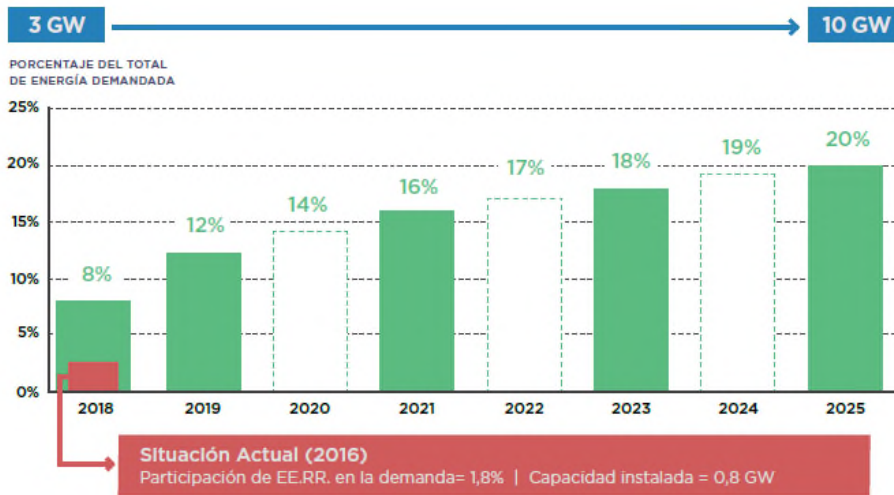


Gráfico 22 - Ley 27.191 y sus metas de participación de las EE. RR, Cammesa, 2016

Uno de los principales obstáculos que el Estado argentino apuntó a sortear mediante la creación del Plan RenovAR era la percepción riesgosa que tienen los inversores sobre invertir en el sector energético nacional. Para cambiar esta percepción de riesgo crea el FODER y su sistema de garantías múltiples.

2.3.2.1. El Fondo Fiduciario para el desarrollo de las energías renovables (FODER)

La norma establece la creación del **FODER** (Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Energías Renovables), que será financiado con fondos públicos, con aportes de los consumidores mediante cargos específicos y con fondos obtenidos de ofertas públicas (emisiones de deuda). Este fondo proveerá garantías de pago de la energía al generador, cubrirá a ambas partes (al generador y a Cammesa) ante una eventual terminación del contrato. También proveerá financiamiento a los proyectos de generación (Ministerio de Energía y Minería, 2016).



Gráfico 23 – El FODER y sus cuentas de financiamiento y garantía, MEM, 2016

Este esquema de garantías del FODER, junto con los incentivos fiscales, es uno de sus principales atractivos para los inversores, ya que mitiga el riesgo que perciben para invertir en nuestro país. El fondo se estructura con dos cuentas separadas para ofrecer soporte al desarrollo de las fuentes renovables:

- 1) la Cuenta de Financiamiento otorgará líneas para la construcción y/o financiamiento a largo plazo a los generadores, como también las garantías financieras de préstamos que los inversores tomaran de otras entidades.
- 2) la Cuenta de Garantía otorgará una garantía de pago por la energía y también por el pago por rescisión del Contrato de Abastecimiento (esta garantía a su vez está parcialmente contra garantizada por el Banco Mundial).

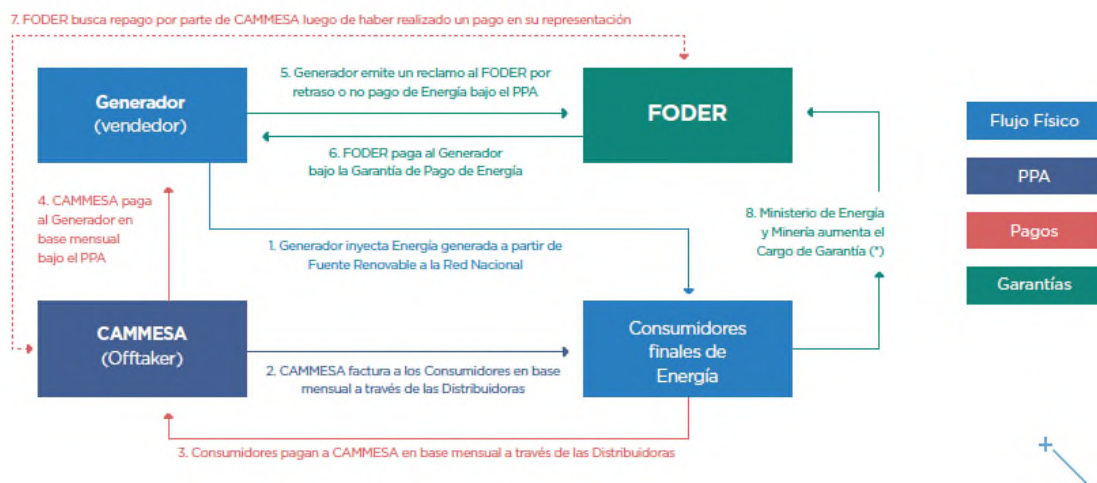


Gráfico 24 - Esquema de Garantías del FODER, MEM, 2016

Con respecto a la garantía de Liquidez (pago) como se puede observar en el Gráfico 24, el FODER provee garantías de pago a los PPA (Power Purchase Agreements) que apuntan a reducir el riesgo de default que eventualmente Cammesa podría incurrir, en detrimento de los inversores que inviertan en generación renovable. Al contar con garantías de pago, el riesgo de los cash-flow es significativamente menor y por ende la tasa de descuento al cual los inversores descuentan los cash-flow. Esto permite que los precios finalmente licitados bajen, tal como bajaron en las Rondas 1 y Ronda 1.5 de este programa que describiremos en el Capítulo 5.2.3.2.1.

Con respecto a las garantías sobre Solvencia en la Terminación de los Contratos, apunta a asegurar tanto al generador como a Cammesa, que ante un incumplimiento de su contraparte se vería perjudicada (Cammesa al no recibir la energía o el productor a no recibir el pago de la energía).

El acuerdo incluye cláusulas que determinan como se resolverá la terminación del contrato ante un incumplimiento de alguna parte: i) establece un “**put**” (opción de venta) para el generador, que, en caso de no recibir los pagos, podrá venderle el proyecto al Estado argentino al valor de libros, sin depreciación alguna del activo. Esta opción podrá ser ejercida en circunstancias tales como: i) si Cammesa incumple con el pago durante un cierto periodo la parte que vea a su contraparte incumplir el Contrato , 2) si Cammesa incumple con algún dictamen de la justicia argentina bajo alguna disputa en torno al PPA, 3) si el Peso argentino deja de ser convertible en divisas o se imposibilita la transferencia de divisas al exterior, 4) si determinadas leyes argentinas son modificadas en detrimento del inversor, o 5) si se produce la terminación temprana del PPA o de la Garantía del Banco Mundial o del FODER.

Por el otro lado, el acuerdo estipula ii) un “**call**” (opción de compra) para el Estado argentino que en caso que el generador incumpla el contrato, este podrá comprarle el proyecto al 70% de su valor libros sin depreciación.

2.3.2.2. El FODER y el financiamiento de proyectos de energía renovable

Como se mencionó, la ley establece incentivos para que los proyectos de Generación Renovable integren componente de fabricación nacional. Para ello, otorga a los Fabricantes de Equipos / Obras locales líneas de Crédito específicas del FODER y los exceptúa de los aranceles de importación bienes de capital, componentes y materias primas.

A los Generadores les da Prioridad de acceso a financiamiento vía FODER y Certificado Fiscal por el 20 por ciento de la integración nacional con un mínimo de un 30 por ciento.

2.3.2.3. Beneficios Fiscales del Programa Renovar

Con el fin de atraer las inversiones, la Ley prevé varios beneficios fiscales:

- Exención de aranceles a la importación de equipos y materias primas hasta el 31/12/2017.
- Amortización acelerada
- Devolución anticipada de IVA.
- Exención del Impuesto a las Ganancias Mínimas Presuntas.
- Exención del Impuesto a los Dividendos ante la reinversión en infraestructura.

- Deducción de gastos financieros en el Imp. a las Ganancias (intereses y diferencias de cambio)
- Certificado Fiscal sujeto a acreditación de componente nacional y transferibles a terceros.
- Se podrán trasladar posibles aumentos fiscales a los contratos.
- Libre de gravados por tributos específicos, canon o regalías.

Como se analizará en el Capítulo 3, estos beneficios tienen un impacto fundamental en la rentabilidad de los proyectos y por ende en la atracción de inversiones en el desarrollo de Energía Solar. Los beneficios decrecientes para incentivar la rápida ejecución de los proyectos y asimismo, para dar certidumbre en el otorgamiento de los beneficios, se establece un cupo total por tecnología y un monto máximo por MW que asegura su disponibilidad.

2.3.2.4. Requisitos para participar de las licitaciones

Los oferentes que participarán de las licitaciones deberán cumplir con los siguientes requisitos: i) podrán estar compuesta por una o más personas que sean accionistas y/o tengan derechos irrevocables sobre la sociedad vehículo titular del Proyecto, ii) deberán acreditar individual o colectivamente un Patrimonio Neto Mínimo de 250 mil USD por MW de Potencia Ofertada y iii) deberán presentar garantías aceptables

Los proyectos elegibles serán aquellos Proyectos que a la fecha de presentación de las ofertas estén constituidos como una Sociedad de Propósito Específico (SPE) y tengan i) derechos reales demostrables sobre el sitio de emplazamiento, ii) habilitaciones ambientales definitivas, iii) informe de Evaluación de Recurso aceptable y certificado, iv) estudios de Producción de Energía, v) haber iniciado el proceso de habilitación como Agente Mercado Eléctrico Mayorista en el MINEM y vi) un Estudio estático y dinámico (PT1) del proyecto.

2.3.2.5. Proceso de Selección y Adjudicación De Proyectos de EE. RR

Para seleccionar y adjudicar para cada tipo de tecnología de EE. RR, la Secretaria de Energía calcula el Precio Ofertado Ajustado (POA) aplicando Factores de Pérdidas y una mejora de 0,15 U\$/MWh por cada 30 días de adelantamiento del Plazo de Ejecución Ofertado respecto del Plazo de Ejecución Máximo.

Luego de este paso, se ordenan las Ofertas en orden decreciente por POA y se descartan aquellas Ofertas cuyo POA sea mayor al Precio Máximo. Ante empate se decide, en orden de prioridad, por menor precio, mayor componente nacional y finalmente por sorteo.

Se adjudica cuando la Potencia Ofertada o la Potencia Mínima de Adjudicación Parcial de la oferta no supera: i) la potencia máxima del punto de interconexión, ii) los límites o cupos de la

tecnología, iii) La potencia requerida total (1.000 MW) y cuando iv) el oferente no excede su capacidad patrimonial.

2.3.2.6. Los Contratos de Energía Eléctrica (PPA) con Cammesa

La ley contempla que las partes contraerían un Contrato para la Generación de Energía de Fuentes Renovables. Las partes serían i) CAMMESA, en representación de los agentes distribuidores y grandes usuarios del Ministerio de Energía y Minería (MEM, Comprador) y ii) el VENDEDOR de la energía quien desarrollara el Proyecto de EERR. El Objeto será la Construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de una central de generación para el abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable.

El precio se determinará según la oferta en US\$ por MWh, con ajuste anual predefinido y ajuste por “Factor Incentivo” por año calendario (Ver Anexo 6). El volumen consistirá del 100% de la energía generada por la Potencia Contratada y la energía garantizada se definirá como el P90 según el estudio EPR (Evaluación y Predicción del Recurso).

El plazo será de 20 años desde la fecha de habilitación comercial y el generador podrá sufrir multas por atraso en Fecha de Interconexión al SADI y/o Fecha de Operación Comercial, y por deficiencia en el abastecimiento.

El Contrato de Abastecimiento y el Contrato de Adhesión al FODER prevén que las siguientes causales permitan al inversor rescindir el Contrato de Abastecimiento anticipadamente y/o ejercer una opción de venta del Proyecto:

- Falta de pago por parte del comprador (CAMMESA) por más de 4 meses consecutivos o 6 meses en el mismo año (y que no hayan sido subsanadas por la garantía)
- Eventos de inconvertibilidad e intransferibilidad con efecto material.
- Modificaciones perjudiciales a la Garantía Banco Mundial o FODER.

2.3.3. Resultados de las Rondas Renovar

2.3.3.1. Ronda 1.0

En base al potencial en EE. RR que exhibe nuestro país, y por otro lado a los mecanismos de incentivos fiscales y financieros que se describieron en el capítulo anterior, en Septiembre 2016 tuvo lugar la Ronda 1.0 por la cual la Secretaria de Energía licitó un 1 GW de energía renovable, de los cuales 400 MW fueron adjudicados a proyectos de energía solar fotovoltaica.

En esta ronda, la SE recibió 123 ofertas por igual cantidad de número de proyectos por un total de 6.346 MW de potencia ofertada, lo que constituyó una iniciativa exitosa. Como resultado de este interés, se adjudicó a 29 proyectos contratos por un total de 1.142 MW. (M.E.M, 2016).

Uno de los aspectos que se destacan de la subasta es que el interés por la energía eólica fue bastante superior al de solar fotovoltaica. Así, el precio medio ofertado en la primera subasta de Argentina ha sido de 76,2 dólares por MWh en tecnología solar y de 69,5 dólares por MWh en tecnología eólica.

Llamativamente en el segmento fotovoltaico, a pesar de haberse presentado 58 proyectos, solo un total de 4 proyectos fueron adjudicados a dos compañías: JEMSE, una empresa pública de la provincia de Jujuy con 3 proyectos de 100 MW cada uno (300 MW) y la española FieldFare vinculada con la empresa Isolux con un proyecto de 100 MW. El precio medio adjudicado para esta energía ha sido de 59,7 USD/MWh.

Otro aspecto destacable es que Argentina ha conseguido que la subasta tuviera como resultado los precios más bajos de la historia.

OFERTA	OFERENTE	NOMBRE	PROVINCIA	LOCALIDAD	PRECIO OFERTADO [u\$s/MWh]	POTENCIA Ofertada (MW)	POTENCIA ASIGNADA (MW)
SFV-38	JEMSE SE	P.S. Cauchari 1	JUJUY	Cauchari	60.00	100	100
SFV-39	JEMSE SE	P.S. Cauchari 2	JUJUY	Cauchari	60.00	100	100
SFV-40	JEMSE SE	P.S. Cauchari 3	JUJUY	Cauchari	60.00	100	100
SFV-13	FIELDFARE	P.S. La Puna	SALTA	San Antonio de los Cobres	58.98	100	100

Tabla 8 _- Empresas adjudicatarias de energía solar fv en la Ronda 1.0, S.E, 2016

JEMSE SE es una empresa pública propiedad del Gobierno de la Provincia de Jujuy, que firmó con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) el contrato de garantía de compra de energía (PPA) a 60 dólares el mega watt durante veinte años (JEMSE, 2017).

En su sitio web, el Ministerio de Infraestructura de la Provincia de Jujuy, a través de la Secretaría de Energía y la Dirección de Vialidad, informó que ya pusieron en marcha las obras preparatorias en el futuro emplazamiento de la planta fotovoltaica, con miras a comenzar en breve la ejecución de los proyectos Cauchari 1, 2 y 3 que ocupará 600 hectáreas para la instalación de los paneles solares.

La Provincia cuenta como socios a las empresas de origen asiático Powerchina, Shanghai Electric y Talesun que poseen el 20% del Capital. El lugar de emplazamiento del proyecto se encuentra en plena Puna jujeña, zona del país tiene un registro anual de 2400 horas de radiación efectiva.

Según JEMSE, el proyecto contempla la instalación 1.200.000 paneles y la infraestructura necesaria, cuyo costo será de 400 millones de dólares, que será soportado por el accionista mayoritario.

Las proyecciones muestran que podrían alcanzar condiciones operativas y productivas en el término de 2 años. Con miras a este objetivo, la Legislatura de Jujuy sancionó el marco legal que autoriza el empréstito de 450 millones de dólares para la planta fotovoltaica.

En el sitio web provincial, el Gobernador de la Provincia de Jujuy manifiesta que “El préstamo lo pedimos a 15 años, aunque creemos que el proyecto lo puede pagar en 7 años”. Respecto a la tasa de financiamiento, el mandatario señaló que se conocerá más adelante.

Fieldfare Renewables –Isolux fue el otro ganador de la licitación fotovoltaica y es una empresa privada radicada en España y ha sido la compañía que ha ofrecido el precio más barato en la subasta de solar fotovoltaica.

La planta se instalará en el paraje Los Patos, en San Antonio de los Cobres en la Provincia de Salta. Según las declaraciones de la compañía, la inversión necesaria para generar energía solar se estima en 1,5 millones de dólares por MW. (El Periodico de la Energía, 2016)

A su vez, FieldFare Renewables licitó con un segundo proyecto solar de 80 MW, con un precio muy competitivo de 62,98 dólares por MWh pero que no fue adjudicado (El Periódico de la Energía, 2016)

2.3.3.2. RenovAR Ronda 1.5

En noviembre 2016, la segunda subasta de renovables RenovAR 1.5 fue instruida en el marco de las Resoluciones 136/2016 y 252 E/2016 del Ministerio de Energía y Minería, y contemplaba la opción de presentar nuevamente las ofertas de aquellos proyectos que no resultaron adjudicados en la Ronda 1 pero de manera mejorada.

Para esta nueva ronda, los 37 Proyectos eólicos y 54 solares fotovoltaicos presentados anteriormente estaban habilitados para realizar una nueva propuesta técnica, permitiéndoles optimizar la solución tecnológica de los proyectos. No se requería presentar nueva documentación técnica en aquellos proyectos calificados en Ronda 1.

Por lo tanto, fue una continuación de la Ronda 1 para la cual se modificaron algunos requisitos y criterios con el objetivo de promover la competencia y la federalización en las adjudicaciones.

Con una dinámica de Licitación muy similar a la Ronda 1, la Potencia Requerida en la Ronda 1.5 asciende a 600 MW, 400 MW correspondían a los proyectos eólicos y los restantes 200 MW a Solar Fotovoltaica.

Además, se optó por distribuir la Potencia Requerida por región, distinguiendo 4 regiones para la Tecnología Eólica y 2 regiones para Solar fotovoltaica, asignando 100 MW para cada región.

Asimismo, para lograr una significativa reducción de los precios ofertados, se establecieron como precios máximos para las tecnologías eólica y solar fv el equivalente al promedio ponderado de los precios de las Ofertas adjudicadas en la Ronda 1 para dichas tecnologías (59,39 US\$/MWh y 59,75 US\$/MWh respectivamente).

Respecto a los oferentes, se podía cambiar el Oferente en todos o en algunos de sus personas, se podía cambiar el Socio Estratégico (*siempre que cumpla con el patrimonio mínimo de 250.000 US\$/MW ofertado*) y aquellas nuevas personas que presentaran una oferta deberían acreditar sus derechos irrevocables sobre los proyectos.

Respecto a los beneficios fiscales, se aplican los beneficios otorgables definidos en Ronda 1 y respecto a las Garantías del Banco Mundial, se mantienen las condiciones generales de la Garantía Banco Mundial incluidas en la Ronda 1.

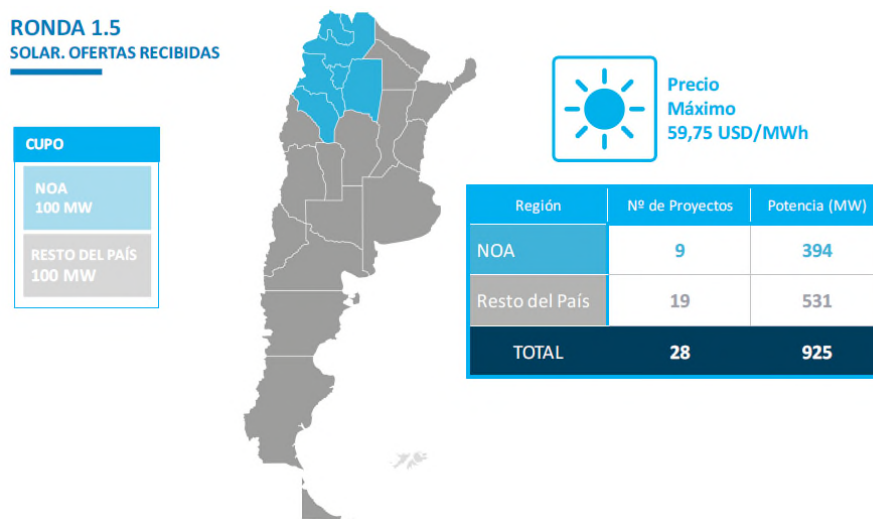




Gráfico 25 –Ofertas Energía Solar en Renovar Ronda 1.5, SE, 2016

En esa ocasión, se recibieron un total de 47 ofertas, dentro de las cuales hubo un total de 28 ofertas para el segmento de energía solar fotovoltaica por una potencia total de 925 MW

(Secretaria de Energía Eléctrica, 2016). Luego de la selección, hubo 30 adjudicaciones (1.281,5 MW), a un precio promedio de 54 dólares el megavatio/hora.

Luego de esta adjudicación se abrió un plazo de 120 días para firmar el contrato con CAMMESA y hasta dos años y medio para entrar en operación comercial. Este plazo fue superior al concedido en la primera fase (dos años), debido a que la infraestructura de transporte y de distribución del país no está preparada para que arranquen todas las iniciativas a la vez.

PROYECTOS ADJUDICADOS

TECNOLOGÍA	CANTIDAD DE PROYECTOS	POTENCIA ADJUDICADA MW	PRECIO PROMEDIO USD / MWh	ENERGIA ANUAL GWh / Año
 EÓLICA	10	765,4	53,34	3.037
 SOLAR	20	516,2	54,94	1.274
Total	30	1.281,5	53,98	4.311

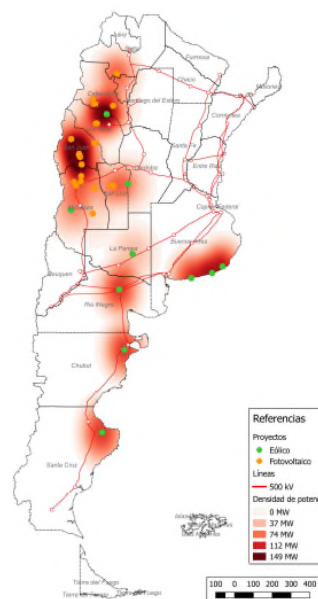


Gráfico 26 – Renovar 1.5 Total de Proyectos Adjudicados, SE, 2016

Como resultado global de las dos rondas, se adjudicaron 59 proyectos por un total de 2.424 MW a un precio promedio ponderado de 57,4 US\$/MWh. Según el M.E.M, estos proyectos significan una inversión privada de 4.000 millones de dólares, 20.000 nuevos puestos de trabajo y una reducción de CO2 equivalente a la producida por la circulación de 2 millones de autos/año

Gráfico 27 - Renovar 1.5 Proyectos Solar fv. Adjudicados I, SE, 2016

RONDA 1.5- PROYECTOS ADJUDICADOS: SOLAR

TECNOLOGÍA	REGIÓN	ID	PROVINCIA	NOMBRE DEL PROYECTO	OFERENTE	MW	PRECIO ADJUDICADO (USD/MWh)
 SOLAR	NOA	SFV-21	CATAMARCA	P.S. Saujil	ENERGÍAS SUSTENTABLES S.A.	23	51,9
		SFV-20	CATAMARCA	P.S. Tinogasta	ALEJANDRO IVANISSEVICH	15	53,4
		SFV-18	CATAMARCA	P.S. Fiambalá	ENERGÍAS SUSTENTABLES S.A.	11	53,7
		SFV-12	SALTA	P.S. Cafayate	ISOLUX INGENIERIA S.A.	80	56,3
		SFV-15	LA RIOJA	P.S. Nonogasta	FIDES GROUP S.A.	35	56,4
	RESTO SOLAR	SFV-34	MENDOZA	P.S. Anchoris	EMPRESA MENDOCINA DE ENERGÍA S.A.P.E.M.	21	48,0
		SFV-06	MENDOZA	P.S. General Alvear	EMPRESA MENDOCINA DE ENERGÍA S.A.P.E.M.	18	55,0
		SFV-04	MENDOZA	P.S. La Paz	EMPRESA MENDOCINA DE ENERGÍA S.A.P.E.M.	14	55,0
		SFV-01	MENDOZA	P.S. Lavalle	EMPRESA MENDOCINA DE ENERGÍA S.A.P.E.M.	18	55,0
		SFV-02	MENDOZA	P.S. Lujan de Cuyo	EMPRESA MENDOCINA DE ENERGÍA S.A.P.E.M.	22	55,0
		SFV-05	MENDOZA	P.S. PASIP	EMPRESA MENDOCINA DE ENERGÍA S.A.P.E.M.	1	52,0

RONDA 1.5- PROYECTOS ADJUDICADOS: SOLAR

TECNOLOGÍA	REGIÓN	ID	PROVINCIA	NOMBRE DEL PROYECTO	OFERENTE	MW	PRECIO ADJUDICADO (USD/MWh)
 SOLAR	RESTO SOLAR	SFV-31	SAN JUAN	P.S. Sarmiento	SOENERGY INTERNATIONAL INC.	35	53,0
		SFV-46	SAN JUAN	P.S. Ullum N1	FIDES GROUP S.A.	25	53,7
		SFV-49	SAN JUAN	P.S. Iglesia - Guañizuli	JINKOSOLAR HOLDING CO.LTD.	80	54,1
		SFV-45	SAN JUAN	P.S. Ullum N2	ALEJANDRO IVANISSEVICH	25	55,2
		SFV-37	SAN JUAN	P.S. Ullum 4	COLWAY 08 INDUSTRIAL	14	56,5
		SFV-32	SAN JUAN	P.S. Ullum3	ALEJANDRO IVANISSEVICH	32	57,6
		SFV-57	SAN JUAN	P.S. Las Lomitas	LATINOAMERICANA ENERGIA	2	59,2
		SFV-41	SAN LUIS	P.S. La Cumbre	DIASER S.A.	22	56,7
		SFV-36	SAN LUIS	P.S. Caldenes del Oeste	QUAATRO PARTICIPACOES S.A.	25	58,9

Gráfico 28 - Renovar 1.5 Proyectos Solar fv. Adjudicados II, SE, 2016

Una vez operativos, los proyectos generarán un volumen de energía de 8,3 TWh/año equivalente al 5,7% de la matriz eléctrica proyectada del 2018. Esto se sumará a la ya generada por los proyectos en operación comercial a la fecha y a la de otros proyectos en marcha, para en conjunto aportar el 9% de la matriz eléctrica nacional de EE. RR en los próximos años.

METAS NACIONALES DE INSERCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2018-2025

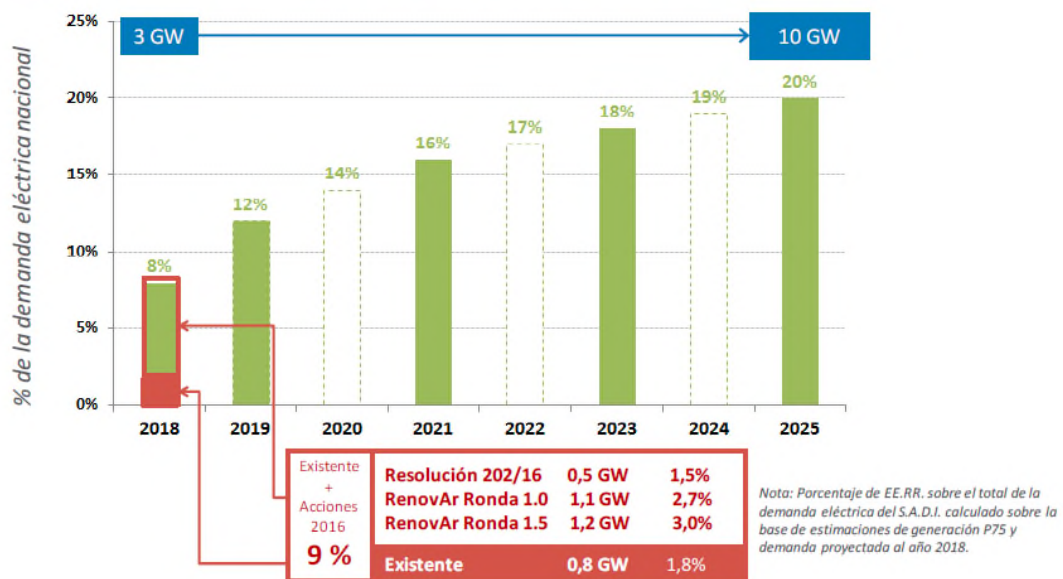


Gráfico 29 - Metas de participación de las EE. RR luego de RenovAR, SE, 2016

A principios de 2017, se comenzó con la firma de los contratos que implica la real puesta en marcha del Programa RenovAR y da inicio a los procesos de obra que varían entre 12 y 24 meses según cada proyecto.

2.3.3.3. Renovar Ronda 2.0 y la Ley de Generación Distribuida

En Marzo de 2017, el Gobierno informó que Renovar Ronda 2 tendrá lugar alrededor en mayo de 2018, una vez que la SE disponga de un análisis detallado de las restricciones y capacidades de transporte de energía eléctrica con las que cuenta nuestro país.

El foco de esta ronda apuntaría a incentivar proyectos de generación de menor tamaño a los que fueron adjudicados en las primeras dos rondas y apuntará a incentivar los contratos entre privados (PPA privados), sin la intermediación de CAMMESA (Energía Estratégica, 2017).

Los contratos entre privados fueron uno de los pilares cruciales para el desarrollo del sector energético en la Argentina. Desde 1992, el nuevo marco jurídico fijó reglas de libre competencia en los tramos posibles (generación, consumo, comercialización), con un ente regulador a cargo de controlar el adecuado comportamiento de los agentes privados.

Energía Estratégica sostiene que el éxito del modelo fue notable, permitiendo un gran desarrollo del sistema energético argentino y donde fue clave la posibilidad otorgada al gran usuario de elegir su proveedor y negociar libremente los contratos, sin la intervención del Estado.

Luego de la crisis del 2001, este modelo fue alterado en forma gradual por notas y resoluciones hasta llegar en 2013, a quitar a los grandes usuarios ese derecho (Resolución SE 95-2013).

Durante el periodo en que el Estado subsidió el costo de la energía, este impedimento no incomodaba demasiado a los privados, pero a partir del 2016 a medida que los precios de las tarifas eléctricas tienden a aproximarse al costo real, el gran usuario ahora presenta un mayor interés en recuperar su derecho a contratar.

Este tipo de Contratos PPA ya fueron contemplados en la opción de "Opt Out" en la Ley 27.191, por la cual los grandes consumidores (más de 300 kWh) que deben cumplir también con el mínimo de 8% de EE. RR en su consumo eléctrico, podrán contratar directamente.

Actualmente, hay más de 8000 grandes consumidores de electricidad (grandes empresas y pymes) que deberán ir definiendo cómo comprarán su energía limpia. Para cumplir con lo estipulado por la Ley tienen tres alternativas: 1) adhiriendo a las compras conjuntas del Estado por 20 años, comprando a Cammesa la energía que Cammesa comprara a los adjudicados de RenovAR, 2) invertir por si mismos en generación y de esta manera autogenerar o 3) firmando un contrato de compra de electricidad (PPA) con un generador o trader.

Para este nuevo proceso, el estado apunta a tener sancionada la Ley de Energía Distribuida, que dará un marco apropiado para proyectos menores, variados en su ubicación y aprovechamiento de recursos para generar energía. Es decir, se trata de una menor escala individual por proyecto, pero de una cantidad enorme de proyectos que podrán aprovechar de los esfuerzos de miles de futuros prosumidores.

En síntesis, la Ley de Energías Renovables 27.191, hace foco en la generación de mayor potencia, mientras que el proyecto de Ley de Generación Distribuida apuntará a iniciativas de menor escala (El Inversor Energético y Minero, 2017).

Tal como ya está implementado en varios países desde hace años (i.e. España) empresas pequeñas en sus establecimientos e individuos en sus hogares, podrán invertir en pequeños equipos de generación (solar u eólica o biogás), generar electricidad y así autoabastecerse. Asimismo, podrán inyectar su excedente de producción a la red, y recibir a cambio electricidad durante el lapso que no estén produciendo (por ejemplo, a la noche en el caso solar, o ante la falta de viento en la rama eólica).

Además de esta nueva Ley, el Ministerio de Energía anunció que publicará la reglamentación para 'PPAs privados' bajo la Ley 27.19 ya que de la misma surge claramente que hoy los Grandes Usuarios tienen indiscutiblemente derecho a contratar energía libremente.

Hasta el momento, hay un único comprador de energía de energía renovable (off taker), que es el Estado a través de Cammesa. Este actor monopólico tiene las limitaciones propias de la capacidad operativa de un monopolio, junto con las restricciones impuestas por normas de contratación públicas. Cuando se dicte la nueva normativa, esto habilitará a otros actores a comprar su propia energía. De esta manera, surgirán compradores (off takers) nuevos, además de nuevos generadores dispuestos a invertir en centrales de fuentes renovables y vender a privados.

Las Centrales o los proyectos que no han podido entrar en contratos con el Gobierno en las Rondas 1 y 1.5 podrán negociar y obtener 'PPAs' con privados y viabilizar sus inversiones sin necesidad de esperar a un nuevo llamado gubernamental.

2.3.4. El Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER)

Durante la última década, este proyecto fue el principal desarrollo de energía renovable fuera de la red (off-grid), y se constituyó como el mayor programa de electrificación rural del mundo.

Según describe el M.E.M..." el Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) se constituyó en el año 2000 con el objetivo de facilitar el acceso a la energía en poblaciones rurales dispersas, alejadas de las redes de distribución. A través del mismo, se

subsidia la instalación de equipos para abastecimiento eléctrico en regiones alejadas de los grandes centros urbanos y en las cuales no es técnica y/o económicamente viable su conexión al SADI” (Ministerio de Energía y Minería, 2017).

El PERMER es un proyecto de alto contenido social, cuyo objetivo es atender al mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades rurales dispersas. De esta forma se incentiva a los usuarios y se promueve la inversión privada, al absorber los mayores costos de la inversión.

Actualmente, la primera etapa de este proyecto ya se ejecutó en 19 de 23 provincias. Según la SE, la inversión total estimada del PERMER es de aproximadamente 58 millones de dólares por lo que constituye el proyecto de mayor envergadura de este tipo en el mundo.

Para esta etapa, el 70% de este total de inversiones fue aportado por la SE a través de un préstamo del Banco Mundial (30 MM USD) y la donación del GEF (10 MM USD), el 4% por el Ministerio de Educación para la electrificación de escuelas rurales, el 9% con fondos provinciales y el 17% restante por el sector privado.

Estos aportes varían según cuatro esquemas de aplicación: i) sistemas residenciales y pequeños usos productivos, ii) establecimientos educacionales rurales, iii) mini redes, o iv) sistemas residenciales eólicos en pequeñas comunidades.

A mediados de 2017, se ejecutará la segunda parte del programa que apunta a proveer 7.500 sistemas fotovoltaicos de baja escala y no conectados a la red de distribución, que contará con el financiamiento del Banco Mundial con un préstamo de 200 MUSD.

CAPITULO 3 – DESARROLLANDO UN PROYECTO SOLAR FV EN ARGENTINA.

En este Capítulo final del trabajo se analizará desde el punto de vista económico financiero un proyecto de generación eléctrica solar fotovoltaica en Argentina. Para ello, primero se examinarán los aspectos generales de un proyecto de este tipo (potencial solar, ubicación, costos de inversión, de operación y de financiamiento), para luego pasar a describir específicamente las hipótesis en las que me basaré para hacer esta evaluación.

3.1. El Potencial Solar de Argentina

Argentina y Chile exhiben el mayor potencial solar en la región, que también es compartido con Perú y Bolivia en menor medida. En esta zona mundial se dan las mejores condiciones naturales para el desarrollo de esta energía (SolarGis, 2017). Este hecho se puede verificar al observar que el área rosa cubre estos países y representa la mayor irradiación solar del mundo.

Si bien en nuestro país, los proyectos solares podrían ser instalados en una gran parte del territorio, el área noroeste es la que proporciona mejores condiciones para la generación solar debido a las condiciones de radiación solar y la menor variación entre el invierno y el verano.

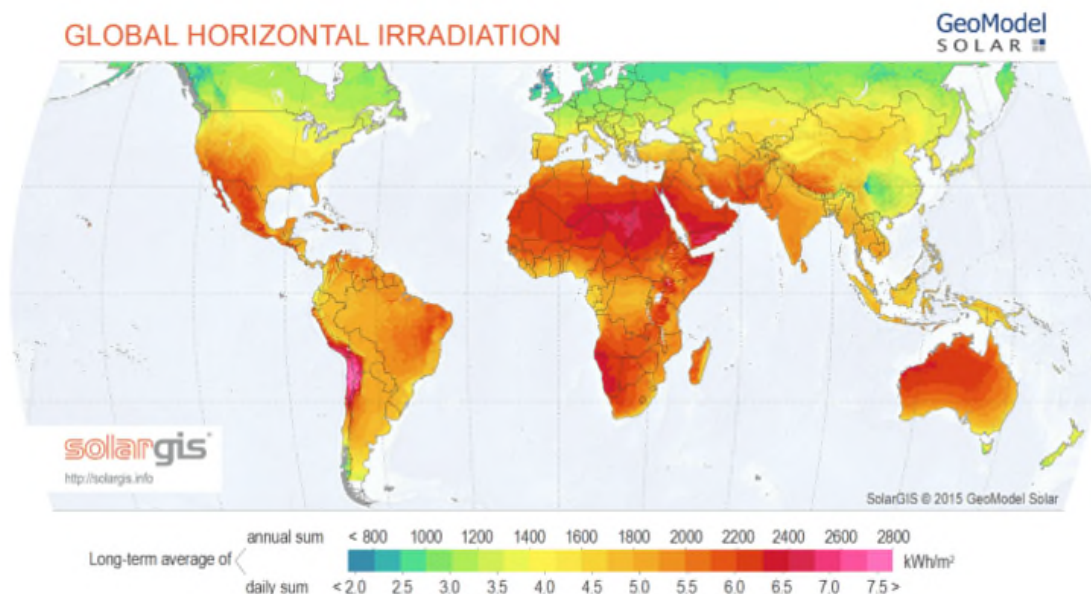


Gráfico 30 - Atlas Global de Radiación Solar Horizontal, Solargis, 2017

Como se puede observar en el mapa del Gráfico 30, además del área recién descrita, las áreas cercanas al ecuador son las que tienen el mayor potencial. Por ejemplo, Canadá tiene un potencial de 2.0 kWh/M² por día mientras que en Sudamérica o África este potencial alcanza 7.5 kWh/M².

Esta altísima radiación implica que en estas áreas reciben unas 2000 horas equivalentes anuales, mientras que en Italia o España donde la energía solar está muy desarrollada reciben unas 1000-1200 horas. Sudamérica y África tienen el mayor potencial, pero muy poca capacidad instalada comparada a Europa, Asia o América del Norte. Por lo tanto, el potencial para desarrollar este tipo de energía en nuestro país es enorme.

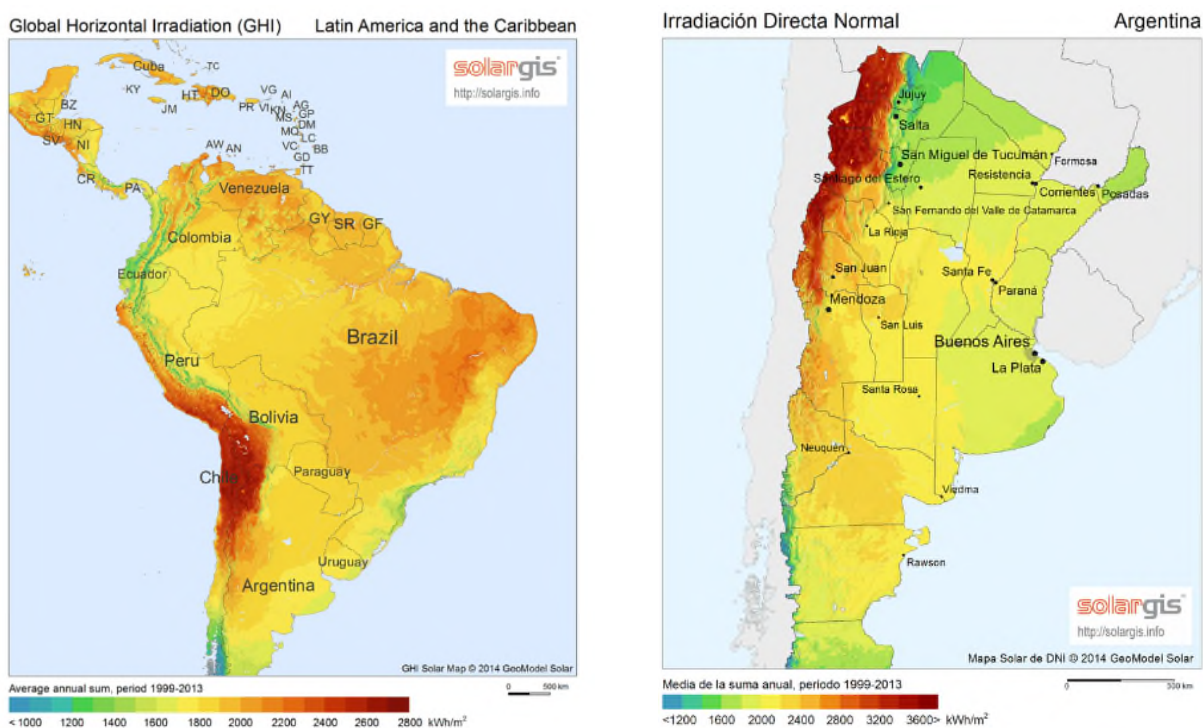


Gráfico 31 – Radiación Solar Horizontal en América del Sur y Argentina, Solargis, 2017

3.2. La producción de energía solar: factores de capacidad

Como se expuso previamente, el factor de planta de una central eléctrica (también llamado factor de capacidad neto o factor de carga), es una medida de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo (US Nuclear Regulatory Commission, 2017).

Los factores de capacidad dependen del diseño de planta y varían dependiendo del combustible que se utilice si es térmica, de los vientos si es eólica y de la radiación solar si fuera fotovoltaica. Este factor no se debe confundir con el factor de disponibilidad o eficiencia. En la práctica, el factor de capacidad nunca es 100%, ya que disminuye con:

- Las operaciones de mantenimiento y los fallos de equipamientos
- La ausencia de demanda de electricidad que obliga a los administradores de red a disminuir o parar la producción en algunas unidades.
- La intermitencia o irregularidad de la fuente de energía
- Las pérdidas presentes en los equipos eléctricos como inversores o líneas de transmisión, como también a sombras en el caso de energía solar.

En 2014 IRENA relevó distintos proyectos solares en el mundo y estableció los rangos de factores de capacidad por región. Según este estudio, los factores de capacidad varían con el recurso solar disponible y con la disponibilidad o no de un sistema de rastreo (IRENA , 2014).

En el Gráfico 39 se puede observar que los factores de capacidad para energía solar fv. están típicamente en el rango de 10% a 25% para sistemas de inclinación fija. Si bien valores fuera de este rango son posibles para sitios excepcionales como Chile o Argentina o donde el emplazamiento no es óptimo.

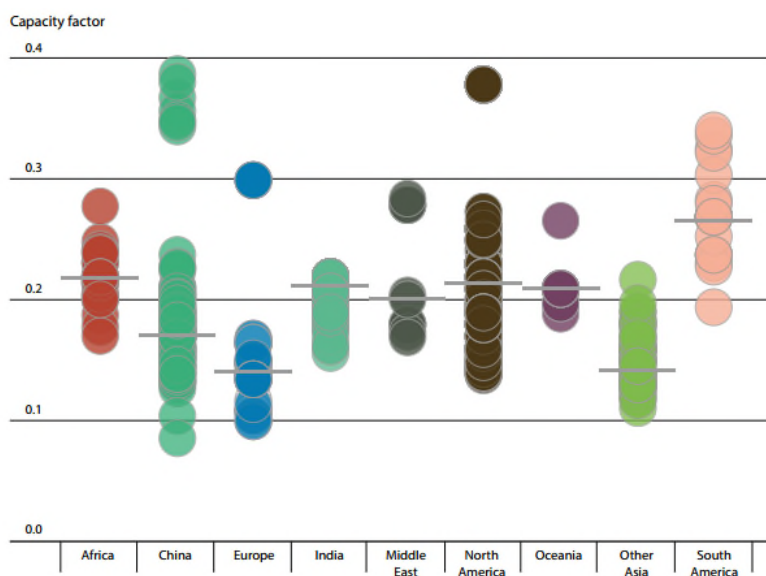


Gráfico 32 – Factores de capacidad de la energía solar fv., IRENA, 2014

En América del Sur, el factor de capacidad promedio para proyectos de escala de utilidad es alrededor del 27%. En Norteamérica, las plantas solares se concentran en California y Arizona, donde los factores de capacidad promedio han sido alrededor del 22%.

Si bien la incorporación de sistemas de seguimiento puede aumentar significativamente estos factores de capacidad, esto debe ser balanceado con el costo incremental de incorporar un sistema de seguimiento de la trayectoria solar a las estructuras que soportan los paneles.

3.3. Aspectos generales de un proyecto

El desarrollo de un proyecto fotovoltaico requiere por lo menos entre 2 y 3 años, siendo la vida útil de un proyecto en general de 25/30 años. Además, el rendimiento de los paneles sufre una degradación de 0.25% anual, lo que significa un desgaste muy lento (US Energy Information Administration (EIA), 2016).

Desde el punto de vista del terreno necesario para el desarrollo de una granja solar, según lo relevado en las licitaciones Renovar, en nuestro país es necesario contar con al menos 130 hectáreas para una planta de 80 MW. En caso de compra de un predio, el valor de la hectárea en las zonas óptimas para desarrollos de este tipo puede alcanzar los 2.200 USD/hectárea.

Por otro lado, este tipo de proyectos tiene consecuencias positivas para las economías regionales y el empleo en la zona donde se instalar la planta, por lo tanto, también es factible que la tierra sea facilitada por los Estados Provinciales o Municipales. En Chile existe la figura de “Concesión de Uso Oneroso” por el cual el Estado Nacional otorga el uso de tierras por 30 años y hasta por 50 años (Ministerio de Bienes Nacionales de Chile, 2017).

El acceso al financiamiento puede facilitarse enormemente si el proyecto ya cuenta con acuerdos PPA firmado. El hecho de contar ya con un PPA reduce la incertidumbre del proyecto, tornándolo atractivo para los bancos u organismos de crédito. Esta atracción tiene un impacto positivo, reduciendo el costo del capital y al mismo tiempo viabiliza la construcción del proyecto.

Actualmente varios jugadores que adjudicaron proyectos a través del programa Renovar se encuentran en plenas negociaciones con el sector financiero para lograr el financiamiento de sus proyectos. Es necesario esperar a que estas negociaciones concluyan para verificar cuáles serán las tasas a las cuales se financien realmente los proyectos.

Para financiamientos del tipo Project Finance que fueron descritos en el Capítulo 2.2.2, la estructura de financiamiento más desarrollada es una en la cual el 30% de la inversión se realiza con fondos propios y el 70% restante es financiado por bancos, instituciones bilaterales o emisiones de deuda en el mercado.

En USA existe una figura denominada “Yield Co.” (*yield company*) que permite acceder a costos de capital más bajos a la hora de desarrollar proyectos fv. Una YieldCo es una compañía que emite acciones para financiar proyectos fv. que tienen un PPA que les permite tener un cash-

flow predecible y estable, y por lo tanto proveer a los inversores dividendos de manera regular. Esta estructura permite financiar al 4-5% en comparación con un costo de 7%-8% típico de un Project Finance (Ernst and Young, 2016). Lógicamente disponer de un costo de financiamiento menor, permite reducir la estructura de costos y bajar los precios de los PPA, y por lo tanto el proyecto se torna más competitivo.

3.3.1. Costos de Inversión

IRENA sostiene que el panorama ha cambiado radicalmente durante la última década y, en particular, durante los últimos cinco años, durante los cuales los CAPEX para la instalación de una planta fotovoltaica cayeron un 80% (IRENA , 2014).

Los factores que han influido en este cambio son múltiples. Las tecnologías utilizadas en las energías renovables son hoy día mucho más eficientes, ya que cada vez son más capaces de generar energía incluso en condiciones sub-óptimas (con poco viento o baja irradiación solar).

Según el estudio los precios de las placas solares fotovoltaicas han descendido entre un 65% y un 75% entre 2009 y 2013, y el precio de la energía lo ha hecho un 80% desde 2008, con una tendencia a la baja en los próximos años.

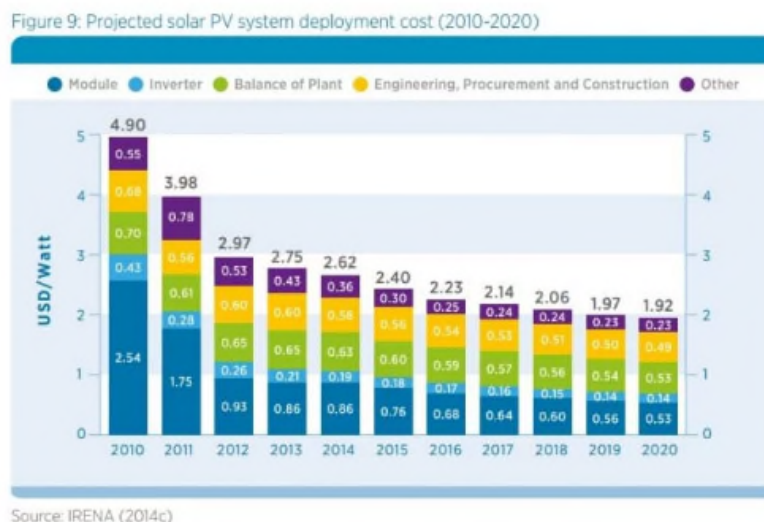


Gráfico 33 – Evolución de los Costos de Inversión de una planta de generación fv., IRENA, 2014

Este fenómeno de caída del CAPEX y como consecuencia caída en los precios ofertados, se verifico también en nuestro país. Los precios contratados durante el programa GENREN en el año 2010 alcanzaron 500 USD/MW, en comparación con 60 USD/MW que fueron acordados en Renovar. Esta diferencia significativa es explicada por la caída de los costos de inversión y de operación, como también por los incentivos fiscales que desplegó el programa.

3.3.2. Costos de Operación

De acuerdo a lo relevado por la EIA, el costo de mantenimiento anual incluye personal de vigilancia, limpieza de paneles, mantenimiento preventivo y predictivos de inversores, sistema de monitorización, entre otros. El gasto en repuestos de insumos es mínimo y la degradación de los paneles fotovoltaicos está estimada en sólo un 0,25 por ciento anual. (EIA, 2016)

3.3.3. Descripción Técnica del equipamiento de generación

Según Caamaño-Martin, en un sistema de generación fotovoltaico se distinguen dos elementos principales: i) el **generador**, formado por un conjunto de paneles fotovoltaicos, que captan la energía luminosa y la transforman en corriente continua a baja tensión y ii) el **inversor**, que se encarga de transformar la corriente continua producida por el generador en corriente alterna, para llevarla a la condición requerida por la red eléctrica.

Los distintos factores que influyen en el proceso de generación de energía en la planta solar fotovoltaica son los siguientes (E. Caamaño-Martin, 1998):

- Ubicación de los módulos fotovoltaicos, orientación e inclinación.
- Potencia máxima disponible del generador.
- Irradiación solar incidente (El factor de irradiación).
- Fenómenos de condiciones reales de operación: respuesta angular, temperatura,
- Inversor (eficiencia).

Para determinar la potencia y la energía que una instalación fotovoltaica entregará a la red, se requiere identificar previamente la irradiación solar incidente en la zona donde se ubicarán los paneles solares y la ubicación óptima, siendo de gran importancia la orientación e inclinación de los paneles solares.

La energía anual generada por la instalación fotovoltaica depende de la potencia nominal del generador, del factor de irradiación, del factor de sombra y del factor de modificación del ángulo de incidencia. El producto de estos factores por la potencia nominal del generador da como resultado la energía mensual esperada de la instalación fotovoltaica.

Finalmente, la energía anual generada por la instalación fotovoltaica es el resultado de la suma del producto de energía mensual esperada por la irradiación efectiva incidente, sobre la superficie del generador cada uno de los meses del año (Caamaño-Martin, 1998)

3.4. Evaluación de un proyecto fotovoltaico y su financiación

A partir de esta sección, procederé a describir las hipótesis para realizar el estudio donde se evaluará un hipotético proyecto radicado en la provincia de Salta en la localidad de Huancar.

La planta será de 80 MW y se instalará en un terreno de 350 hectáreas, utilizando 130 hectáreas para la instalación de 280.000 paneles fotovoltaicos (3.500 paneles por cada MWh de potencia).

El financiamiento será otorgado por una entidad financiera privada que cubrirá el 70% de la inversión, a una tasa del 8% en USD compuesta por una tasa LIBOR 1 año (1,77%), más un spread del 6%, a un plazo de 15 años, mientras que el 30% restante será aportado por el accionista.

Es necesario destacar que estas condiciones de financiación supuestas son optimistas ya que implican que el gestor del proyecto posee el respaldo de un grupo internacional dedicado a esta actividad, que ofrece garantías y know-how técnico.

Este respaldo mitigaría los riesgos que identifican las instituciones financieras para esta industria en Argentina y provocaría la obtención de condiciones de financiación favorables. Este no es el caso de varios de los ganadores en las licitaciones RenovAR, que constituyen grupo nacionales que no poseen este respaldo y que, por lo tanto, no accederían a financiamiento en estas condiciones favorables.

Con respecto a los ingresos, estos provendrán de un Contrato PPA con una empresa industrial que necesita alcanzar el 8% de su consumo proveniente de energías renovables para cumplir con la Ley 27.191. Este supuesto implica que existiría una demanda adicional de energía de casi 1GW total, que es el crecimiento promedio anual de la demanda de energía eléctrica, según lo relevado en el Capítulo 2. Sobre esta demanda, el 8% de generación renovable (80 MW) constituiría la demanda de este proyecto. Esto hipótesis es optimista, ya que se asume que se absorberá toda la demanda adicional de EE.RR, algo que podría no verificarse debido a la competencia que seguramente existirá. Un factor que podría contribuir a lograr esa demanda, es que el proyecto lograra desplazar oferta de generación térmica que resultaría mas cara, desplazamiento que considero factible si continua la normalización de las tarifas.

Otro factor a considerar y tal como se describió en el capítulo 5.2 la reglamentación de los PPAs aún no tuvo lugar, si bien el gobierno está impulsando su reglamentación y es probable que tenga lugar durante el 2017. Por ello, si bien este supuesto es optimista, es muy probable que suceda.

Como mencioné en la introducción, mi objetivo es analizar si este tipo de proyectos son rentables hoy en Argentina. Si así lo fueran, se verificaría que los resultados de las licitaciones RenovAR están justificados desde el punto de vista económico, además del estratégico.

Luego de este análisis, se harán sensibilidades a las distintas variables críticas que afectan a este tipo de proyecto (+/- Producción, +/- Capex , +/- Opex y +/- Precio del PPA), pero principalmente se buscara analizar el impacto que tienen las distintas estructuras de financiamiento, específicamente las distintas tasas de financiación, a la rentabilidad de este tipo de proyecto.

3.4.1. Metodología de Evaluación

Existen diferentes métodos para realizar la valoración económica de un proyecto de inversión. En este caso particular se utilizará el método de “descuentos de flujos de caja” que consiste en referir los flujos de fondos futuros al valor actual descontándolos a una tasa que refleja el costo de capital aportado. Existen dos tipos de flujos de caja distintos: el flujo de caja libre y el flujo de caja del accionista.

El flujo libre de caja libre refleja las entradas y salidas de caja del negocio, sin tener en cuenta los costos de la estructura financiera, que aporta información sobre la rentabilidad del proyecto.

El flujo de caja del accionista refleja lo que obtiene el accionista del proyecto, es decir, el capital que le queda al accionista una vez devueltos los recursos obtenidos de la financiación del proyecto y su correspondiente costo.

Este método requiere fijar una tasa denominada “tasa de descuento”. Como lo que se pretende es mantener las hipótesis de rentabilidad del proyecto, la tasa de descuento a utilizar coincidirá con la tasa de rentabilidad mínima exigida, que se conoce como el Costo de capital de trabajo o WACC por su sigla en inglés (Weighted Average Cost of Capital).

El proyecto será económicamente viable cuando lo que se obtenga del proyecto sea mayor de lo que cuestan los recursos invertidos. Se calcula como la media ponderada del costo de capital y del costo de la deuda, empleando la siguiente ecuación:

$$WACC = K_p(1 - T) \frac{P}{A} + K_s \frac{C}{A}$$

Donde:

K_p : Costo de los pasivos o costo de la deuda.

T : Tasa impositiva.

P : Pasivos.

A : Recursos totales.

K_s : Costo del capital propio.

C : Capital propio.

Asimismo, calcularemos el costo de capital propio "Ks" usando el modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model). Este procedimiento suma puntos a la tasa de interés libre de riesgo según la volatilidad de los rendimientos de la empresa ante variaciones de los rendimientos del mercado.

$$K_s = R_f + (R_m - R_f)B$$

Donde:

R_f : Tasa libre de riesgo

R_m : Rendimiento esperado del mercado

$R_m - R_f$: Prima libre de riesgo en el mercado.

Beta: Coeficiente de volatilidad del rendimiento del título

Para el cálculo de K_s , además del modelo CAPM básico descrito arriba, se agregará una Prima por Riesgo País (4%), más una Prima de Capital de Riesgo (6%) ya que se trata de un proyecto en una industria incipiente en un mercado emergente como Argentina. Teniendo en cuenta una tasa libre de riesgo del 4%, una Beta de 1.96 para la Industria de Generación de electricidad, y una tasa R_m del 10%, se obtiene un Costo del Capital propio (K_s) del 26%.

Con este Costo del Capital propio, combinado con un financiamiento en base una relación de 70% de Deuda y 30% de Capital Propio, con un costo del financiamiento del 8%, y una tasa impositiva del 35%, se obtiene un WACC de 11.3 % que es que se utilizará para evaluar el proyecto.

Con respecto a esta tasa es necesaria la siguiente aclaración: no es objetivo de este trabajo discutir sobre la fijación de una tasa de descuento en Argentina, una discusión que puede ser bastante compleja y que desviaría el foco de atención al objetivo del trabajo para determinarlo. Como referencia, y para validar la tasa propuesta, actualmente varias empresas energéticas internacionales toman valores similares a 11% a la hora de evaluar sus proyectos en Argentina.

Para realizar el análisis de rentabilidad de un proyecto existen diferentes indicadores basados en el flujo de caja libre. Los que se utilizaran en el presente trabajo son el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

3.4.2. Costo de un sistema fotovoltaico conectado a la red

Los costos de un proyecto de inversión pueden clasificarse en costos de inversión o instalación, costos de operación y mantenimiento y costos regulatorios, estos últimos dependen de la legislación y regulación del sector vigentes en Argentina. A continuación, se hace una descripción de éstos costos y se cuantifica los costos de capital para el proyecto.

3.4.2.1. Costos de inversión o instalación (CAPEX)

Corresponden a los costos en que se incurre por la construcción de las obras civiles, la compra e instalación de equipos eléctricos y mecánicos, la adquisición de predios y la ejecución de estudios y diseños técnicos, económicos y ambientales.

El costo del sistema fotovoltaico que se propone en este trabajo se obtiene de estimaciones del costo de inversión para plantas de generación de electricidad publicado por U.S. Energy Information Administration (US Energy Information Administration (EIA), 2016), ajustado en base a la caída de algunos componentes de este tipo de instalaciones que se observó durante el 2016 y primeros meses de 2017.

Estos costos también fueron ajustados en base a información obtenida por el autor en base a los Costos de Capital que cotizaron los distintos estudios de EPC (Engineering, Procurement and Construction) para la última Ronda Renovar a fines del 2016.

En la siguiente tabla se muestran los costos estimados para una instalación fotovoltaica de 80 MW y el costo total del proyecto por MW que alcanza, éste último será el costo que se utilizará para este caso en particular, en base a los costos de la planta de 20 MW publicados por la EIA.

PROYECTO SOLAR 80 MW SALTA CAPEX

		USD / W	
Obra Civil, materiales e instalacion	10,478,000	0.131	
Equipo Mecanico e instalacion (paneles)	52,771,400	0.660	
Equipo Electrico INVERTER + instalacion	17,988,000	0.225	
Costos Indirectos (ingenieria,, costos de distribucion, construccion)	4,488,000	0.056	
Sub-total	85,725,400	1.072	
Fees y Contingencias	5%	4,286,270	0.054
EPC (Engeneering, Procurement and Construction)	90,011,670	1.125	
Terreno	700,000	-	
Total EPC (Engeneering, Procurement and Const.) + Plant	90,711,670	1.134	

Tabla 9 - CAPEX del Proyecto Solar fv

Es necesario aclarar que la EIA también publica costos para instalaciones de 150 MW, que son menores a los que voy a utilizar, y que por lo tanto si se usaran estos, los resultados económicos mejorarían. Concretamente, al tomar los costos de la planta menor, estoy dejando de lado ciertas economías de escala que podrían tornar aún más atractivo al proyecto.

3.4.2.2. Costos de operación y mantenimiento (O & M) (OPEX)

Corresponden a los costos en los que incurre el proyecto durante su vida operativa para la operación de la planta y el mantenimiento de la misma. (EIA, 2016)

PROYECTO SOLAR 80 MW SALTA		
OPEX anuales		
		USD / W
Costos Fijos	560,000	0.007
Total Operacion y Mantenimientno	560,000	0.007
<i>% sobre Total Capex</i>	<i>0.6%</i>	

Tabla 10 - OPEX del Proyecto Solar fv.

3.4.2.3. Producción de Energía Solar Fotovoltaica

Para definir la generación de energía se relevaron varias fuentes: Solar Gis, Gersolar, IRENA, y NREL, como también estimaciones de empresas que participaron en el Plan RenovAR.

Este perfil de producción implica una Factor de Capacidad del 27.5%, un factor que está dentro de los parámetros de los proyectos que fueron presentados en RenovAR (Solarplaza International BV, 2017) y con los factores de capacidad relevados por IRENA que se detallan en el Capítulo 6.1.

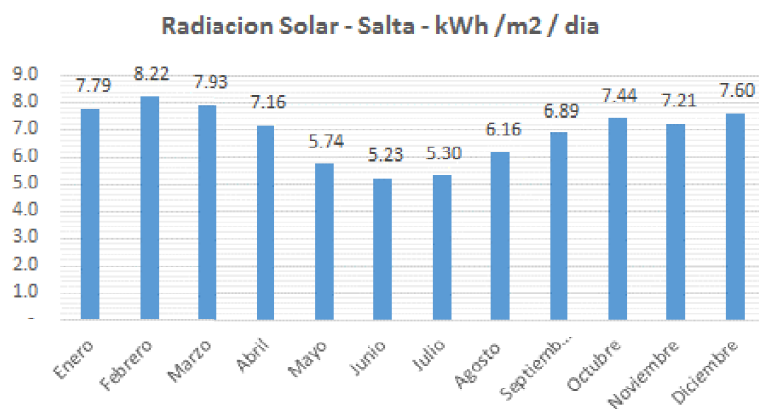


Gráfico 34 – Radiación Solar en Huancar (Salta), NREL ajustada en base a Solarplaza, 2017

PROYECTO SOLAR 80 MW SALTA**Produccion Estimada**

Mes	Irrad. Media diaria			Potencia		Fact. Capac.
	kWh/m2/ anio	kWh/m2 / dia	kWh/dia	kWh/mes	GWh/mes	
Enero	2,843	7.79	595,284	18,106,542	18.11	31.0%
Febrero	2,999	8.22	628,075	19,103,936	19.10	32.7%
Marzo	2,895	7.93	606,214	18,439,007	18.44	31.6%
Abril	2,614	7.16	547,358	16,648,812	16.65	28.5%
Mayo	2,096	5.74	438,896	13,349,738	13.35	22.9%
Junio	1,907	5.23	399,378	12,147,751	12.15	20.8%
Julio	1,935	5.30	405,264	12,326,770	12.33	21.1%
Agosto	2,248	6.16	470,846	14,321,559	14.32	24.5%
Septiembre	2,513	6.89	526,338	16,009,457	16.01	27.4%
Octubre	2,714	7.44	568,378	17,288,167	17.29	29.6%
Noviembre	2,630	7.21	550,721	16,751,109	16.75	28.7%
Diciembre	2,774	7.60	580,990	17,671,780	17.67	30.3%
	2,514	7.10	6,317,741	192,164,626	192.16	27.4%

Tabla 11 - Producción del Proyecto Solar, NREL ajustada en base a Solarplaza, 2017

3.4.2.4. Ingresos por Venta de Energía

Respecto a los ingresos, tomaré la hipótesis que corresponderán a la venta de energía en un hipotético PPA con un cliente industrial, a un precio equivalente al mejor precio licitado en las Rondas Renovar para la energía solar (60 USD/MWh ponderado por el factor de ajuste que se dispuso en el pliego de licitación, ver Anexo 3).

Esto implica que los primeros años del contrato la energía se venderá a 75 USD/MWh y luego este precio irá descendiendo paulatinamente. También se realizará una sensibilidad, tomando como valor de referencia 85 USD/MWh, que es un precio relevado por el autor, y que constituye el precio que pagarían ciertas industrias que son grandes consumidores, cuando los PPAs entre privados sean una realidad y los grandes consumidores cumplan con el 8% de consumo de energía renovable.

3.4.2.5. Financiación del Proyecto

El financiamiento será otorgado por una entidad financiera privada que cubrirá el 70% de la inversión, a una tasa del 8% por un plazo de 15 años, mientras que el 30% restante será aportado por el accionista.

Tal como se señaló en el punto 3.4, es necesario recordar que estas condiciones de financiación son optimistas ya que implican que el gestor del proyecto posee respaldo de un grupo internacional dedicado a esta actividad, que ofrece garantías y know-how técnico. Si ese no fuera el caso, las condiciones de financiamiento se deteriorarían llegando a tasas del 12/13% en

USD ya que al no tratarse de un grupo internacional con respaldo, los bancos usualmente agregarían una prima de riesgo del orden del 4-5% , lo que torna inviable a este tipo de proyectos.

3.4.3. Cash-flow del Proyecto Solar fv.

PROYECTO SOLAR 80 MW SALTA		
P&L and CASH FLOW		
In M\$17		2017-2047
REVENUES	M\$17	321,530,850
ELECTRICITY SALES	M\$17	312,459,683
RECOVERY VALUE (TERRAIN + PLANT)	M\$17	9,071,167
		-
GROSS MARGIN	M\$17	321,530,850
OPEX	M\$17	(17,920,000)
GROSS OPERATING INCOME	M\$17	303,610,850
DEPRECIATION	M\$17	(90,711,670)
FINANCIAL INTERESTS	M\$17	(47,623,627)
OPERATING INCOME (RO)	M\$17	165,275,553
INCOME TAX	M\$17	(57,798,106)
NET OPERATING INCOME	M\$17	107,477,447
FUNDS GENERATED FROM OPERATIONS (MBA)	M\$17	198,189,117
CAPEX	M\$17	(90,711,670)
WORKING CAPITAL VARIATION	M\$17	-
DEBT VARIATION	M\$17	0
CASH FLOW	M\$17	107,477,447

Tabla 12 – Cash-flow del Proyecto Solar fv.

3.4.4. Rentabilidad del Proyecto

Como se puede observar en la tabla arriba, bajo estas condiciones económico-financieras y técnicas, el proyecto es rentable y por lo tanto atractivo, ya que generará una NPV@ 11.3 de 2 MUSD y obtiene una tasa de retorno del 12%.

PROYECTO SOLAR 80 MW SALTA

Capacidad Instalada de Planta	80 MWh
Produccion Annual de Energia	192 GWh / año
Comienzo de Produccion	2019
Vida Util Planta	30 años
CAPEX total	90.7 MUSD
OPEX total	17.9 MUSD
Amortizacion	13 años acelerada
Valor de Recupero	10.0%
Precio Venta	RENOVAR 60 USD / MW h
NPV 0%	107.5 MUSD
NPV 11.3%	1.8 MUSD
TIR	12.1%

Tabla 13 - NPV y TIR @ 60 USD/MW

Estos resultados confirman la viabilidad económica de las ofertas que tuvieron lugar en las últimas licitaciones del Plan RenovAR y justifican el interés que está teniendo el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en nuestro país.

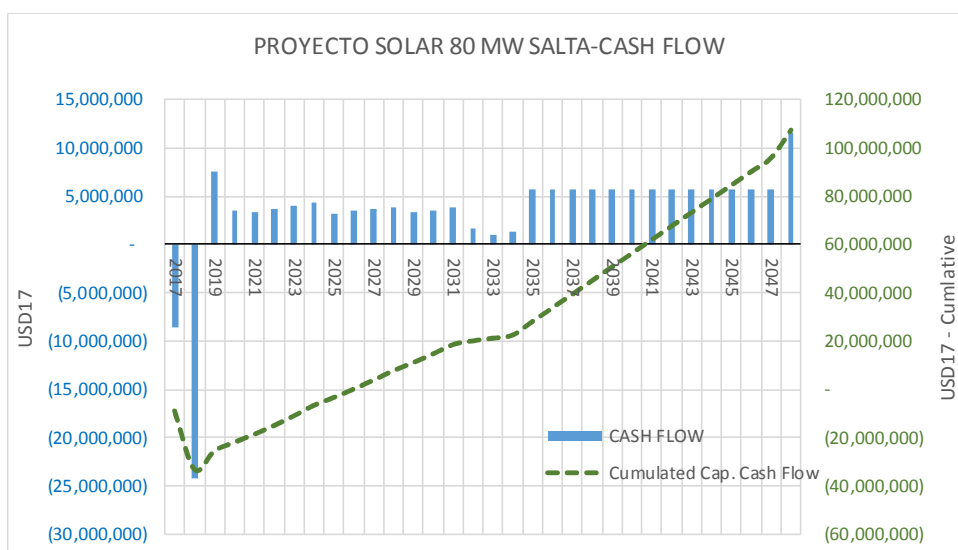


Gráfico 35 – Evolución anual del Cash-flow del Proyecto Solar fv.

3.4.5. Análisis de Sensibilidad a las variables relevantes

3.4.5.1. Análisis de Sensibilidad al Precio

Es necesario destacar que la rentabilidad del proyecto puede mejorar si consideramos la venta a un precio mayor al de las Rondas 1.0 y 1.5, ya que las industrias que son grandes consumidoras y que deben también cumplir con el 8% de energía renovable estipulado por la ley 27.191 seguramente pagarán un valor más alto que el licitado en las Rondas, una vez que los contratos estén completamente utilizados, y no exista disponibilidad de energía a este bajo precio.

Según lo relevado para este estudio con distintas fuentes de la industria, 85/95 USD/MWh son los valores que se esperan que se contraten una vez que estén difundidos los PPA entre privados, por esta razón se tomaron estos valores como precios de referencia para correr este análisis de sensibilidad.

Como se puede verificar, el hecho de monetizar la producción solar a este precio industrial (85 USD/ MWh, mejora significativamente la rentabilidad que llega al 20% y el valor que genera el proyecto que ya alcanza los 24 MUSD.

De acuerdo con las conversaciones mantenidas con algunos actores del negocio, es muy posible que varios de los oferentes que licitaron en los planes Renovar busquen primero ingresar en el negocio y vender a los precios licitados para lograr un volumen crítico.

PROYECTO SOLAR 80 MW SALTA

Capacidad Instalada de Planta		80 MWh
Produccion Annual de Energia		192 GWh / año
Comienzo de Produccion		2019
Vida Util Planta		30 años
CAPEX total		90.7 MUSD
OPEX total		17.9 MUSD
Amortizacion		13 años acelerada
Valor de Recupero		10.0%
Precio Venta	INDUSTRIAL	85 USD / MW h
NPV 0%		223.3 MUSD
NPV 11.3%		24.5 MUSD
TIR		20.7%

Tabla 14 - NPV y TIR del Proyecto @ 85 USD/MW

Luego en una segunda etapa, planean expandirse ampliando sus plantas y vendiendo a través de PPA privados a mejores precios que los licitados en RenovAR (85 USDDD/MW)

De esta manera, si bien la venta a los precios licitados es rentable de por sí, el valor estratégico que tiene poder entrar al negocio y luego escalar desde una posición consolidada es aún mayor.

3.4.5.2. Análisis de Sensibilidad a variaciones en Capex, Opex y Producción

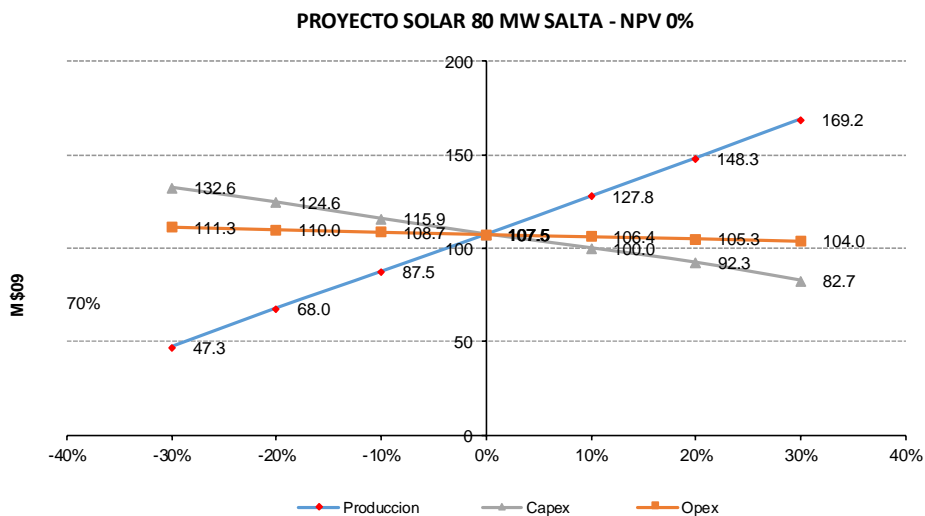


Gráfico 36 - Sensibilidad Capex, Opex y Producción para NPV0%

Lógicamente la rentabilidad del proyecto es más sensible a aumentos o disminuciones en la producción y a los Capex, que a los Opex que son significativamente menores.

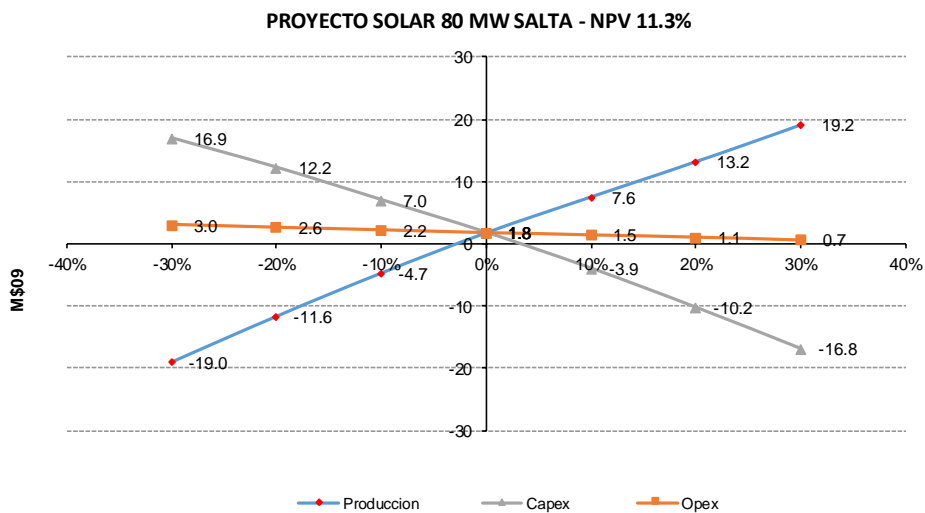


Gráfico 37 - Sensibilidad Capex, Opex y Producción para NPV 11.3%

La TIR es muy sensible a las variaciones en los CAPEX ya que estos tienen lugar los 2 primeros años de la vida del proyecto, y lógicamente esto tiene un impacto importante en la tasa.

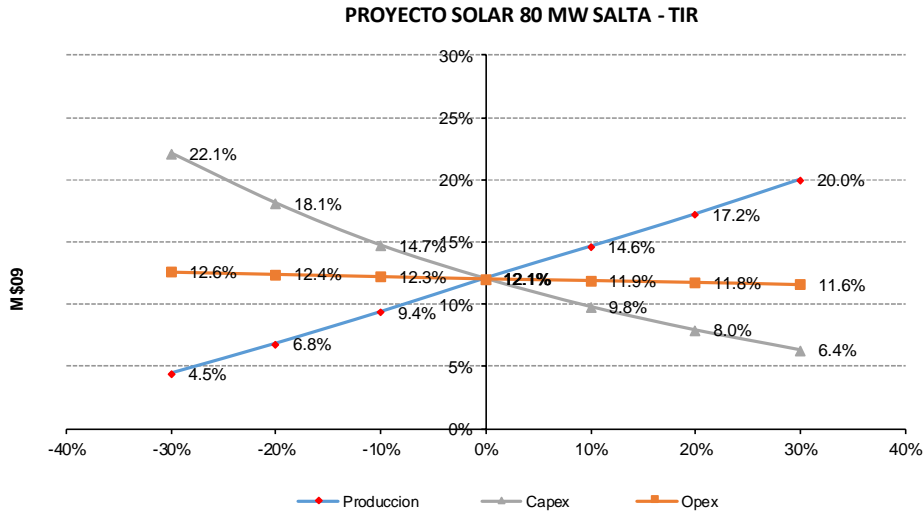


Gráfico 38 - Sensibilidad Capex, Opex y Producción para la TIR

3.4.5.3. Análisis de Sensibilidad a la tasa de financiación

Para el escenario de precios de 60 USD/MW, el proyecto es muy sensible a la tasa de financiación, ya que a tasas mayores al 9% comienzan a presentar @ NPV11.3% negativas,

Este primer análisis de sensibilidad determinístico (“lineal”) es de utilidad para verificar que hasta una tasa de financiación el proyecto del 8.77% con un precio de 60 USD/MW, el proyecto es rentable y cuando el costo de financiación supera este nivel, el proyecto deja de ser rentable para una NPV@ 11.3%.

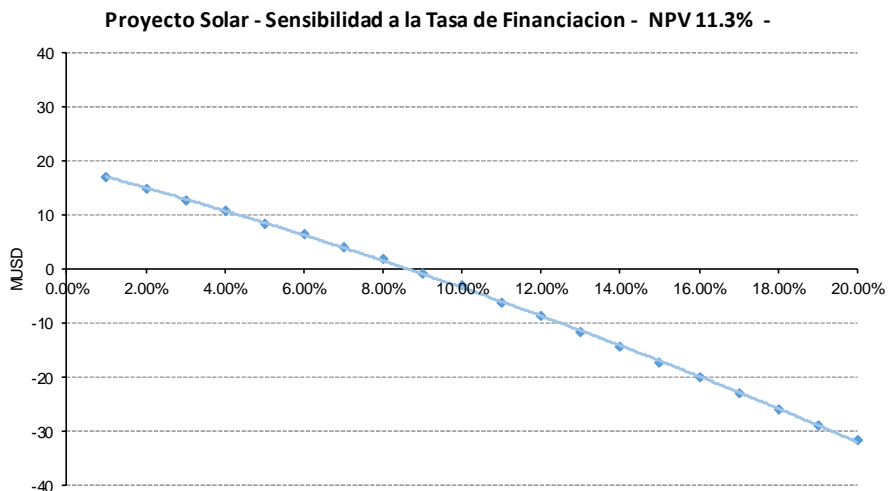


Gráfico 39 – Sensibilidad del NPV 11.3% a la Tasa de Financiación a 60 USD/MW

Sin embargo, no todas las tasas de financiación tienen la misma probabilidad de ocurrencia, por ejemplo, la probabilidad que un proyecto se financia a una tasa del 3% en nuestro país es 0, si bien esta tasa puede obtenerse en países interesados en subsidiar este tipo de proyectos.

Por lo tanto, es necesario identificar una forma de distribución de las tasas de interés en nuestro país y hacer un análisis que incorpore incertidumbre sobre el costo del financiamiento.

Para esto se puede establecer una tasa mínima de financiamiento que contemplaría una tasa base (LIBOR), una prima por riesgo soberano (Riesgo País medido por JP Morgan), y una prima específica del riesgo de la industria y de la empresa en particular.

Actualmente el nivel de riesgo país se encuentra en el orden 350 basis points (3.5%), y la tasa LIBOR de largo plazo se encuentra en un nivel de 177 bps (1.77%). Por otro lado, los bancos comerciales u organismos de financiación recargarían a un proyecto de este tipo un spread de al menos 150/200 basis points (1.5%/2%) sobre LIBOR. Por lo tanto, la tasa mínima a la cual se podría financiar un proyecto en nuestro país sería al menos de 6.5% ($LIBOR + SPREAD + R. PAIS$).

Por esta razón, y teniendo en cuenta este mínimo, asumo que la distribución de las tasas de financiación tendría una función de distribución log normal, con media 10%, y desvió 2.79% tal como se describe en el Gráfico 40.

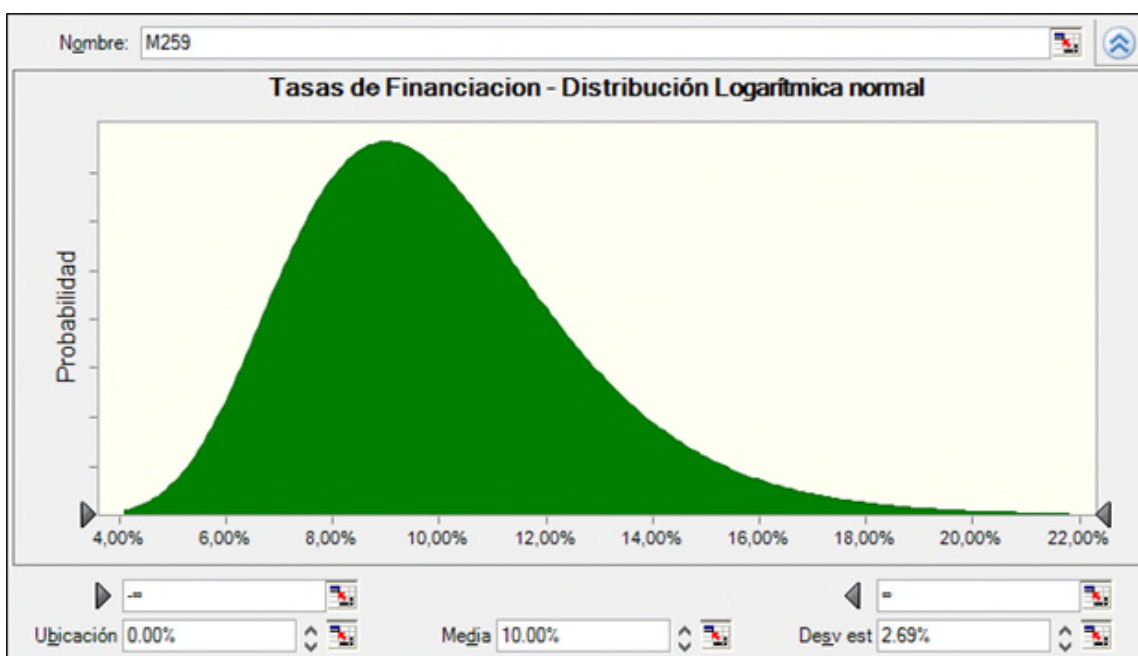


Gráfico 40 – Función de Distribución de las Tasa de Interés en Argentina

Con esta distribución para las tasas de interés, efectué el siguiente análisis de sensibilidad donde obtuve la siguiente distribución de las NPV@11.3% para el Escenario de 60 USD/MW, que se exhibe en el Gráfico 41. De acuerdo a estos resultados, con un nivel de confianza del 95%, hay un 36 % de probabilidad de obtener un valor presente neto mayor a 0.

Asumiendo que la función de distribución de las tasas de interés es correcta, estos resultados reflejan que la probabilidad de conseguir una tasa de financiación que permita que el proyecto sea rentable (una tasa menor a 8.77%), es baja y alcanza 35%.

Por lo tanto, en este escenario, solo 1 de cada 3 proyectos conseguiría financiamiento a una tasa económica y por lo tanto la probabilidad de tener un proyecto rentable es baja y el riesgo asociado a este tipo de proyecto continúa siendo alto.

Para una simulación de 1000 pruebas, la media de NPV obtenida es de -3.5 MUSD y la mediana de -2.1 MUSD. Se puede confirmar que la combinación de un precio “bajo” de 60 USD/MW y financiamiento “alto” mayor a 10%, genera que el proyecto no sea rentable.

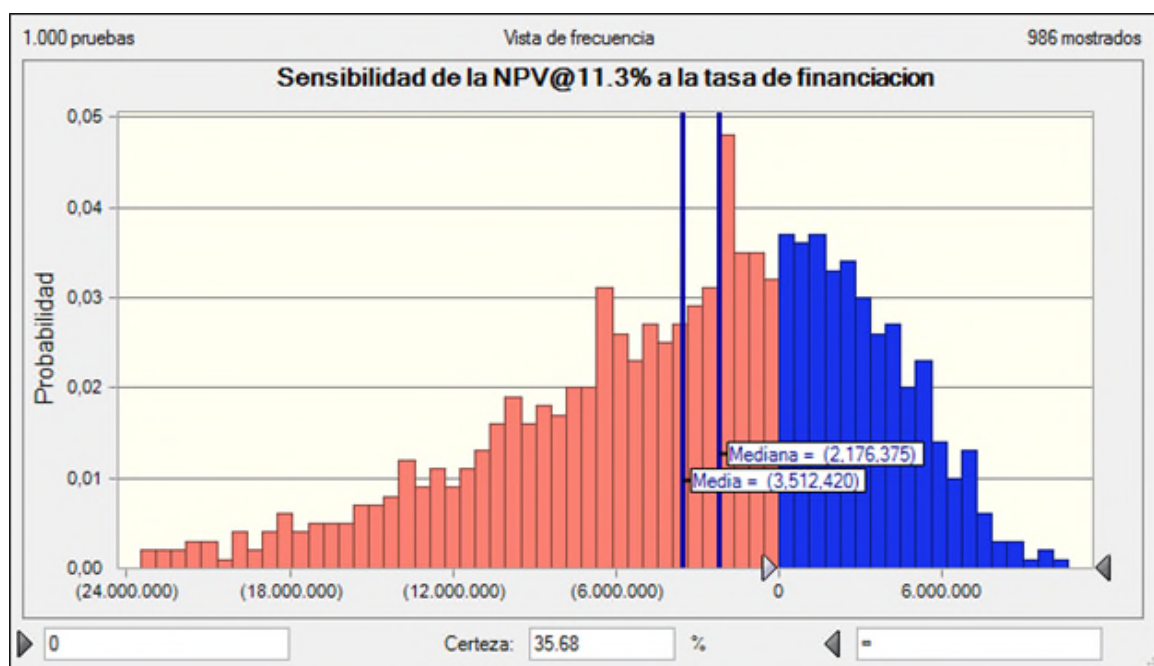


Gráfico 41 - Distribución de Frecuencias de la NPV11.3% a 60 USD/MW

Estos resultados cambian radicalmente en el escenario de 85 USD/MW, donde el proyecto resiste hasta tasas del 18.5% según lo que se observa en la curva del grafico 42.

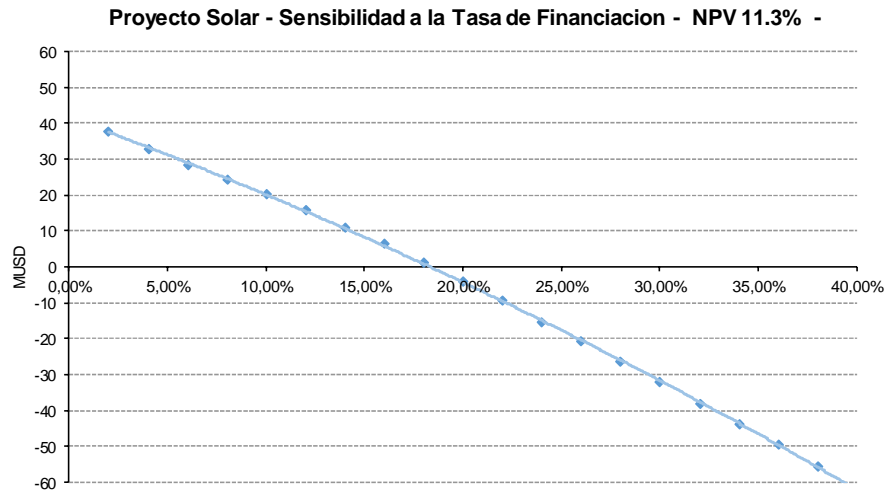
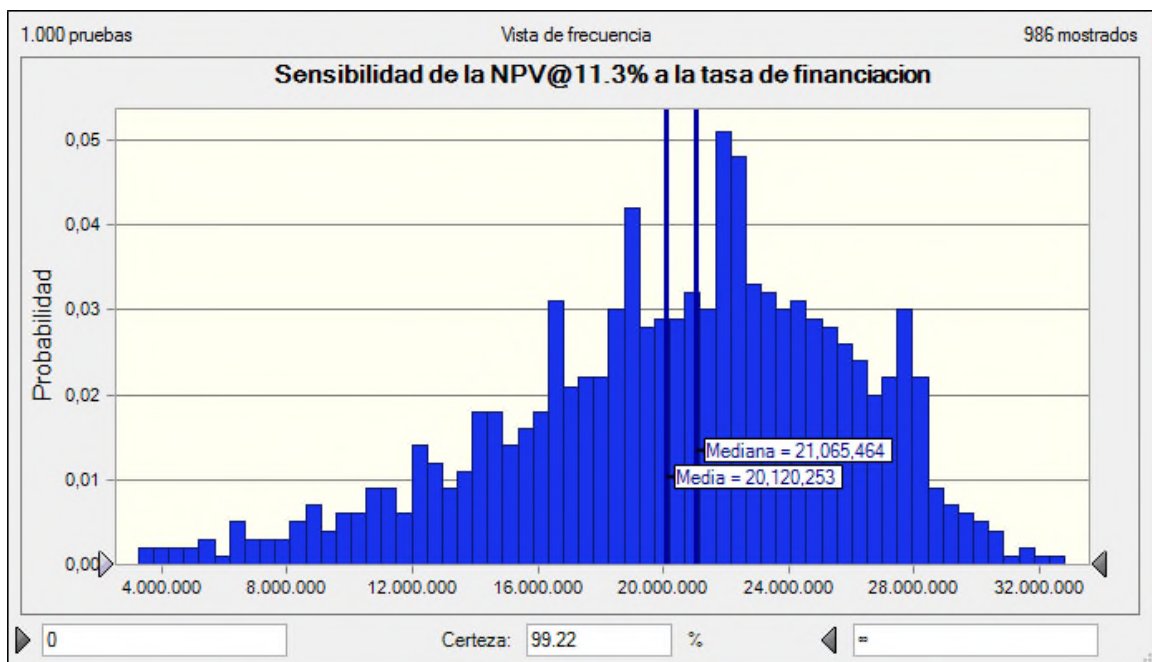


Gráfico 42 - Sensibilidad del NPV 11.3% a la Tasa de Financiación a 85 USD/MW

La probabilidad de obtener esta tasa de financiación es muy alta, y alcanzaría el 95% según la función de distribución descrita en el Gráfico 43. Por lo tanto, este escenario de mejores precios, posibilita que el proyecto soporte tasas de hasta 19%, por lo tanto, el 99% de los proyectos conseguiría financiamiento a una tasa económica y por lo tanto la probabilidad de tener un proyecto rentable es muy alta y el riesgo asociado a este tipo de proyecto baja .

Para una simulación de 1000 pruebas, la media de NPV obtenida es de +20 MUSD y la mediana de +21 MUSD. Se puede confirmar que la combinación de un precio “alto” de 85 USD/MW permite enfrentar financiamiento “alto” (mayor a 10%), lo que genera que la probabilidad de encarar un proyecto rentable es muy alta.

Gráfico 43- Distribución de Frecuencias de la NPV11.3% a 60 USD/MW



Por ello, un factor crítico para que el desarrollo de múltiples proyectos sea viable, es la evolución futura que muestre el Costo del Financiamiento en Argentina. Si este continúe descendiendo producto de la caída del riesgo país y el aseguramiento de la seguridad jurídica, esto posibilitaría un descenso de las tasas de financiación y también un descenso del costo de oportunidad que exige el inversor a la hora de colocar dinero en un proyecto. Esta doble caída del costo del capital, provocaría una caída en las tasas de descuento a las cuales se evalúan las inversiones (podría caer a tasas de un dígito como en otros países de la región), y posibilitaría el desarrollo de las energías renovables como en otros países del mundo y de la región.

CONCLUSIONES

Como respuesta a la reciente crisis energética observada en Argentina y ante el aumento de la demanda de energía previsto para los años venideros, el desarrollo de fuentes alternativas para la generación eléctrica se convierte en una cuestión estratégica. Su desarrollo ayudaría a paliar esta crisis y al mismo tiempo permitiría aprovechar de manera más eficiente los recursos con los que cuenta nuestro país.

A lo largo del trabajo, se analizó el desarrollo de la industria solar fotovoltaica en el mundo y en la región, y se verificó que las condiciones geográficas que existen en nuestro país son de las mejores condiciones a nivel mundial, beneficio que es compartido con Chile, y menor medida con Perú y Bolivia.

Los cambios en las condiciones jurídicas vigentes en nuestro país para el desarrollo de este tipo de Proyectos, específicamente la Ley 27.191 y luego el desarrollo del Plan RenovAR, son señales alentadoras que el Estado Argentino dio a la comunidad inversora internacional. El esquema de garantías fue fundamental para que este programa tuviera éxito (FODER, Banco Mundial y Tesoro Nacional), y se destaca de los demás procesos licitatorios de la región donde los esquemas de garantías y reaseguros no fueron tan sólidos. Este esquema sumado a los incentivos fiscales que se implementaron, fueron los dos factores claves para inducir un el importante nivel de inversión observado.

Bajo este contexto, en este trabajo se realizó una valoración económica de un proyecto de generación fotovoltaica en Salta. Se analizó el impacto de los beneficios fiscales que la nueva legislación nacional otorga a este tipo de emprendimientos y se verificó que tanto el factor de incentivo en el precio, como la amortización acelerada y la exención de algunos impuestos provinciales, resultan ser un gran incentivo para invertir en este tipo de proyectos a los precios que se ofrecieron en las Licitaciones.

Si bien los costos de inversión de este tipo de tecnología han disminuido notablemente durante estos últimos años, el estudio indica que la inversión inicial continúa siendo algo alta para los precios recientemente licitados (60 USD/MW), aunque los proyectos son algo rentables.

La rentabilidad del proyecto aumenta sensiblemente si se prevén precios superiores a los licitados (85 USD/MW), una hipótesis que tiene sentido si tenemos en cuenta los costos de la energía actual y por ende, los precios a los cuales los grandes compradores de energía (industrias electro intensivas) estarían dispuestos a comprar el insumo una vez que la nueva normativa impuesta por la Ley 27.191, que les exige que el 8% de su consumo provenga de fuentes renovables, esté debidamente reglamentada.

Por otra parte, debido a que los proyectos requieren una gran inversión inicial, el financiamiento de los mismos se realiza con Project Finance, donde el 70% del proyecto es financiado a través de préstamos financieros. Por esta razón, se verificó en el análisis que la rentabilidad del proyecto es muy sensible a la tasa de financiación y a los plazos. Se concluye que el costo financiero es uno de los condicionantes más importantes a la rentabilidad de los proyectos y en definitiva al desarrollo de esta fuente de generación en Argentina.

Durante los últimos años, la financiación adecuada para proyectos intensivos en capital y de amortización a largo plazo en nuestro país fue escasa, excepto en aquellos casos en los que se establecieron fideicomisos o planes especiales. Por tal motivo, las inversiones debieron hacerse recurriendo a fondos externos a tasas mucho más altas a las que obtenían proyectos de este tipo en los países vecinos, penalizando así la rentabilidad económica de los proyectos.

En este trabajo se observó que las condiciones físicas en nuestro país para el desarrollo de las energías renovables son inigualables, mientras que la principal barrera al despliegue de las mismas continúa siendo el financiamiento. Es necesario monitorear la real ejecución de los proyectos que fueron adjudicados recientemente, como también el nivel de financiamiento y las condiciones que finalmente obtengan estos proyectos, para realmente tener una visión más precisa de la viabilidad del desarrollo de esta industria en Argentina y la efectiva financiación de los proyectos. En el caso que se trate grupos inversores con respaldo internacional, probablemente se verifiquen condiciones de financiamiento sostenibles y que permitan obtener rentabilidad al gestor del proyecto. En el caso de grupos nacionales, es necesario observar cuáles serán las condiciones finalmente obtenidas. En función del análisis realizado, se estima que las tasas que obtendrán estarán en un rango entre 12/14% en USD.

Un factor que podrá viabilizar el desarrollo futuro de múltiples proyectos será el hecho que el costo del financiamiento continúe descendiendo, producto de la caída del riesgo país que se viene observando durante el último año y medio y del respeto a la seguridad jurídica.

Esta continuación en la mejora del clima inversor, posibilitaría un descenso de las tasas de financiación y también un descenso del costo de los fondos propios que exige el inversor a la hora de colocar dinero en un proyecto en Argentina.

En mi opinión, con tasas y períodos de repago competitivos conforme a valores internacionales del sector, como por ejemplo los casos de Brasil, Chile y Uruguay, los costos de generación de energía solar fv. serían sensiblemente mas bajos y competitivos respecto de otras tecnologías que forman parte de la matriz energética actual, como por ejemplo la generación térmica.

Solo de esta manera, Argentina podrá sumarse de manera solida al fenómeno mundial del desarrollo de la energía renovable.

BIBLIOGRAFIA

- 360Energy. (2017). *www.360energy.com.ar*.
- British Petroleum (BP). (2014). *BP Energy Outlook 2035*.
- British Petroleum (BP). (2016). *Statistical Review of World Energy*.
- Caamaño-Martin, E. (1998). *Inverters in PV grid connected systems*.
- Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER). (2015). *La hora de las Energías Renovables*.
- CAMMESA. (2017). *Informe Mensual 12-2016*.
- Caporale, A. (2014). *Soberanía Energética*.
- Carassale, G. F. (2017). Presentación IDB en Congreso de Energía Solar,.
- CEPAL. (2015). *Mecanismos de Financiación y apoyo a las energías renovables en Argentina*.
- Deutsche Bank. (2015). *Solar grid parity in a low oil price era*.
- El Inversor Energético y Minero. (2017). Obtenido de <http://www.inversorenergetico.com.ar/con-transporte-al-limite-el-gobierno-analiza-impulsar-proyectos-de-menor-escala-para-la-ronda-2-0-de-energias-renovables/>.
- El Periodico de la Energia. (2016). La española fieldfare ofrece el precio mas competitivo en solar en la subasta de renovables de Argentina. *El Periodico de la Energia*.
- Energía Estratégica. (2017). Obtenido de Gobierno blanquea la ronda 2.0 renovables esta prevista a segundo semestre.
- Ernst and Young. (2016). *The YieldCo structure*.
- Gandini, N. (2016). El Gobierno le reasignó más de \$ 9000 millones a Cammesa para subsidios eléctricos. *El Inversor Energético*, .
- IEA. (2016). *World Energy Outlook*. Obtenido de www.iea.org/publications/freepublications/publication/WorldEnergyOutlook2016ExecutiveSummaryEnglish.pdf
- IEA. (2017). *Topics on Electricity*.
- International Panel Climate Change - IPCC. (2014). *Assesment Report - Glossary*. Obtenido de https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WGI_AR5_glossary_ES.pdf
- IRENA . (2014). *Renewable Energy Power Costs*.
- IRENA. (2015). *Annual Review*.
- JEMSE. (2017). <http://prensa.jujuy.gob.ar/tag/jemse/>.
- Ley 27.191. (2015). Poder Ejecutivo Nacional. *Articulo 1*.
- M.E.M. (2016). Resolución N° 136/2016.
- Martin, S. (2016). *The Rise of the Urban Energy "Prosumer"*.
- Ministerio de Bienes Nacionales de Chile. (2017). *Concesiones Onerosas*. Obtenido de http://www.bienesnacionales.cl/?page_id=2021
- Ministerio de Energía y Minería. (2016). Presentación Oficial de RenovAR Plan de Energías Renovables.

- Ministerio de Energía y Minería. (2017). *Programa PERMER*. Obtenido de <https://permer.se.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3403>.
- Ministerio de Energía y Minería. (2017). *www.mem.gob.ar*. Obtenido de Programa GENREN.
- NREL. (2017). *Renewable Portfolio Standards*. Obtenido de http://www.nrel.gov/tech_deployment/state_local_governments/basics_portfolio_standards.html.
- Rabinovich, G. (2017). Presentacion Franco Carassale, IDB.
- Renewable Energy Policy Network for the 21st Cent. (REN21). (2016). *Renewables 2016 - Global Status Report*.
- Renewable Energy World. (2011). *Intermittence...How big is the problem?*
- Solar Plaza. (2017). *Argentina Renewable Energy market kickstarted*.
- SolarGis. (2017). *Accurate and efficient solar energy assessment*. Obtenido de www.solargis.com/.
- Sunpower. (2017). *www.sunpower.com*. Obtenido de <http://www.total.com/en/media/news/press-releases/total-and-etrion-build-worlds-largest-solar-merchant-project-chile>.
- Total SA. (2017). *www.total.com*. Obtenido de 2016 World Energy Outlook.
- Trinidad, G. (2015). La Energía Eólica en Uruguay.
- US EIA (United States Energy Information Administration). (2016). *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation*.
- US Energy Information Administration (EIA). (2016). *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*.
- US Nuclear Regulatory Commission. (2017). *Net Capacity Factor Definition*. Obtenido de <https://www.nrc.gov/reading-rm/basic-ref/glossary/capacity-factor-net.html>

Anexo 1 – Cashflow del Proyecto

PROYECTO SOLAR 80 MW SALTA

P&L and CASH FLOW

	2017-2047	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048		
REVENUES	MS17	321.53	-	13.26	13.26	12.68	12.68	12.68	12.68	11.53	11.53	11.53	11.53	10.38	10.38	10.38	10.38	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	18.30		
ELECTRICITY SALES	MS17	312.46	-	13.26	13.26	12.68	12.68	12.68	12.68	11.53	11.53	11.53	11.53	10.38	10.38	10.38	10.38	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	18.30	
RECOVERY VALUE (TERRAIN+ PLANT)	MS17	9.07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.07		
TAXES ON PRODUCTION	MS17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ING. BRUTOS	MS17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
GROSS MARGIN	MS17	321.53	-	13.26	13.26	12.68	12.68	12.68	12.68	11.53	11.53	11.53	11.53	10.38	10.38	10.38	10.38	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	9.22	18.30	
OPEX	MS17	(7.92)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.56)		
GROSS OPERATING INCOME	MS17	303.61	(0.56)	12.70	12.70	12.12	12.12	12.12	12.12	10.97	10.97	10.97	10.97	9.82	9.82	9.82	9.82	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66		
DEPRECIATION	MS17	(60.71)	-	(6.98)	(6.98)	(6.98)	(6.98)	(6.98)	(6.98)	(6.98)	(6.98)	(6.98)	(6.98)	(6.98)	(6.98)	(6.98)	(6.98)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
FINANCIAL INTERESTS	MS17	(67.52)	(1.27)	(3.17)	(5.08)	(4.91)	(4.57)	(4.23)	(3.89)	(3.56)	(3.22)	(2.88)	(2.54)	(2.20)	(1.86)	(1.52)	(1.19)	(0.85)	(0.51)	(0.17)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OPERATING INCOME (EO)	MS17	165.28	(1.83)	(6.73)	(6.64)	0.81	0.57	0.91	1.25	1.59	0.77	1.11	1.45	1.79	0.98	1.32	1.65	8.97	8.16	8.49	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	17.74	
INCOME TAX	MS17	(57.80)	-	-	-	-	-	-	(0.03)	(0.27)	(0.39)	(0.51)	(0.63)	(0.34)	(0.46)	(0.58)	(3.14)	(2.85)	(2.97)	(3.03)	(3.03)	(3.03)	(3.03)	(3.03)	(3.03)	(3.03)	(3.03)	(3.03)	(3.03)	(3.03)	(3.03)	(3.03)	(6.21)		
NET OPERATING INCOME	MS17	107.48	(1.83)	(6.73)	(6.64)	0.81	0.57	0.91	1.25	1.56	0.50	0.72	0.94	1.16	0.63	0.85	1.07	5.83	5.30	5.52	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	11.53		
FUNDS GENERATED FROM OPERATIONS (MBA)	MS17	198.19	(1.83)	(6.73)	(6.64)	0.81	0.57	0.91	1.25	1.56	0.50	0.72	0.94	1.16	0.63	0.85	1.07	5.83	5.30	5.52	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	11.53		
CAPEX	MS17	(90.71)	(22.68)	(66.09)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
WORKING CAPITAL VARIATION	MS17	0.00	15.87	47.62	-	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	(4.23)	
DEBT VARIATION	MS17	107.48	(8.63)	(24.15)	7.62	3.56	3.32	3.66	4.00	4.31	3.25	3.47	3.69	3.91	3.38	3.60	3.82	3.60	3.07	1.29	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	11.53	
CASH FLOW	MS17	107.48	(8.63)	(24.15)	7.62	3.56	3.32	3.66	4.00	4.31	3.25	3.47	3.69	3.91	3.38	3.60	3.82	3.60	3.07	1.29	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	11.53	
Cumulated Cap. Cash Flow		-	(8.63)	(32.78)	(25.16)	(21.60)	(18.29)	(14.63)	(10.63)	(6.33)	(3.08)	(0.39)	4.08	7.99	11.37	14.97	18.79	20.38	21.45	22.74	28.37	34.00	39.63	45.27	50.90	56.53	62.16	67.79	73.42	79.06	84.69	90.32	95.95	107.48	

Actualisation date	January
0%	NPV 0%
10.3%	NPV 10.3%
11.3%	NPV 11.3%
12.3%	NPV 12.3%
IRR	12.1%

Anexo 2 - Demanda Eléctrica y Potencia Efectiva - 2016

Demanda MEM Año 2016 [GWh]

DEMANDA (GWh)	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16
Distribuidor	10 263	9 687	8 349	8 253	9 295	9 914	9 968	8 902	8 404	7 926	8 102	0
Gran Usuario	2 082	2 044	2 112	2 039	2 057	1 896	1 952	1 942	1 968	2 017	2 023	0
Bombeo	75	35	24	49	42	60	83	22	16	25	15	0
Exportación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas	381	367	332	315	338	392	375	342	332	336	351	0
TOTAL	12 800	12 134	10 817	10 656	11 733	12 262	12 379	11 208	10 721	10 304	10 491	0

Oferta MEM Año 2016 [GWh]

OFERTA (GWh)	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16
TÉRMICA	8 286	8 051	7 205	6 787	7 170	7 968	8 377	7 805	7 111	6 537	6 507	0
HIDRÁULICA	3 392	3 050	2 769	2 831	3 454	3 060	2 816	2 669	2 841	2 996	3 108	0
NUCLEAR	679	660	590	705	749	689	674	495	528	741	640	0
RENOVABLE	272	252	264	219	168	166	186	198	231	228	226	0
IMPORTACION	171	121	12	183	194	381	327	41	9	9	11	0
TOTAL	12 800	12 134	10 839	10 725	11 734	12 265	12 380	11 208	10 721	10 510	10 491	0

Gráfico 44 - Demanda Eléctrica y Potencia Efectiva 2016 , (CAMMESA, 2017)

Anexo 3 - Mecanismos de Financiación y apoyo a las EE. RR en Argentina.

(Fuente: Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe y el autor)

Instrumentos de Financiación de Proyectos en Energías Renovables						
Organización	Nombre del programa	Tipo	Público o Priv.	Fase financiable	Cobertura geográfica	Website
Plan RENOVAR	FODER	Garantías	Público	todas	Argentina	
Bancos Privados Nacionales e Internacionales	Project Finance	Préstamo	Privado	todas	Argentina	
BID (Banco Interamericano de Desarrollo)	Préstamos Soberanos	Préstamo	Privado	todas	Regional	www.iadb.org/es
	Préstamos No Soberanos			posteriores a factibilidad		
BIRF	Country Partnership Strategy	Préstamo	Privado	todas	Internacional	www.bancomundial.org
Corporación Andina de Fomento (CAF)		Préstamo/Garantía	Privado		Regional	www.caf.com
Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE)	Financiación de E. Renovable	Préstamo	Público	construcción	Argentina	www.bice.com.ar
Nación Fideicomisos	Fideicomiso		Público	posteriores a factibilidad	Argentina	www.nacionfides.com.ar
Programa de Financiamiento del Bicentenario	Préstamo		Público		Argentina	
Inciso k - Empresas Aseguradoras	ON, FF, FCI, Acciones		Privado		Argentina	

Anexo 4 - Experiencias de Financiamiento de EE.RR en Argentina

Parque Solar Cañada Honda

Energías Sustentables S.A. es la empresa propietaria del Parque, cuya controlante es 360 Energy S.A., la empresa Holding del Grupo y que anteriormente estuvo vinculada a Genneia S.A (ex – Emgasud)

En mayo del 2009 la Secretaría de Energía lanzó el programa GENREN con el objetivo de incentivar la instalación de energías renovables en Argentina, el Parque Solar Cañada Honda se construyó dentro de este programa, y fue financiado por el BICE (Banco de Inversión y Comercio Exterior), cuya inversión alcanzo 96.8 MUSD para la instalación de 98.000 paneles policristalinos que generan 110 MWh por día .

El proyecto consiste en la instalación de las centrales fotovoltaicas Chimbera y Cañada Honda, que se conectan al SADI en el punto de conexión a la red de la Estación Transformadora Cañadita en 33 kV. Cada central se divide en tres etapas de 2 MW, 3 MW y 5 MW cada una, totalizando una potencia instalada de 20 MW.

Los primeros 7 MW se financiaron con préstamos del Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) y aportes de capital propio. Los préstamos para Cañada Honda I (2 MW) y Cañada Honda II (3 MW) fueron de 8,8 MM USD y 10 MM USD, respectivamente, con un aporte de capital total de 7.2 MM USD, totalizando una inversión de 26 MM USD. Para la construcción de la planta Chimbera I (2 MW) se tomó un préstamo de 8 MM USD, con un aporte de capital de 4 MM USD, totalizando una inversión de 12 MM USD. Estos préstamos están estructurados como “Project Finance”, con un plazo de 10 años con 1 año de gracia. En promedio el aporte de capital propio es de 30%, con una financiación del 70%.

La empresa encargada de la obra fue Emgasud y la constructora Elecnor de Argentina S.A., el parque se inauguró el 19 de abril de 2012. Los 98.000 paneles solares policristalinos con láminas de etileno-vinil-acetato modificado (EVA) tienen una eficiencia del 14% y son de origen español (marca Atersa) Los paneles solares tienen una inclinación de 28 grados y una distancia entre filas de 10,5 metros.

En 2012 360 Energy conecto el Parque a la red nacional, lo que implico ser el primer parque solar fotovoltaico de gran escala en Argentina cOnectado a la grilla.

En una primera etapa que duro 6 meses de construcción se instalaron 5 MW que se conectaron a la estación transformadora la Cañadita con una producción anual de energía de 40.000 MWh.

El parque solar Cañada Honda está formado por 3 centrales de generación solar independientes, denominadas: Cañada Honda I, II de 2,2 MWp y 3,4 MWp respectivamente; y Chimbera I de 2,3 MWp.

Debido a su latitud, la provincia de San Juan cuenta con un promedio de nueve horas de sol al día y un mínimo de 300 días de cielo descubierto al año, características que la convierten en un escenario ideal para el desarrollo de la energía solar fotovoltaica. La radiación solar promedio de Cañada Honda es de 203,4 MW/m², cifra que la sitúa entre los mejores sitios del mundo para este tipo de proyectos.

La empresa ofrece Energía Solar para Grandes Usuarios, a través de un contrato de compra de energía (PPA) abastecemos las necesidades energéticas de su negocio a un precio previsible y de una manera totalmente limpia.

GENNEIA - PARQUE EÓLICO RAWSON I Y II - 2008

En el marco del Programa Global para la emisión de Obligaciones Negociables autorizado en 2008 Genneia emitió, a fines de 2010, obligaciones negociables (ON) Clase III por la suma de 77 MM USD. Las mismas fueron suscriptas e integradas en pesos y serán pagaderas en la misma moneda al tipo de cambio aplicable en cada fecha de amortización o pago de intereses. Se trata de ON simples, no convertibles en acciones, con garantía especial, y no subordinadas.

Los fondos obtenidos por medio de esta colocación fueron destinados a financiar parcialmente la construcción, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento del Parque Eólico Rawson I y II (77,4 MW) llevado adelante en el marco de GENREN.

El agente colocador fue Macro Securities S.A. Sociedad de Bolsa y el Agente de Fiscalización el Deutsche Bank.

Estas ON tienen fecha de vencimiento el 30 de septiembre de 2017 y contaron con un período de gracia desde la fecha de emisión hasta el 30 de marzo de 2012. En dicho período, no se realizaron amortizaciones de capital.

La amortización se realiza a través de 23 pagos trimestrales y consecutivos, comenzando el último día del período de gracia. La tasa de interés es del 11 % anual, con intereses pagaderos mensualmente durante período de gracia y luego trimestralmente, en cada fecha de Amortización.

Las ON cuentan con garantía a través de dos fideicomisos y con una prenda con registro en primer grado de privilegio sobre cuatro turbinas duales afectadas al Proyecto Energía Distribuida II.

Al primer fideicomiso se transfirieron parte de los derechos de cobro bajo los 2 contratos de suministro del PER celebrados con ENARSA y los contratos MEM de respaldo entre ENARSA y CAMMESA, a fines de constituir un fondo de reserva fiduciario por hasta un monto fijo mensual. También se realizó una cesión fiduciaria de derechos como beneficiario bajo el Contrato de Fideicomiso de Garantía celebrado con el BICE (fondo de garantía de pago y parte proporcional de aval del Tesoro Nacional).

El segundo fideicomiso, llamado Fideicomiso ante Incumplimiento, recibirá la totalidad de los pagos que efectúe CAMMESA en caso de declararse un incumplimiento de las ON.

GENNEIA 2017 - Captó US\$ 350 millones una empresa eólica

Genneia, emitió el primer bono de una empresa local en el mercado internacional desde la elección de Donald Trump como presidente de Estados Unidos.

La empresa tomó del mercado US\$ 350 millones, tras recibir ofertas de compra por 1050 millones, más de tres veces lo efectivamente suscripto, algo que muestra la buena predisposición de los inversores internacionales a financiar proyectos que mitiguen el cambio climático.

El bono tendrá un cupón de interés semestral del 8,75% anual y el capital será amortizado en una única cuota en enero de 2022.

El bono internacional será emitido el viernes 20 de enero próximo. "Los fondos serán aplicados para la administración de pasivos e inversiones en proyectos eólicos.

La emisión fue ofrecida tanto en el mercado de capitales internacional como local con participación de inversores institucionales", sostuvo la empresa en un comunicado.

Anexo 5 - Financiamiento en Chile y en Uruguay

<http://www.revistaei.cl/2015/10/26/banco-bice-hoy-es-dificil-que-un-proyecto-de-energia-renovable-se-financie-si-no-tiene-contrato/>

Es interesante analizar que sucedió con el financiamiento de este tipo de proyectos en nuestros países vecinos, ya que es muy probable que los desarrollos y cambios que experimentaron ellos, sean similares a los que impacten en Argentina en los próximos años.

Para esto resulta muy esclarecedora la entrevista que dio Rodrigo Violic, gerente ERNC de Banco Bice de Chile a una entrevista especializada.

Con más de una década de experiencias en el negocio de financiar proyectos de Energía Renovable No Convencional (ERNC), el ejecutivo señala que el mercado se encuentra en pleno proceso de cambio, con precios que se mantendrán bajos por los próximos años y mayores restricciones para encontrar financiamiento.

Sostiene que desde que empezaron en 2008, han financiado 30 proyectos de ERNC de los cuales 24 son minihidro, cinco eólicos y uno solar fotovoltaico. La progresión ha sido pasar del hidro al eólico -a partir del 2012- y a financiar proyectos solares fotovoltaicos, donde en marzo cerramos el primero. Necesitábamos alcanzar la curva de aprendizaje para poder entender los riesgos que estaban detrás de los proyectos antes de decidirnos a financiarlos. Desde el origen hemos financiado unos US\$ 600 millones.

Manifiesta que el financiamiento de proyectos ERNC ha sufrido grandes cambios en los últimos años. Anteriormente estos proyectos en Chile eran financiados por los organismos multilaterales: BID, Corporación Interamericana de Inversiones, etc. Estos bancos fueron los que hicieron de cabeza de playa para este negocio.

A partir de 2011, comenzaron a ver más competencia de la banca local a partir de 2011, porque probablemente ellos mismos percibieron que era un segmento atractivo de negocios que tenía un potencial interesante. Hoy hay en forma activa ocho o nueve bancos con presencia local que están participando en el financiamiento de proyectos de ERNC, y en los últimos dos años también han entrado bancos internacionales.

Aclara que es muy difícil que hoy se financie un proyecto de ERNC sin contrato, sobre todo porque está sujeto a la volatilidad del costo marginal, que ha mostrado una tendencia marcadamente a la baja, y lo que buscan los bancos y financistas de los proyectos es que el flujo de caja sea lo más estable posible para asegurar el pago de la deuda. Hoy lo más sano es que los desarrolladores busquen alguna forma de reenfoque su estrategia comercial para ir migrando desde el spot a los contratos.

El ejecutivo sostiene que actualmente las ERNC representan 11% de la capacidad instalada, y existe margen para crecer y alcanzar sin problema la meta del 20% probablemente antes del 2025. En las condiciones actuales, con el refuerzo de líneas y la interconexión, al 2030 probablemente pueda absorber 30% de ERNC.

En base a este crecimiento estima que el volumen del negocio del financiamiento de EE.RR con los proyectos ERNC con financiamiento del orden del 60%, serían unos US\$ 1.400 millones de deuda por año.

Condiciones de Financiamiento en Uruguay

- Líneas de financiamiento de agencias de exportación (ECA), bancas multilaterales y bancos comerciales a plazos de hasta 18 años, con tasas de interés de entre el 3 y 4% costo financiero total, y con una cobertura de entre el 75 y 80% del valor total del proyecto.

Anexo 6 - Factor de Incentivo al precio - Programa RenovAR

ANEXO 9
FACTOR DE INCENTIVO

PRELIMINAR

Año Calendario	Factor de Incentivo
2016	1,25
2017	1,25
2018	1,25
2019	1,15
2020	1,15
2021	1,10
2022	1,10
2023	1,10
2024	1,10
2025	1,00
2026	1,00
2027	1,00
2028	1,00
2029	0,90
2030	0,90
2031	0,90
2032	0,90
2033	0,80
2034	0,80
2035	0,80
2036	0,80
2037	0,80
2038 y posteriores	0,80